



ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

# ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XXI Международного симпозиума  
имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных,  
посвященного 130-летию со дня рождения  
профессора М.И. Кучина*

УДК 504(063)  
ББК 20.1л0  
П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр** : труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Том II / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 1074 с.



ISBN 978-5-4387-0761-5 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0760-8

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии разведки и добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, экономики минерального сырья и горного права.

Публикация сборника трудов XXI Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

Статьи даны в авторской редакции.

УДК 504(063)  
ББК 20.1л0

**Главный редактор – А.С. Боев, директор ИПР**

**Ответственный редактор – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.**

**Ответственные редакторы секций:**

Секция 1 – И.В. Рычкова, доцент, к.г.-м.н.

Секция 2 – И.В. Кучеренко, профессор, д.г.-м.н.

Секция 3 – Р.Ю. Гаврилов, доцент, к.г.-м.н.

Секция 4 – Н.М. Недоливко, доцент, к.г.-м.н.

Секция 5 – М.М. Немирович-Данченко, профессор, д.физ.-мат.н.

Секция 6 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 7 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.

Секция 8 – Ю.С. Ананьев, доцент, к.г.-м.н.

Секция 9 – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.

Секция 10 – Е.Г. Языков, профессор, д.г.-м.н.

Секция 11 – С.И. Арбузов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 12 – О.С. Чернова, доцент, к.г.-м.н.

Секция 13 – П.А. Стрижак, д.физ.-мат. н.

Секция 14 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.

Секция 14 (подсекция 2) – Э.Д. Иванчина, профессор, д.т.н.

Секция 15 – В.И. Верещагин, профессор, д.т.н.

Секция 16 – А.В. Ковалев, доцент, к.т.н.

Секция 17 – Е.Н. Пашков, доцент, к.т.н.

Секция 18 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.

Секция 18 (подсекция 1) – С.Н. Харламов, профессор, д.физ.-мат.н.

Секция 19 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.

Секция 20 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

Секция 20 (подсекция 1) – Ю.В. Колбышева, доцент, к.фил.н.

Технический редактор – И.В. Павлова, менеджер научного отдела

Технический редактор – А.А. Боброва, инженер научного отдела

ISBN 978-5-4387-0761-5 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-0760-8

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2017

---

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION  
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY  
INSTITUTE OF NATURAL RESOURCES

---



TOMSK  
POLYTECHNIC  
UNIVERSITY

# PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

## Part II

*Proceedings of the 21<sup>th</sup> International Scientific Symposium of students,  
postgraduates and young scientists devoted to the  
130<sup>th</sup> Anniversary of birth of M. Kuchin*

Tomsk 2017

---

UDC 504(063)  
BBC 20.1л0  
P78

**Problems of Geology and Subsurface Development** : Proceedings of the 21<sup>th</sup> International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 130th Anniversary of birth of M. Kuchin. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2017. – 1074 p.



Problems of paleontology, stratigraphy, tectonics, historical and regional geology, mineralogy, geochemistry, petrology, lithology, mineral products, hydrogeology, hydrogeochemistry, engineering geology, geophysics, oil geology, hydrocarbon and minerals refining, oil and gas fields development, oil field equipment, well drilling, techniques and technology of oil and gas transportation and storage, mining, exploration technique, geoecology, environmental protection, complex mineral resource usage, land management, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 21<sup>th</sup> International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Agency of Education and under the support of Russian Foundation for Basic Research.

Articles autographed by authors.

**UDC 504(063)**  
**BBC 20.1л0**

**Editor-in-chief – A.S. Boev, director**

**Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor**

**Panels' executive editors:**

- Panel 1 – I.V. Rychkova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
  - Panel 2 – I.V. Kucherenko, Professor, Dsc (in Mineralogy)
  - Panel 3 – R.Yu. Gavrilov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
  - Panel 4 – N.M. Nedolivko, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
  - Panel 5 – M.M. Nemirovich-Danchenko, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
  - Panel 6 – V.K. Popov, Professor, Dsc (in Mineralogy)
  - Panel 7 – S.L. Shvartzev, Professor, Dsc (in Mineralogy)
  - Panel 8 – Y.S. Ananyev, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
  - Panel 9 – O.A. Pasko, Professor, Dsc (Agricultural Sciences)
  - Panel 10 – Ye.G. Yazikov, Professor, Dsc (in Mineralogy)
  - Panel 11 – S.I. Arbuzov, Professor, Dsc (in Mineralogy)
  - Panel 12 – O.S. Chernova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
  - Panel 13 – P.A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
  - Panel 14 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
  - Panel 14 (2) – Ye.D. Ivanchina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
  - Panel 15 – V. I. Vereshchagin, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
  - Panel 16 – A.V. Kovalev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
  - Panel 17 – E.N. Pashkov, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
  - Panel 18 – A.V. Rudachenko, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
  - Panel 18 (1) – S.N. Harlamov, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
  - Panel 19 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)
  - Panel 20 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)
  - Panel 20 (1) – Yu.V. Kolbysheva, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)
- Technical editor – I.V. Pavlova, Manager of the scientific department  
Technical editor – A.A. Bobrova, Engineer of the scientific department

---

## ПРЕДИСЛОВИЕ

3-7 апреля 2017 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся XXI Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 130-летию профессора М.И. Кучина, основателя первой гидрогеологической школы в Сибири и основателю кафедры гидрогеологии и инженерной геологии в ТПУ.

Организация и проведение XXI Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и Российского Фонда фундаментальных исследований и была поручена Институту природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (ИПР ТПУ) как признание заслуг ИПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт природных ресурсов был основан в 1901 г. В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

ИПР (горное отделение ТТИ) является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная В.А. Обручевым и М. А. Усовым Сибирская горно-геологическая школа сыграла и сегодня продолжает играть важную роль в открытии, изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока нашей страны, но и Средней Азии.

Среди выпускников Института – целая плеяда выдающихся ученых, инженеров и организаторов производства. Это М.А. Усов – ученик и первый аспирант В.А. Обручева, первый из числа выпускников института (ГРФ, НГФ, ИГНД, ИПР) – профессор и первый из сибиряков – академик, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири и первенца ее геологической службы – Сибгеолкома; академик К.И. Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Н.Н. Урванцев, первооткрыватель уникального Норильского рудного региона, Заслуженный полярник СССР; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч выпускников института (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 – Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 260 – докторами и более 1650 – кандидатами наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук СССР (РАН), 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Институт природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 4500 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 16 кафедр; аналитический центр; два Инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 9 научно-производственных Центров и Инновационных научно-образовательных Центров, 24 научные лаборатории; 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 339 преподавателей, среди которых 7 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 63 доктора и 179 кандидатов наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 33 специальностям.

С момента основания в ИПР (ГРФ, НГФ, ИГНД) ТПУ успешно осуществлялось единство научно-исследовательской работы по фундаментальным и прикладным наукам – высшего образования и производственной деятельности, создавались и развивались богатые традиции НИРС, бережно сохраняемые и развиваемые и по сей день.

Симпозиум работал по 20 секциям и Круглому столу: 1. Палеонтология, стратиграфия и региональная геология. Геоинформационные системы в науках о Земле; 2. Минералогия, геохимия и петрография; 3. Месторождения полезных ископаемых. Современные технологии и методы поисков и разведки МПИ. Геоинформационные системы в геологии; 4. Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа; 5. Геофизические методы исследования Земли, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях; 6. Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях; 7. Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли. Геоинформационные системы в гидрогеоэкологии; 8. Космогеологические исследования и дистанционные методы исследований в изучении и управлении природными ресурсами; 9. Землеустройство: наука и практика; 10. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; 11. Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов и стратегических металлов; 12. Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 13. Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 14. Современные технологии подготовки освоения и переработки природных ресурсов; 14 секция, подсекция 1 – Переработка углеводородного сырья; 14 секция, подсекция 2 – Химическая технология подготовки и переработки горючих ископаемых; 15 Комплексное использование и переработка минерального сырья; 16. Современные технологии и техника бурения скважин; 17. Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых; 18. Современные технологии и техника транспортировки и хранения нефти и газа; 19. Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право; 20. Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках); 20 секция, подсекция 1 – Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации

Круглый стол: «Наука. Образование. Молодежь. Проблемы. Перспективы».

XXI Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований. Заявки для участия в симпозиуме подали 1211 студентов и молодых ученых России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили 1112 докладов, из которых 263 доклада заявили иногородние участники.

Это представители стран дальнего зарубежья – 40. Страны СНГ представили 162 доклада. Представителей России подали 1009 докладов, из которых 331 заявили иногородние участники. По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из вузов – 852, из НАН – 3, из РАН – 37, из отраслевых НИИ – 20, из производственных организаций – 8, школьники – 3.

В период работы симпозиума было заслушано 811 докладов (535 – ТПУ). Иногородние участники выступили со 183 докладами. Статус участников симпозиума, выступивших с докладами, следующий: **студентов - 494, магистрантов – 144, аспирантов и молодых ученых - 282.**

**Из 811** заслушанных докладов - из ТПУ - **535. Из 920** участников - из ТПУ - **648, 638** студентов и магистрантов - из ТПУ -**469, аспирантов и молодых ученых - 282 (из ТПУ - 177).**

Дальнее зарубежье было представлено странами: США, Великобритания, Германия, Вьетнам, Китай, Йемен, Сирия, Иран, Кот-д'Ивуар, Ирак, Гана, Венесуэла, Мозамбик. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Беларусь, Республика Казахстан, Украина, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан, Азербайджанская Республика, Республика Молдова, Донецкая Народная Республика.

Открытие секций сопровождалось Пленарными докладами с обсуждением стратегических проблем геологии и освоения недр по всем видам полезных ископаемых и новейшим технологиям и технике разработки полезных ископаемых. Конкурсные комиссии секций подчеркнули высокий научный уровень докладов участников, часть из которых отличаются новизной и оригинальностью идей. Доложенные результаты лучших научных работ актуальны, отражают исследования, как в области фундаментальных наук, так и имеют важное прикладное значение и при дальнейшей научной разработке, могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. Авторы научных работ продемонстрировали владение современными методами научных исследований. Участники из других ВУЗов и научных организаций отметили высокий организационный уровень проведения симпозиума.

Для участников симпозиума были организованы экскурсии: в музей истории ТПУ, в музейный комплекс ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, по городу Томску, в центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела (Heriot-Watt).

В рамках XXI Международного симпозиума «Проблемы Геологии и освоения недр» был проведен отборочный тур федерального конкурса грантов «У.М.Н.И.К.» Фонда содействия развитию малых форм предприятия в научно-технической сфере в номинации «За научные результаты, обладающие новизной и среднесрочной перспективой (до 6-8 лет) их эффективной коммерциализации». Для участия в конкурсе грантов «У.М.Н.И.К.» на I тур было подано и рассмотрено 17 заявок студентов и молодых ученых. Для участия во II отборочном туре экспертами на секциях были отобраны 8 проектов.

Конкурсные комиссии секций симпозиума рекомендовали лучшие доклады для публикаций в журнале «Известия ТПУ». По итогам симпозиума лучшие статьи будут опубликованы в журнале «Proceedings of the Geologists Association», индексируемом базой данных Scopus. По итогам работы симпозиума будет издан сборник научных трудов, зарегистрированный в базе РИНЦ. Материалы и итоги симпозиума размещены на сайте симпозиума: [www.usovma.tpu.ru](http://www.usovma.tpu.ru)

Работа симпозиума осуществлялась, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований.

Авторы лучших научных докладов, представленных на секциях, награждены дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты участника.

География участников симпозиума обширна. Участниками симпозиума представлены доклады из следующих университетов, академических и отраслевых институтов и производственных организаций: Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (г. Москва), Института проблем нефти и газа Российской академии наук (г. Москва), Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина (г. Москва), Центрального научно-исследовательского геологоразведочного института цветных и благородных металлов (г. Москва), Института нефтехимического синтеза Российской академии наук (г. Москва), Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, Национального исследовательского технологического университета «МИСиС» (г. Москва), ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Санкт-Петербургского государственного университета, Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики, Автономного университета Пуэблы Бенемерита (г. Пуэбла, Мексика), Политехнического института (г. Мехико, Мексика), Сайгонского государственного университета (г. Сайгон, Вьетнам), Технологического института (г. Карлсруэ, Германия), Общества разведки и локализации (г. Карлсруэ, Германия) Государственного университета Нью-Йорка (Фредония, США), Китайского геологического университета (г. Ухань), Ханойского университета науки и технологии (г. Ханой, Вьетнам), Технологического университета (г. Дельфт, Нидерланды), Таджикского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Казахского национального исследовательского технического университета им. К.И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан), Восточно-Казахстанского государственного технического университета им. Д. Серикбаева (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Карагандинского государственного технического университета, (г. Караганда,

---

Казахстан), Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева (г. Астана, Казахстан), Казахского национального аграрного университета (г. Алматы, Казахстан), Института радиационной безопасности и экологии (г. Курчатов, Казахстан), Государственного университета им. Шакарима (г. Семей, Казахстан), Павлодарского государственного университета им. Торайгырова (г. Павлодар, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Южно-Казахстанского государственного университета (г. Шымкент, Казахстан), Рудненского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), НИИ радиационной медицины и экологии (г. Семей, Казахстан), ТОО «Корпорация Казахмыс» (г. Жезказган, Казахстан), Института геологии и геофизики (г. Баку, Азербайджан), Начхыванского отделения НАН Азербайджана (г. Начхыван, Азербайджан), Гомельского государственного университета им. Франциско Скорины (г. Гомель, Беларусь), Белорусской государственной сельскохозяйственной академии (г. Горки, Беларусь), Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого (г. Гомель, Беларусь), Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти «БелНИПИнефть» (г. Гомель, Белоруссия), Института природопользования НАН Беларуси (г. Минск, Беларусь), Донецкого национального технического университета (г. Донецк, Украина), Днепропетровского национального университета им. О. Гончара (г. Днепропетровск, Украина), Научно-исследовательского института минеральных ресурсов (г. Ташкент, Узбекистан), Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улгбека (г. Ташкент, Узбекистан), Института гидрогеологии и инженерной геологии НАН (г. Ташкент, Узбекистан), Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (г. Ташкент, Узбекистан), Навоийского государственного горного института (г. Навои, Узбекистан), Института геологии и геофизики НАН Узбекистана (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (г. Ташкент, Узбекистан), Института общей и неорганической химии АН РУз (г. Ташкент, Узбекистан), ГИ «Саноатгеоконтехназорат» (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологии и сейсмологии Академии наук Молдовы (Кишинев), Дальневосточного федерального университета (г. Владивосток), Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Института геологии и природопользования ДВО РАН (г. Благовещенск), Дальневосточного государственного университета путей сообщения (г. Хабаровск), Института водных и экологических проблем ДВО РАН (г. Хабаровск), Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск), Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук (г. Якутск), АО «Георегион» (Росгеология, г. Анадырь), Забайкальского государственного университета (г. Чита), ООО «Мангазея Золото» (г. Чита), Бурятского государственного университета (г. Улан-Удэ), Иркутского национального исследовательского технического университета (г. Иркутск), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), Сибирского федерального университета (г. Красноярск), ООО «Экоспервайзер» (г. Красноярск), ООО «ХАКАСТИСИЗ» (г. Абакан), Горно-Алтайского государственного университета (г. Горно-Алтайск), Кузбасского государственного технического университета (г. Кемерово), Федерального исследовательского центра угля и углехимии СО РАН (г. Кемерово), Сибирского государственного индустриального университета (г. Новокузнецк), Алтайского государственного университета (г. Барнаул), Новосибирского национального исследовательского государственного университета (г. Новосибирск), Новосибирского государственного технического университета (г. Новосибирск), Сибирского государственного университета геосистем и технологий (г. Новосибирск), Института горного дела СО РАН (г. Новосибирск), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука (г. Новосибирск), Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск), Института археологии и этнографии СО РАН (г. Новосибирск), ПАО «Сибнефтегаз» (г. Новый Уренгой), ОАО «Газпронефть-Ноябрьскнефтегазгеофизики» (г. Ноябрьск), Омского государственного педагогического университета (г. Омск), Омского государственного технического университета (г. Омск), Омского государственного аграрного университета им. П.А. Столыпина (г. Омск), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень), Тюменского государственного университета (г. Тюмень), ООО «ТюменНИИгипрогаз» (г. Тюмень), Южно-Уральского государственного университета (г. Челябинск), Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург), Уральского государственного аграрного университета (г. Екатеринбург), Уральского государственного колледжа им. И.И. Ползунова (г. Екатеринбург), Уральского института ГПС МЧС России (г. Екатеринбург), Уральского научно-исследовательского и проектного института галургии, ОАО «Галургия» (г. Екатеринбург), Пермской государственной сельскохозяйственной академии им. академика Д.Н. Прянишникова (г. Пермь), Пермского государственного национального исследовательского университета (г. Пермь), Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь), ООО «НПО «Омега» (г. Пермь), Башкирского государственного университета (г. Уфа), Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета (г. Ухта, Республика Коми), Института геологии Коми УрО РАН (г. Сыктывкар), Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (г. Багульма), Казанского (Приволжского) Федерального университета (г. Казань), Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского НЦ РАН (г. Казань), Самарского государственного технического университета (г. Самара), Национального исследовательского Саратовского государственного университета им. М.Г. Чернышевского (г. Саратов), Северного (Арктического) федерального университета (г. Архангельск), Института геологии Карельского НЦ РАН (г. Петрозаводск), Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону), Гидрохимического института (г. Ростов-на-Дону), Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова (г. Новочеркасск), Кубанского государственного технологического университета (г. Краснодар), Кубанского государственного университета (г. Краснодар), ООО

«НК «Роснефть» - НТЦ» (г. Красноярск), Северо-Кавказского федерального университета (г. Ставрополь), Ставропольского государственного аграрного университета, Национального исследовательского Томского политехнического университета (г. Томск), Национального исследовательского Томского государственного университета, Томского государственного архитектурно-строительного университета (г. Томск), Института химии нефти СО РАН (г. Томск), Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа, ООО «НПО ЭТН – «Циклон» (г. Томск).

Работа симпозиума проходит в течение четырех дней одновременно по 20 секциям и «Круглому столу». Уникальность этого симпозиума состоит в том, что он проходил по всем фундаментальным научным направлениям геологического профиля, по методам поисков и разведки всех полезных ископаемых, технологии и техники разведки всех видов полезных ископаемых, их разработки и добычи, в том числе углеводородного сырья, включая космогеологические исследования и геоинформационные системы в геологии, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, по землеустройству, природоресурсному праву и экономике минерального сырья. Участвовали в симпозиуме лучшие студенты и молодые ученые России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещались достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижения с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

Тематика докладов охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений и переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, нефтегазопромыслового оборудования, технике и технологии разведки месторождений твердых полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. Для участников, делавших доклады на английском и немецком языках, работала специальная секция.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 20 научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Научный уровень докладов очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляет собой принципиально новые открытия. Доложенные результаты лучших научных работ молодых ученых чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так и экспериментальных исследований и имеют важное прикладное значение, и при дальнейшей научной разработке многие из них могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней, конструкторских разработок. Многие доклады являются частью хозяйственных НИР, госбюджетных НИР, выполняемых по грантам, научным программам российского, регионального и областного уровней, результаты многих научных работ могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии.

Авторы научных работ на XXI Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» 2017 г. демонстрируют владение самыми современными методами научных исследований.

В рамках XXI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» проведены две выставки:

1. Выставка исторических материалов: «К 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, основателя первой гидрогеологической школы в Сибири и созданию впервые в Сибири кафедры гидрогеологии и инженерной геологии в ТПУ».

2. Выставка «Научные достижения студентов и молодых ученых ИПР ТПУ по созданию минерально-сырьевой базы страны» (1901 – 2017 гг.).

Во время работы XXI Международного симпозиума был проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем 20 научным направлениям (секциям) традиционно награждаются дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты. Награждение проводилось в торжественной обстановке в Международном культурном центре ТПУ, был организован праздничный концерт.

Для участников симпозиума организуются экскурсии: в музей истории ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, в научные и учебные лаборатории ТПУ, по городу Томску, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим центром; в кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, в Инновационный научно-образовательный Центр «Урановая геология», в Инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, в Выставочный Центр современных научных достижений ТПУ.

Материалы и итоги симпозиума размещены на сайте симпозиума: [usovma.tpu.ru](http://usovma.tpu.ru). Сайт симпозиума имеет англоязычную версию.

Доложенные материалы нередко несут новые научные идеи, отражают современное состояние российской



---

и мировой науки и имеют большую практическую значимость. В частности, в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых и исследовании Земли использовались современные геоинформационные технологии с широким применением персональной компьютерной техники, а также новейшая компьютеризированная геофизическая аппаратура, в том числе непосредственно разработанная участниками симпозиума. На секции были предложены разработки программных комплексов для интерпретации спутниковых геофизических данных, а также возможности применения морской гравиметрии при изучении шельфовой зоны, научные разработки по совершенствованию методики геофизических исследований и интерпретации геофизических данных при поисках и разведки рудных и нефтегазовых месторождений как наземными, так и скважинными методами. В ряде работ молодых ученых были использованы также новейшие математические методы (МКЭ) для моделирования электромагнитных полей в обсаженных скважинах, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой, метод лазерного микроанализа и т.п. Тематика докладов в этом году весьма обширна. Прежде всего, в докладах рассматриваются результаты фундаментальных исследований – гипотезы об образовании магнитного поля Земли, расчеты напряженно-деформационного состояния земной коры, оценка влияния приливных сил на процессы подготовки землетрясений и др.

Работы прикладного характера можно разделить на пять направлений. Это работы посвященные: разработке новейших методов и технологий петрофизических и в целом геофизических исследований (например, применение беспилотных летающих аппаратов для аэромагнитной съемки); повышению точности расчетов и разработке методик моделирования сейсмических сигналов; применению геотермических методов для выделения перспективных зон нефтегазоносности разрезов в различных районах; применению геофизических методов при решении геоэкологических задач; анализ данных геофизических исследований скважин и оценка перспектив нефтегазовых комплексов по геофизическим данным.

Другую классификацию можно провести, рассматривая математический аппарат, применяемый исследователями, алгоритмы численного решения задач, приёмы построения всего хода компьютерного эксперимента. И здесь есть очень интересные работы.

Прежде всего, хочется выделить статью «Алгоритм сейсмической миграции в обратном времени на основе эффективного численного моделирования первых вступлений сейсмических волн» (авторы А.С. Смелов, Г.С. Чернышов, научный руководитель ст. науч. сотр. А.С. Сердюков). В ней использован оригинальный приём – решать прямую задачу эластодинамики не во всей области, а в скользящем окне с предвычисленным положением. Это даёт, как показывают авторы, ускорение вычислений (до 40 раз) и экономию памяти (до 50 раз). В наше время даже экономия на первые проценты рассматривается как прорывное решения, а такой технологичный подход, который доставляет ускорение и экономию на первые порядки, имеет, конечно, большие перспективы. Интересны и другие работы, выполненные группой авторов под руководством А.С. Сердюкова. Здесь привлекаются методы, позволяющие отказаться от высокочастотной аппроксимации (метод волновой томографии), методы расчета волновых полей, основанные на использовании библиотеки решений с заданным набором функций Грина.

В последние десятилетия в решении задач геофизики всё чаще используются методы оптимизации с использованием нейронных сетей, генетических алгоритмов. Одна разновидность решения задач оптимизации рассмотрена в работе А. А. Волковой «Комплексный анализ сейсмических и скважинных данных при изучении трещиноватых коллекторов на примере месторождения в фундаменте Западной Сибири», научный руководитель доцент В.П. Меркулов. Ею использованы результаты применения т.н. «муравьиного алгоритма» как дополнительного атрибута для выявления зон повышенной трещиноватости при постобработке данных 3D сейсморазведки в сочетании с данными каротажа.

Несколько работ, представленных в геофизической секции, основаны на численном решении задач электромагнитного зондирования.

Это работы, выполненные под руководством профессора Ельцова И.Н. (Павлова Д. М. «Интерпретация данных скважинной геоэлектрики с учетом гидродинамических параметров на примере юрского нефтяного коллектора»), доцента Сухоруковой К.В. (Копытов Е.В. «Сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа при пересечении тонкослоистых и анизотропных моделей субгоризонтальной скважиной», Литвиченко Д. А. «Влияние эксцентриситета зондов на трансформации сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа», под руководством доцента Глинских В.Н. (Москаев И. А. «Численное моделирование данных высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения наклонно-горизонтальных скважин»), доцента Молоковой Н.В. (Коробейников П.А., Соколова А. С. «Математическая модель программного комплекса для интерпретации данных метода дипольного электромагнитного зондирования»). Во всех этих работах представлен широкий спектр подходов к решению прямых и обратных задач геоэлектрики.

Нужно еще выделить работу, стоящую на стыке геофизики и геодинамики - это работа Татауровой А. А. «Численное моделирование деформаций в складчато-надвиговых поясах», научный руководитель ведущих научных сотрудник Ю.П. Стефанов. В этой статье модель упруго-пластической среды использована для описания формирования складчато-надвиговых структур, а численная реализация базируется на конечно-разностном аналоге полной системы уравнений механики сплошных сред. Такие решения пока довольно редко встречаются в мировой литературе применительно к задачам физики Земли.

Сейсмологические проблемы представлены в работах Чубарова Д.Л. «Расчет и анализ роли приливных сил в процессе подготовки землетрясения», Васильевой М. А. «Сейсмичность и глубинное строение тектоносферы дальневосточного региона», Шабалина В.А., «Сейсмомикрорайонирование особой экономической зоны Советская Гавань», Ислямовой А.А., «Прогноз оползнеопасных участков склона на основе моделирования поля напряжений». В последней работе численное решение прямой задачи сочетается с применением известного

пакета расчета амплитудных характеристик колебаний грунта.

При **минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях** использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микронзондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, инструментальный нейронно-активационный анализ, метод лазерного микроанализа, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучения обогатимости кварцитов посредством аэромеханической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолюминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-II по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород, с использованием ГИС-технологий, методов физико-химического моделирования с использованием программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентный анализ, методы изучения минерального состава отдельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газовой-жидких включений, Ag-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов, микротермометрический метод с использованием микрокриотермостоллика THMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis, геомикробиологические методы с дистанционными, структурно-геоморфологическими, структурно-гидрогеологическими методами, показана возможность использования инфракрасных спектров топаза для прогнозных целей, трехмерное моделирование, методы многомерной статистики, дешифрование космо- и аэрофотоснимков и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. В представленных докладах отражены новые методики оценки экологического состояния территорий и отражена возможность применения биогеохимии для оценки уровня техногенного загрязнения. Представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в базальтоидах, по которым была расшифрована геохимическая специализация и обстановки формирования пород, что позволяет применять эти данные при прогнозировании и поисках месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены технологии компьютерного моделирования месторождений урана и рудных тел. Впервые была предложена методика разделения существенно радиевых и существенно урановых ореолов внутри одного рудного тела. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по постановке поисково-прогнозных работ и рационально использовать природные ресурсы. Авторами разработаны новые методики оценки перспективных рудных полей на обнаружение месторождений урана, золота, железа, а также кварцевого сырья. Следует отметить, что при решении минералогических, петрографических и геохимических задач наряду с уже традиционными методами отмечается широкое использование новейших методик. Атомно-абсорбционный метод, позволяющий определить около 70 химических элементов. Рентген-флуоресцентный метод, применяемый для исследования химического состава минералов. Сканирующая электронная микроскопия, позволяющая получить изображение поверхности исследуемого объекта с разрешением около 30 нанометров, а также количественный и химический состав исследуемого вещества. Широко используются поляризационные микроскопы с подключенной термокамерой, которые позволяют определить основные характеристики флюидных включений и генетические условия образования минералов. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области минералогии и геохимии. В представленных докладах получены новые данные по химическому составу гранатов, биотитов, турмалинов из гранитов и пегматитов. В некоторых докладах представлены новые данные по особенностям петрографического состава различных массивов интрузивных пород. В другой части докладов освещены термобарогеохимические условия образования месторождений. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В докладах представлены новые данные по геохимии и петрографии ультрамафитов Западного Саяна, рассмотрены актуальные вопросы минералогических особенностей грунтов земельного полотна автомобильных дорог Западной Сибири, представлены исследования типоморфных особенностей циркона гранитоидов Рудного Алтая, приведена оценка редкоземельного оруденения восточных областей Памира, рассмотрены особенности химизма пиропов Архангельской и Якутской алмазоносных провинций, представлены новые данные нефтеносных песчаных пород Казанского месторождения, а также обсуждаются множество других важных и актуальных вопросов минералогии, петрографии, геохимии и металлогении.

Доклады, представленные на симпозиуме по направлению **гидрогеохимии и гидрогеоэкологии Земли и водных ресурсов**, отличались достаточно высоким научным уровнем. В основу большинства докладов были положены данные собственных исследований авторов по научным темам, актуальность которых была несомненна. В основу большинства докладов были положены данные собственных исследований авторов по научным темам, актуальность которых была несомненна. В докладах рассматривались научные и практические проблемы формирования химического состава, геохимия поверхностных, подземных и термальных вод, формы миграции химических, в т.ч. редкоземельных элементов и техногенных радионуклидов подземных вод,

---

геоэкологическое состояние поверхностных и подземных объектов различных районов России, Молдовы и Вьетнама, характерные областям гидрогеохимии и гидрогеоэкологии. Многие доклады были посвящены оценке экологического состояния водных объектов в различных условиях антропогенной нагрузки. Интересны были доклады, рассматривающие условия формирования химического состава и гидрологического режима водных объектов различных ландшафтов, а также территорий разной степени преобразованности за счет антропогенного воздействия. Наиболее интересными являются темы исследования, касающиеся вопросов формирования химического состава углекислых вод Тувы (доклады А.В. Шестаковой, Е.А. Шевченко, Е.А. Ворожейкиной), исследования химического состава подземных вод Вьетнама (докладчик Чан Тхи Хыонг), Молдовы (А.Н. Гроза), Республики Татарстан (Р.Р. Галямов), изучение родников города Томска (А.В. Еремина) и др. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В докладах представлены результаты собственные исследований, полученных в ходе экспедиций, учебных и производственных практик.

Научный и практический интерес представляют материалы по направлению **«Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях»**. Они посвящены актуальным проблемам экологизации и территориальному планированию водопользования, природообустройства и землеустройства. В настоящее время возрастают объемы и виды гидрогеологических и инженерно-геологических изысканий, исходя из ландшафтно-климатических условий и развития отраслей экономики России, на территориях с распространением многолетнемерзлых пород (ММП). Особое внимание было уделено проблемам водопользования (П.И. Петрова (ТПУ)), так же, формируется повышенный интерес к экологическим аспектам взаимодействия человека с геологической средой, как городской (Г.С. Лоншаков (ИНИТУ), К.С. Медведков (ОГТУ)) так и промышленной (Е.Г. Прянишников (ТГАСУ), Е.А. Епифанова, А.Г. Гридасов, Д.В. Пургина (ТПУ)), абсолютное большинство гидрогеологических задач молодые ученые предпочитают решать методами численного моделирования. Не угасает интерес к исследованиям опасных инженерно-геологических процессов (П.В. Сотников, И.Е. Курлюк (ТПУ)). В ходе первого дня представлено 12 докладов из 8 городов России и ближнего зарубежья. Второй день работы секции включал доклады студентов и магистрантов делающих первые свои шаги в науке, количество докладов в этот день – 29, из 4х стран. На сегодняшний день наибольший научно-практический интерес представляют результаты исследований связанные с гидрогеодинамическими и геоэкологическими проблемами освоения месторождений полезных ископаемых. Так Е.А. Поскоотинов (ТПУ) в своей работе исследует динамику водопритоков в подземные горные выработки алмазоносной трубки «Удачная», Э.А. Кыйматов предлагает схематизацию гидрогеологических условий для подсчета запасов на месторождении подземных вод, Ю.А. Деева (ТПУ) выявляет источники загрязнения на подземном водозаборе расположенном вблизи р. Томь, Н.А. Ангахаева (ТПУ) обращает наше внимание на проблему мониторинга водных и земельных отношений в России на примере Тункинского национального парка, А.В. Карманова (ТПУ) выявляет технологические аспекты эффективности водопользования на Обь-Томском междуречье. Не менее важные проблемы поднимаются докладчиками по обоснованию и совершенствованию методик инженерно-геологических изысканий под строительство на многолетнемерзлых породах (А.В. Шрамок, К.В. Бекирова (ТПУ)), а также исследования напряженно-деформированного состояния грунтового массива для повышения надежности эксплуатации основания (С.С. Тарек (ТПУ)). Студентами были изложены сложные геодинамические процессы на территории г. Томска (Т.В. Коржова (ТПУ)) приведена сравнительная характеристика методов изучения проницаемости грунтов при проведении изысканий на шельфе (К.С. Богрова (ТПУ)), изучалась устойчивость геологической среды (Т.И. Грифинштейн (ТПУ)). Доклады, представленные по данному направлению, отличались достаточно высоким научным уровнем. В основу большинства докладов были положены данные собственных исследований авторов по научным темам, актуальность которых была несомненна.

При исследованиях в области **геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений** широко использовались методы компьютерного моделирования геологического строения и процессов разработки нефтяных месторождений с помощью программы Eclipse Шлюмберге и других современных программных средств (для построения трехмерной модели месторождений, для оценки запасов нефти, для установления положения водонефтяного контакта, для статистического анализа данных и т.д.), в том числе новейшее программное обеспечение CENEX, W-Seis, GeoSeism, SURFER и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий, также использовались космоснимки при прогнозировании ловушек нефти структурного типа. При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия, атомно-адсорбционный анализ, газовая хроматография, рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия, люминесцентная микроскопия, ртутная порометрия, изотопные методы исследований и др. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогидрогеохимических условий развития осадочных отложений, методы термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов, способов применения гидроразрыва пласта и трассерные исследования. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-Принятской, Прикаспийской, Волго-Уральской, акватории северных морей и других нефтегазоносных

провинций. Авторами проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий – востока Томской области, акваторий северных морей, в том числе Арктического шельфа (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых) и глубоководных горизонтов Западной Сибири. В частности интересны доклады Мануиловой Е.А. (МГУ) «Методика исследований ядра баженовской свиты для выделения запасов и ресурсов», Рубана А.С. и Юриновой Ю.А. (ТПУ) – «Литологические особенности донных осадков юго-восточной части моря Лаптевых», и цикл работ по теме «Трассерные исследования как инструмент оптимизации систем разработки» авторов Трифионовой О.Н., Майкова К.Ю. (н.рук. – Кудряшова Л.К., ТПУ).

По научному направлению **региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии** авторами продемонстрированы новейшие компьютерные технологии и, в частности, ГИС-технологии, в том числе новейшие программы, позволяющие обрабатывать аэрофото- и космоснимки с последующим прогнозом. При исследованиях использованы кластерный метод, палеонтологические, математические, а также классические методы исследований, методы электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР), нейтронно-активационный анализ, метод люминесцентной микроскопии для изучения органического вещества, анализ аэрофотоснимков и космоснимков. В палеонтологических исследованиях было показано применение универсального принципа симметрии Пьера-Кюри для характеристики форм и условий обитания отряда фузулинид и т.д. В работах использованы новейшие методы исследования веществ пород на современной инструментальной базе СО РАН и Мюнстерского университета, определения абсолютного возраста пород, палеонтологической реконструкции при прогнозировании месторождений и т.д. В связи с тем, что многие озера находятся под угрозой исчезновения и глобального климатического изменения, а целые народы испытывают засуху, современные исследования озер весьма актуальны. В 2017 году отмечается 115-летие кафедры исторической геологии и палеонтологии ТПУ – первой кафедры горно-геологического направления в Сибири, основанной выдающимися учеными с мировыми именами – академиком В.А. Обручевым и М.А. Усовым. Об истории кафедры рассказала студентка ТПУ Е.А. Осипова. С интересными научными работами выступила аспирант ИГХ СО РАН (г. Иркутск) Ощепкова А.В. по теме «Моделирование минерального состава донных озерных отложений как инструмент расшифровки палеоклиматических сигналов позднего плейстоцена-голоцена Байкальского региона». Интересна работа Глушкова С.Ю., студента ТПУ «Применение методов математической статистики при определении границ вида на примере кораллов» (н.рук.- доцент Гумерова Н.В.). Интересны и другие доклады. Уникальные исследования работ с остатками крупных млекопитающих регулярно проводятся в Северной Якутии. В многолетней мерзлоте Якутии сохраняются не только скелеты и кости млекопитающих ледникового периода, но и их замороженные трупы, представляющие особую научную и музейную ценность, где находки ведутся уже десятки лет в составе международных групп ученых из России, Бельгии и Южной Кореи. В докладе «Находки плейстоценовых псовых в многолетней мерзлоте Якутии» (авторы Молодые ученые К.Е. Протодьяконов, С.Е. Фёдоров, А.И. Дмитриев, Научный руководитель: С.Е. Фёдоров из Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова, г. Якутск) обсуждаются и рассматриваются новые находки млекопитающих, найденных в 2011-2016 гг. В исследовании применяются самые новейшие методы исследования: радиоуглеродная датировка, проведенная в Университете Гронинген (Нидерланды), биостратиграфические, тафономические, почвенные и археологические исследования, с отбором проб на радиоуглеродный, споро-пыльцевой и общехимический анализы. Найдены впервые в мире ископаемые псовых плейстоценового возраста с сохранившимися тканями, внутренними органами и, возможно, одной из первых одомашненных собак в Сибирской Арктике. Результаты проведенных комплексных исследований являются несомненным вкладом в мировую палеонтологическую науку. Студенты ТГУ и других вузов Сибири выполнили ряд интересных докладов посвященных новым палеонтологическим находкам Сибири. В докладах представлены новые находки и тафономия таких животных как мамонт, шерстистый носорог, бизон, лошадь, олень, лось и др. Это следующие работы: «Особенности и тафономический анализ фауны местонахождения Нововодобровское (предварительные результаты работ 2015 г.)» «Особенности геологического строения и условий формирования местонахождения мамонтовой фауны Нововодобровское», «Тафономический и морфологический анализы остатков лошадей местонаждений Нововодобровское и Волчья грива (предварительные результаты работ 2015 г.)». Данные работы проводятся ежегодно и постоянно пополняются новыми находками и данными по тафономии крупной фауны млекопитающих четвертичного периода. Все работы выполнены на средства гранта Программы «Научный фонд им. Д.И. Менделеева Томского государственного университета» в 2015 – 2016 гг. Интересны и другие доклады по данному научному направлению.

В секции **«Космогеологические исследования и дистанционные методы исследований в изучении и управлении природными ресурсами»** представлены доклады актуально ориентированные на решения научных и практических проблем в области геологии, геохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды с использованием современных методов анализа данных дистанционного зондирования Земли. Дистанционные технологии получили в последние десятилетия бурное развитие в решении широкого круга задач, связанных с исследованием окружающей среды, природных ресурсов, мониторингом процессов природного и антропогенного характера. Материалы космических съемок позволяют получить в ряде случаев принципиально новую информацию, имеющую как фундаментальное значение для наук о Земле, так и очевидную практическую значимость. В представленных на секцию докладах обсуждаются вопросы использования и комплексирования материалов мультиспектральных и радарных космических съемок, картирования в целях решения геологических, геоэкологических, землеустроительных задач и вопросов проектирования застройки новых территорий. Ряд докладов посвящен мониторингу загрязнения и геодинамическим процессам в районах нефтегазодобычи и разработки месторождений твердых полезных ископаемых. Авторы для решения задач в

---

процессе исследования использовали современные методы: статистический анализ напряженного состояния горных массивов, линеаментный анализ, методы улучшения, классификации и дискретизации растровых изображений. Работу секции, как правило, открывает профессор А.А. Поцелуев, и доценты ИПР ТПУ Ю.С. Ананьев, В.Г. Жидков интересным докладом «Дистанционные технологии геологических исследований и управления природными ресурсами в условиях Арктики». Актуальны и интересны доклады студентов ТГУ Железнова Я.А. «Проявление участков холодной дегазации Земли по данным мультиспектральных космических съемок» и Кузнецов А.Е. «Структурно-вещественные парагенезисы крупных сдвиговых зон по материалам мультиспектральных космических съемок». Интересен также доклад «Общие сведения об используемых спутниковых навигационных системах» (автор - Пушкарь А.А., Белорусская государственная сельскохозяйственная академия), г. Горки, Республика Беларусь). Интересны и другие работы по этому направлению.

В секции «Землеустройство. Наука и практика» доклады выполнены студентами и молодыми учеными на высоком современном уровне. Актуальность их состоит в решении научных и практических проблем в области землеустройства, геодезии, картографии, геоэкологии, рационального использования и охраны земельных ресурсов. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Они отражают результаты оценки состояния земельных ресурсов на основе изучения природных сред и предложены рекомендации по природоохранным мероприятиям. Значительная часть докладов посвящена проведению землеустроительных работ в пределах урбанизированных территорий, в районах добычи полезных ископаемых, при создании особых экономических зон развития туризма. Часть докладов посвящена становлению земельно-имущественных отношений и их значению при ведении землеустроительных работ. Достоверность полученных результатов основана на использовании информации, представленной государственными структурами и на применении современных методов анализа, современного оборудования и методов математической обработки.

На секцию «Землеустройство. Наука и практика» были представлены доклады из 7 стран: США (Государственный университет Нью-Йорка (Фредония)); Франции (Парижский университет); Нидерландов (Дельфтский университет); Ирака (Иракский университет); Казахстана (Казахский Национальный аграрный университет (г. Алматы); Беларуси (Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси (г. Минск) и Белорусская государственная сельскохозяйственная академия (г. Горки)). Представленные доклады выявили общие проблемы в землеустройстве России, стран Европы, Америки и Азии. Отчетливо проявилась международная тенденция к рациональному использованию земельных ресурсов, особенно отличающихся высоким плодородием. Голландские ученые при этом были ориентированы на выполнение Парижских соглашений в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата: российские, казахские, иракские – на сохранение и восстановление земель сельскохозяйственного назначения. Кстати, А. Алшаиби, студент кафедры вычислительной техники Института кибернетики ТПУ, не только описал динамику изменений их площадей, но и выделил основные причины. Интерес представляет целый ряд докладов из Белорусской государственной сельскохозяйственной академии» (г. Горки, Республика Беларусь), таких как «Использование земельно-информационной системы при проведении землеустроительных работ в республике Беларусь» (автор Ахремчик А.С.), «Создание картографической основы внутрихозяйственного землеустройства средствами QGIS» (автор - Качан А.В.). Безусловно интерес представляет работа «Мониторинг состояния особо охраняемых природных территорий томской области с использованием данных дистанционного зондирования Земли» (авторы - Черникова Т.Ю., начальник отдела ООПТ Томского областного комитета охраны окружающей среды и природопользования; Алшаиби А.Д., студент ТПУ (Ирак); н.рук. – Пасько О.А., профессор ТПУ). Студенты Гапонов Е., Макарцова Е., Янкович К., аспирант Н. Ушакова также с помощью ГИС-технологий и космоснимков смогли решить актуальные научно-практические задачи, такие, как установление времени образования снежных отвалов, получение информации об изменении их площади, температурного режима, анализ данных инвентаризации земель лесного фонда и т.д. Из интересных практических работ следует выделить создание программного приложения для работы специалиста в полевых условиях И.Ванюшина, студента Института кибернетики ТПУ, созданное в рамках выполнения госконтракта с сотрудниками ИПР и интерактивную карту зон отдыха Томского района студентов ИПР ТПУ Д. Полюмской и Ю. Югиной. Основная часть представленных на секции докладов характеризовалась анализом правовых аспектов землеустройства на местных материалах, вопросами трансформации землепользований, территориального планирования и прогнозирования, а также – землеустройства загрязненных территорий.

В области **проблем разработки нефтяных и газовых месторождений** использованы методы повышения эффективности работ. В частности, использованы новейшие современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений ECLIPSE 100, GeoQuest, Petrel, Temp Test, MS Office, Pipe-Sim; математические модели для описания процесса теплообмена в скважине между трехфазным флюидом и погружным оборудованием. Авторами применен новый метод обезвоживания нефти, основанный на использовании электрического поля в технологических установках подготовки нефти, а также оригинальный способ решения проблем замерзания перепускных клапанов при механизированных способах эксплуатации нефтяных скважин. Использован оригинальный способ и технические устройства высокообводнённых скважин, оригинальный метод фотонной корреляционной спектроскопии в исследовании дисперсных систем, применен вибрационный метод для измерения свойств нефтяных систем в области водонефтяного контакта, метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, волоконно-оптического геотехнического мониторинга и др. Молодыми учеными использованы современные методы математического моделирования процессов движения жидкости и газа в пласте, проведено решение теоретических

задач по оптимизации процессов фильтрации и повышению точности гидродинамических исследований скважин, также использованы современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений (Eclipse 100t, GeoQuest, Petrel, Tempes). Кроме того, участниками симпозиума предложена механистическая модель лифта скважины при моделировании совместной разработки газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти; оригинальная методика определения стратегии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, интегрированная с анализом рисков и неопределенностей; оригинальные экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти различными композициями из реальных образцов керна. В работах использовано математическое и физическое моделирование процессов нефтеизвлечения, проведены натурные эксперименты и испытания новых устройств и технологий на действующих месторождениях. Молодыми учеными предложены разработки новых оригинальных программ для решения конкретных задач по интенсификации добычи углеводородов и производительности скважин на нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки и при наличии осложнений, вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В частности, рассмотрено осложняющее добычу нефти тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов установки электроцентробежного насоса, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и кабельных линий. Построена физическая и математическая модель вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и погружным электродвигателем при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения. Кроме того, экспериментальными и теоретическими исследованиями молодых ученых установлено, что образование дисперсных систем (эмульсий) внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. Проведены исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая нефть Усинского месторождения. Данная нефть содержит высокий процент смол и асфальтенов (природных эмульгаторов), что позволяет получать устойчивые во времени эмульсии. Молодыми учеными использованы новые методы экспериментальных исследований процессов отложения неорганических солей и подбора ингибиторов для борьбы с этим явлением, а также оригинальные способы и техническое устройство для получения оперативной информации о технологических параметрах нефтедобывающих скважин. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) увеличение нефтеотдачи пластов и производительности скважин путем создания радиальных каналов методом глубокой гидроперфорации горных пород в сочетании с кислотным гидроразрывом пластов; 2) проблемы адаптации гидродинамических моделей к реальным характеристикам конкретных залежей и месторождений; 3) новые технологии и технические решения по совершенствованию скважинной добычи нефти (зарезка боковых стволов, управляемое бурение горизонтальных скважин, совместная разработка двух объектов и др.); 4) проблемы повышения успешности и прогнозирования эффективности проведения гидроразрыва пласта; 5) вопросы конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокompозитных катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокompозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад Дегтярева Д.С. и Костадинова Н.К. (Тюменский индустриальный университет) «Новые принципы разведки и добычи нефти и газа», а также НИР Кожанова Д.Д. «Анализ применения нанотехнологий при решении проблем в нефтегазовой отрасли» (Пермский государственный национальный исследовательский университет). Актуальны и интересны доклады: «Методы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа» (авторы - Денисенко Д.Г., Хиджакадзе Г.Н., ТПУ); «Физико-химическое исследование пластового флюида месторождения «М» (автор - Банчу И.А., н.рук. – доцент Шишмина Л.В., ТПУ); «Особенность технологии HIWAY при проведении гидроразрыва пласта» (автор - Леби Давид Джуниор, н.рук. - *Арбузов В.Н.*, доцент ТПУ); и доклад «Технологическая сборка для теплофизического воздействия для предотвращения гидратобразования» (автор - Волков П.В., н.рук. - Зятиков П.Н., профессор ТПУ). Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

В области **современной технологии и техники бурения скважин** применялся весь арсенал современных методов: тонкие физические измерения (электромагнитная эмиссия, дозированное радиационное облучение), современные математические методы обработки анализов на ЭВМ, выявлена новая возможность применения высокомолекулярного поливинилпирролидона в качестве добавок в тампонажные растворы, имеющих повышенную прочность почти в 2 раза и равные адгезийные свойства, измерение термо-ЭДС в твердосплавном породоразрушающем инструменте, определение микротвердости с использованием современных компьютерных микротвердомеров, тензометрия при определении режимных параметров бурения с выдчей информации на компьютер, а также методика регистрации импульсного релаксационного тока, возбуждаемого на границе горная порода–режущий инструмент и др. Молодые исследователи широко использовали программные средства автоматизированного проектирования различных технических устройств таких, как «Автокад», «Компас», программы расчета прочности изделий методом конечных элементов «Ansys», программы статистического анализа результатов применения новых образцов буровой техники, например «Statistica». В лабораторных исследованиях свойств различных материалов использовались комплексы современного аналитического оборудования, например, комплекс контроля свойств буровых растворов «OFITE». Для контроля процессов электризации породы на контакте с породоразрушающим инструментом при бурении скважин применялся

---

разработанный в ТПУ новый метод записи электрических токов, протекающих через бурильную колонну. Студенты ТПУ спроектировали и создали лабораторную установку с компьютеризированным измерительным комплексом.

В докладах молодежи рассмотрены актуальные технологии разработки новых способов бурения твердых и крепких горных пород, совершенствование ударного и пневмоударного способов бурения, технологий сооружения скважин с морских льдов, методик герметизации обсадных колонн и технологий гравийной обсыпки технологических скважин. В представленных докладах предложены новые технологические решения в области шароструйного бурения, технологий герметизации продуктивных горизонтов с помощью самонабухающих материалов, технических средств и технологий гравийной обсыпки прифилтровой зоны технологических скважин. В ряде докладов представлены результаты бурения твердых горных пород при приложении внецентренных ударных импульсов. Особое внимание молодыми учеными было уделено буровым промывочным и тампонажным растворам, проблемам профилактики и ликвидации осложнений и аварий в бурении, моделировании процессов бурения, рассмотрены новые подходы к повышению механической скорости бурения путем контроля давления в скважине.

В представленных докладах молодежи предложены новые химические реагенты для повышения управляемости и улучшения реологических характеристик буровых и тампонажных растворов, рассмотрены актуальные проблемы повышения долговечности обкладок статоров винтовых забойных двигателей, предложены варианты для модернизации и улучшения работы алмазных буровых коронок, используемых при сооружении опорно-поисковых скважин. В одном из докладов предложено авторское решение по разработке блок-схемы системы интеллектуального сопровождения процесс бурения нового поколения.

Студентами кафедры бурения ИПР ТПУ подготовлен и продемонстрирован лабораторный стенд для проверки и отработки нового способа бурения – гидро-монитор-абразивного с применением гидромониторного долота эжекторного типа. Ими разработаны также уникальные методики и лабораторные установки и стенды, например, установка, позволяющая оценивать влияние различных технологических жидкостей, используемых для бурения и крепления скважин, на проницаемость пласта в условиях, соответствующих условиям залегания продуктивных пластов нефтегазовых скважин и уникальный стенд для гидроабразивного бурения с циркуляцией в призабойной зоне абразивного порошка рэлита. Значительная часть представленных докладов по данному направлению ориентирована на разработку, либо усовершенствование буровых технических средств с использованием оригинальных идей, в большинстве своем не имеющих аналогов в буровой практике. Так, необходимо отметить разработанную студентами компьютерную программу для расчетов в буровой механике. В ряде докладов излагался ход проектирования и изготовления лабораторных установок для научных исследований в области бурения скважин. Некоторые разработки молодых ученых заслуживают патент или свидетельства на полезную модель. Интерес представляют доклады студентов и аспирантов под руководством Ковалева А.В., доцента, заведующего кафедрой бурения скважин Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, посвященные особенностям технологии шароструйного бурения. В работе обособлена актуальность применения шароструйного бурения при сооружении скважин в интервалах твердых, крепких и очень крепких пород. Представлены решения по разработке компоновки низа бурильной колонны для сооружения скважин методом шароструйного бурения. Приведены результаты экспериментальных исследований, описывающие сравнение эффективности применения различных компоновок низа бурильной колонны при бурении образцов мрамора шароструйным методом. Научную и практическую значимость имеют доклады и других участников данного направления.

При рассмотрении вопросов **по совершенствованию нефтегазопромыслового оборудования** участниками симпозиума предложено применение ударно-волновой технологии в малодебитных и рентабельных скважинах; использование новейших информационных технологий для создания поисковой системы нефтегазопромыслового оборудования; применение кислотной обработки коллектора с использованием установки с гибкими трубами, что должно привести к интенсификации и увеличению притока нефти; показана уникальность и эффективность использования торцевых уплотнителей центральных насосов и т.д.; были продемонстрированы результаты экспериментов по внедрению ударно-импульсной технологии воздействия на продуктивную зону нефтегазового пласта, что вдвое повышает нефтеотдачу; предложена оригинальная методика определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин методами эхотрии; авторами была продемонстрирована модель учета, контроля и анализа надежности подземного оборудования эксплуатационного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, которая позволит оперативно управлять технологическим процессом и снизить себестоимость добычи нефти; участниками симпозиума предложена новая технология селективного гидроразрыва продуктивных пластов с применением гибких непрерывных труб и т.д. Доклады выполнены на высоком уровне. Актуальность состоит в решении современных научных и практических проблем в области нефтепромыслового оборудования. Более половины из представленных докладов имеют несомненную научную новизну. Так в работе доцента Грузина А.В., Антроповой Л.Б., студент (Омский государственный технический университет) представлена интересная разработка технологии по регулированию деформационных свойств несвязного дисперсного грунта основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов. Интересны также доклады Гвоздырева Е. Ю. «Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния надземного нефтепровода с учетом образования трещины» и доклад Николенко Е.В. «Опорожнение нефтепровода с помощью азотных установок» (н.рук. – Крец В.Г., доцент ТПУ). Интересны также доклады Чехлова А.Н. «Моделирование динамики термокарстовых процессов в зоне воздействия на многолетнемерзлые грунты подземных нефтегазопроводов» (н.рук. – Чухарева Н.В., доцент ТПУ), а также НИР Шавлова Е.Н.

---

«Применение комплексного подхода в решении задачи повышения эксплуатационной надежности промышленных нефтепроводов на Кальчинском месторождении» (н.рук. - Лукьянов В.Г., профессор ТПУ, Брусник О.В., доцент ТПУ). Интерес вызывают и ряд других докладов, несущих актуальность и новизну.

По направлению «Современные технологии и техника транспортировки и хранения нефти и газа» участники симпозиума в своих сообщениях отражают решения актуальных сегодня задач, стоящих перед ОАО «АК «Транснефть», АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ОАО «Газпром». Научные идеи и инженерные методики расчетов, представленные в докладах, позволяют использовать их в качестве экспресс-методов оценки при проектировании магистральных трубопроводов и насосно-силового оборудования. В своих расчетах, подтверждающих научные идеи, участники симпозиума использовали общие положения теории размерностей, гидравлического подобия и моделирования явлений, методы математической статистики обработки результатов экспериментов, микроструктурный анализ, потенциометрию, метод спектрального разложения Фурье. Часть работ является конструкторскими разработками. В ряде работ рассмотрены результаты внутритрубной диагностики магистральных нефтегазопроводов. Изучены признаки особо опасного вида разрушений нефтегазопроводов – коррозионного растрескивания со стороны внешней катоднозащитной поверхности. Проведен анализ методов обнаружения, диагностики и прогнозирования расслоения стенок труб нефтегазопроводов в процессе их эксплуатации; удалось смоделировать напряженно-деформированное состояние монтажных швов вертикального стального резервуара (РВС) в программном комплексе ANSYS® Workbench Simklation; рассмотрена возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В представленных докладах отражены разработанные авторами методики оценки состояния объектов магистральных трубопроводов и рекомендации по их применению.

Представлены статьи аналитического характера (приведен анализ метрологического обеспечения газораспределительных станций; сформулирована проблема разработки комплексной системы подогрева высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов и др.); результаты личных экспериментальных исследований (например, состава и свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов), направленных, в том числе, на разработку нового оборудования и устройств (измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости) и совершенствование технологий (композиция грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов; совершенствование системы мониторинга за состоянием оборудования). Отдельные статьи, посвящены оптимизации режимов перекачки углеводородной среды с учетом различных условий эксплуатации.

На секции **горного дела** молодыми учеными предложен оригинальный способ защиты от разрушения гидравлической крепи при воздействии горных ударов. В одной из научных работ дана новая методика расчета устройства, основанного на использовании инерционных сил, действующих на верхнюю часть крепи. Предложенный способ не имеет отечественных и мировых аналогов. Молодыми учеными также разработана оптимальная кинематика элементов винтопроходческих комплексов, позволяющая разрушать породу на забое с минимальными затратами энергии, даны расчеты анкерного крепления при проходке горно-разведочных выработок, составлены и решены уравнения, на основе которых предложен оптимальный вариант кровли и блоков горной выработки одной из шахт Кузбасса; рассмотрены способы, позволяющие избавиться от вредного воздействия момента, изгибающего штангу при бурении шпуров и скважин, что позволяет повысить в несколько раз усталостную выносливость инструмента и т.д. В научных работах по горному делу широко использовались методы имитационного и экономико-математического моделирования, методы планирования экспериментов, статистические методы обработки результатов экспериментов и аналитические исследования и т.п. Молодыми учеными проводились исследования, такие как изучение напряженно-деформированного состояния массива горных пород и управление мобильными (самоходными) машинами, внедрения развитых систем автоматизации техники (дистанционное программирование процессов, бортовые телекамеры, системы технического зрения и автономной навигации, элементы искусственного интеллекта, объединение автоматизированных машин информационной сетью). В ходе автоматизации оборудования для горного дела широко используются сегодня элементы микроэлектроники. Строительство стволов рудников в условиях ВКМКС подразумевает применение технологии замораживания с целью образования вокруг будущего контура стволов ледопородного ограждения, воспринимающего на себя давление окружающих незамороженных пород и препятствующего притоку воды в выработку при ее проходке. Все это отражено в докладах молодых исследователей. Доклады выполнены на высоком современном уровне и, несомненно, имеют научную новизну. Актуальность состоит в решении научных и практических проблем в области горного дела и разработке твердых полезных ископаемых.

Доложены результаты теоретических и практических основ прогрессивной многозабойной технологии проведения горно-разведочных выработок при детальной и эксплуатационной разведке, базирующихся на выявленных закономерностях между основными организационно-технологическими параметрами многозабойного метода проходки с использованием современных технических средств и передовых форм организации труда. Расширены результаты и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири. Часть докладов посвящена анализу и изучению оборудования для переработки торфяного сырья, определению прочностных и деформационных свойств соляных пород, исследованию работы рабочих колес крупных шахтных осевых вентиляторов, посвящена изучению подогрева в шахтных калориферных установках. Достоверность полученных результатов подтверждается значительным количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа. В настоящее время активно проводится поиск новых способов бурения скважин различного назначения. Одним из перспективных способов является шароструйное бурение скважин, активно исследуемое в Институте природных ресурсов Томского политехнического университета. Достоверность полученных результатов подтверждается значимым



---

количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа (дистанционное программирование процессов, бортовые телекамеры, системы технического зрения и автономной навигации, элементы искусственного интеллекта, объединение автоматизированных машин информационной сетью). В ходе автоматизации оборудования для горного дела широко используются элементы микроэлектроники. Многие работы реализованы посредством программного комплекса метода конечных элементов ANSYS. Так, в докладе аспиранта ТПУ Урниша В.В. «Оптимизация режимов шароструйного бурения регулированием расстояния от снаряда до забоя» рассмотрен этот новый вид бурения скважин. В докладе представлена разработка математической модели гидроимпульсного безбойкового механизма, входящего в состав буровых установок. Исследования этого механизма показали большие возможности для регулирования формирующегося импульса. Данный механизм в связи с имеющимися конструктивными особенностями, может изменять параметры формирующегося импульса, за счет незначительных изменений в конструкции. Таким образом, проведенный анализ показал, что каждый из рассмотренных способов поддержания требуемого регулирования расстояния от снаряда до забоя скважины имеет существенные недостатки, проблема фактически пока не решена и вызывает необходимость продолжения исследований. Первые лабораторные испытания предложенного нами нового способа оптимизации режимов шароструйного бурения скважин дали обнадеживающие результаты. Интересна также работа Вавулина А.В., ассистента Пермского национального исследовательский политехнического университета, по теме «Способ повышения эффективности процесса воздухоподготовки на подземных горнодобывающих предприятиях в холодное время года». В докладе представлено повышение эффективности воздухоподготовки и предложено в воздухоподающем стволе выше сопряжения калориферного канала с ним устанавливать воздушную завесу. Также облегчается процесс управления смешиванием потоков воздуха, в результате чего появляется возможность нормализовать температурный режим в воздухоподающих стволах по всему сечению. В ходе проведенных исследований и численных расчетов было установлено, что в предлагаемом способе (на примере рудника БКПРУ-2 ПАО «Уралкалий») затраты энергоресурсов на воздухоподготовку снизятся примерно на 18%, а электроэнергии на работу главной вентиляторной установки на 23%. Интересны и многие другие доклады.

По направлению «**Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа**» доклады выполнены на высоком современном научном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области гидрогазодинамики, теплопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В 2017 г. работу секции открыл пленарными докладами д.ф.-м.н., профессор Института природных ресурсов Томского политехнического университета Харламов С.Н. Профессор Харламов С.Н. подробно осветил современные информационные технологии и ресурсоэффективные модели в решении задач энергосбережения и транспорта вязких сред: историю, достижения и перспективы.

В большинстве своем представленные доклады были ориентированы на решение комплексных фундаментальных и прикладных проблем по: интенсификации процессов транспорта, добычи и переработки углеводородного сырья, диагностики и надежности элементов запорной и регулирующей трубопроводной арматуры; уяснению закономерностей гидродинамики и теплообмена в сложных сдвиговых однофазных и двухфазных потоках в разветвленных системах трубопроводов. Данные результаты актуальны для таких направлений исследований как создание новых технологий и средств повышения энерго- и ресурсоэффективности в нефтегазовой промышленности, электро- и теплодинамического воздействия на гомогенные и гетерогенные реологически сложные системы, альтернативные и возобновляемые источники энергии. Доклады выполнены на высоком и современном уровнях с демонстрацией российского и зарубежного опыта, достоинств и недостатков подходов и методик в прогнозах локальных эффектов, сопровождающих гидродинамику и теплообмен в переходных процессах в трубопроводных системах с узлами и соединениями произвольной формы поперечного сечения. Получены новые и оригинальные данные по: ламинаризации течений (вследствие пространственной и тепловой деформаций в потоках, введению высокомолекулярных присадок); разделению водонефтяных эмульсий; подготовке оснований фундаментов объектов нефтегазовой отрасли (в частности, вертикальных стальных резервуаров для хранения природного сырья); повышению качества проектирования переходов трубопроводов через водные преграды и т.д. Достоверность многих данных проиллюстрирована сравнениями, как с известными экспериментальными результатами других исследователей, так и полученными авторами при комплексном теоретическом и экспериментальном анализе проблем на современном опытно-оборудовании.

В представленных докладах участников отражены разработанные собственно самими авторами новые методики комплексного физико-математического, компьютерного моделирования процессов переноса импульса, тепла и массы в гомогенных и гетерогенных средах в условиях наличия и отсутствия действия внешних сил (закрутка, магнитных полей, сил тяжести и т.д.), экспериментального исследования движений сложных сред в трубопроводах. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения интегральных параметров (сопротивления и теплопереноса) в инертных и химически реагирующих потоках жидкостей, анализу структуры движения фаз. В другой части докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных анизотропных потоков. Приведены подходы к математическому моделированию процесса транспорта высоковязких неньютоновских жидкостей, что особенно актуально в свете эксплуатации новых месторождений высоковязких нефтей с уникальными реологическими свойствами, а также месторождений в районах Крайнего Севера. Все вышеизложенное позволяет эффективно моделировать и изучать динамику процессов транспорта

углеводородного сырья, а также закладывать основные положения при проектировании оборудования по подготовке нефти и газа к транспортировке. Достоверность, всех полученных результатов подтверждается использованием современных методов математического моделирования, а также высоким качеством используемых программных продуктов. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Все вышеизложенное опирается на многочисленные сравнения с экспериментальными авторскими данными распределений гидродинамических и теплодиффузионных характеристик. Предлагаются критериальные зависимости для расчета потерь на трение и тепломассообмен при сложном движении смесей в трубопроводах. В процессе исследований молодыми учеными были использованы новейшие методы и методики такие как: моделирование течений смесей в рамках подходов – RANS, LES и Hybrid models, visualization, LDV Systems, photo-video techniques; численное моделирование мелкомасштабных процессов в рамках низкорейнольдсовых течений и с неньютоновской реологией. В процессе исследования авторами использованы современные сведения по комплексному физико-математическому моделированию процессов переноса импульса, тепла и массы в реологически сложных системах, основанных на привлечении феноменологической и статистической теорий турбулентности, данных бесконтактных средств регистрации изменений пульсационных полей скорости, температуры и концентрации как в гомогенных, так и в гетерогенных средах. В численных исследованиях сложных процессов течения и тепломассообмена в трубопроводах выделяются эффективные и быстродействующие алгоритмы со сквозным расчетом характеристик течения непосредственно со стенки, включая ламинарный подслои и буферную зону. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред, при действии сосредоточенных и распределительных нагрузок на трубопроводы, проложенных на местности со сложным рельефом и климатическими условиями. Прогноз аварийных ситуаций функционирования трубопроводов и оптимизация режимов их работы, как правило, выполнены по многопараметрическим моделям турбулентности, опирающимся на полные дифференциальные уравнения Лоя, компоненты для полного тензора напряжений Рейнольдса, удельных скалярных потоков тепла и массы. Все методики оригинальны и до настоящего времени редко используются в практике прикладных расчетов гидродинамики и тепломассообмена из-за слабой апробированности на технических системах. В ряде докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных потоков напряжений и деформаций. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Представленные исследования могут служить материалом, подтверждающим большие потенциальные возможности используемых моделей и методов в расчетах сложных сопряженных процессов в природе и технике.

Тематика докладов фокусировалась на проблемах, рассматриваемых в МНОЛ и кафедрах ИПР. Их содержание касалось анализа ключевых вопросов эффективного функционирования объектов ТЭК с привлечением современных методик прогноза рабочих процессов в рамках комплексного физико-математического и численного моделирования гомогенных и гетерогенных пространственных течений углеводородных сред во внутренних системах (трубопроводах, каналах и камерах с произвольной границей поверхности стенки, аппаратах химической и теплоэнергетической промышленности, энергомашиностроения и т.д.) в полях действия внешних сил (гравитационных, центробежных и электромагнитных), переходов вихревой, тепловой и химической природы, осложненных фазовыми процессами, химическими реакциями, сепарацией и фильтрацией. Критическому анализу современного состояния проблем моделирования сложных течений на объектах ТЭК был посвящен доклад Харламова С.Н., вызвавший живой интерес слушателей. Весьма заметными в работе секции стали результаты исследований аспирантов и сотрудников МНОЛ Зайковского В.В., Николаева Е.В. Они представили оригинальные результаты своих исследований по проблемам моделирования режимов эффективного функционирования аппаратов электрообезвоживания и обессоливания нефти, корректного прогноза фазовых процессов в технологиях сепарации природного сырья. В заслушанных докладах, выполненных молодыми учеными из отечественных и зарубежных университетов (Томска, Саратова, Тюмени, Италии), отражены разработанные собственно самими авторами новые методики комплексного физико-математического и компьютерного моделирования сложнейших явлений в окружающей внешней среде, образцах техники, учитывающих процессы переноса импульса, тепла и массы в жидких и газообразных гомогенных и гетерогенных системах, твердых телах в полях действия внешних сил. А также *обсуждены* экспериментальные исследования о деформационных процессах во внутренних системах (сложных трубопроводах, сепараторах, гидроциклонах, буровом и насосном оборудовании). *Получены новые данные* о взаимодействии конструкций с транспортируемым продуктом, окружающей средой в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред, при действии сосредоточенных и распределенных нагрузок на трубопроводы, проложенных на местности со сложным рельефом и климатических условиях. В отдельных докладах участников из Томска, Тюмени и Саратова *представлены новые данные по содержанию и закономерностям изменения рабочих параметров* изучаемых процессов, *приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы анализа* фазовых процессов, структур потоков, напряжений и деформаций в стенках устройств. Показаны результаты апробации редкоиспользуемых в практике прикладных расчетов моделей турбулентности. Все вышеизложенное опирается на многочисленные сравнения с экспериментальными авторскими и другими данными распределений гидродинамических и теплодиффузионных характеристик. Предлагаются критериальные зависимости для расчета потерь на трение и тепломассообмен при сложном движении смесей в трубопроводах и аппаратах. Заметными в работе секции стали следующие доклады. Доклад Николаева Е.В., аспиранта ТПУ, “Исследование влияния термобарических условий на качество сепарации углеводородных сред в условиях предварительной подготовки нефти”. В докладе представлены новые сведения об особенностях изменений теплофизических

---

свойств, состава и структуры углеводородных сред в широком диапазоне изменений термобарических условий, характерных для работы устройств предварительной подготовки нефти. Построены зависимости изменения компонентного состава и теплофизических свойств (коэффициенты динамической вязкости, теплопроводности, диффузии, теплоемкости) смеси от температуры и давления. Приведены рекомендации по прогнозу оптимальных режимов функционирования оборудования. Полученные результаты работ имеют практическую значимость. Практическая ценность определяется их ясной прикладной направленностью, необходимостью расширения фундаментальных знаний о природе углеводородного сырья и выдачей рекомендаций по прогнозированию оптимальных режимов работы оборудования предварительной подготовки нефти. В докладе Логиновских В.М., студента и Черенцова Д.А., доцента Тюменского индустриального университета «Исследование крутильных колебаний валов насосных агрегатов нефтегазовой отрасли» выполнены исследования по разработке и тестированию универсальной математической модели колебательного движения, а также произведена оценка влияния различных характеристик на частоты свободных колебаний, что весьма ценно для практики. В докладе Пененко В.Д., студента и Медведевой О.Н., доцента Саратовского государственного технического университета (Институт Урбанистики, архитектуры и строительства) «Построение оптимального маршрута прокладки трассы газопровода» представлены результаты исследования задачи об определении оптимальных параметров систем межрегионального и межгородского распределения газового топлива, к которым относятся: оптимальное количество сел, подключаемых к одной газораспределительной станции, оптимальное размещение, оптимальная трассировка межпоселкового газопровода, количество отводов от межпоселкового газопровода, места их врезки и т.д. Представлена оценка эффективности функционирования межпоселковых систем газоснабжения с технико-экономическим обоснованием рациональных схемных решений межпоселкового транспорта газа и оптимальных параметров газораспределительной системы. Одним из лучших среди студенческих докладов является доклад Дедеева П.О., магистранта ТПУ и Amati G., (M.Sc., Politecnico di Torino, Torino, Italia) «Возможность применения алгебраических моделей турбулентности в потоках вязкой жидкости во внутренних системах, находящихся под воздействием полимерных молекул». В данной работе представлены новые комплексные теоретико-экспериментальные исследования эффектов ламинаризации вихревых потоков в трубопроводах с демонстрацией возможностей прогноза изменений в локальных свойствах пульсационного течения в рамках статистических моделей К-теории турбулентности. Экспериментальные данные о подавлении интенсивности и энергии турбулентности в данных потоках могут служить базой для конструирования новых полуэмпирических моделей к расчету сложных сдвиговых потоков с ламинаризацией. Интересен также доклад Шатохиной А.А., и Мисюна М.А., студентов ТПУ, «Моделирование процессов парафинообразования и особенности транспорта высоковязких нефтей». Авторами выполнена кропотливая работа по систематизации подходов, методов борьбы и моделей исследования гидродинамики и тепломассопереноса в гомогенных и гетерогенных углеводородных средах с учетом парафинообразования в трубопроводах с учетом реальной картины динамики процессов асфальто-смоло-парафиновых отложений и неизотермических течений несжимаемых вязко- и вязкопластичных жидкостей в подземных трубопроводах с заданной(неизвестной) толщиной отложений парафина. Критически оцениваются методики определения оптимальных температуры подогрева сред, позволяющих формулировать более низкие температуры застывания, значения динамической вязкости и предельного напряжения сдвига, способствующих полному управлению реологическими свойствами в аномальных средах. Результаты составляют банк эмпирической информации для разработки и тестирования детальных математических моделей гидродинамики и тепломассопереноса. Интересны также другие доклады молодежи по данному направлению.

В направлении «Переработка углеводородного сырья» молодыми учеными использовались следующие новые методы: современные физико-химические методы исследования металлических и наноструктурированных цеолитных катализаторов: ИК-Фурье спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INGA Energy 350; кислотные и каталитические свойства интерметаллидов и наноструктурированных цеолитных катализаторов изучены на специальных автоматизированных установках: термодесорбционная и проточные автоматизированные каталитические установки с различным объемом реакторов; современные методы исследования физико-химических свойств нефтеполимерных смол, а также новейшие методы термогравиметрии, рентгеноструктурного анализа, БЭТ, спектроскопии ЯМР  $^{13}\text{C}$ , метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР  $^{13}\text{C}$ ,  $^1\text{H}$ , ИК, метод математического моделирования, применение интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, метод термодесорбции и др. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) утилизация и глубокая химическая переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) на наноструктурированных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах в жидкие углеводороды и «сухой газ»; 2) углекислотная конверсия природного газа в синтез-газ на интерметаллидах никеля и алюминия; 3) переработка прямогонных бензиновых фракций газовых конденсатов и нефти на наноструктурированных модифицированных цеолитных катализаторах в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5»; 4) получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; 5) моделирование процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование); 6) освещены вопросы совершенствования процессов переработки тяжелой смолы пиролиза в ценные химические продукты, а также получения

2-этилгексановой кислоты, как основного компонента при производстве металлокомплексных катализаторов и других веществ; 7) представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем; 8) показана актуальность повышения ресурсоэффективности переработки различных видов углеводородного сырья в продукты с высокой добавленной стоимостью – высокооктановые моторные топлива и добавки к ним, полуфабрикаты синтетических моющих средств – линейные алкилбензолы, тяжелая смола пиролиза – сырье для производства сажи и технического углерода, 2-этилгексановой кислоты для производства сиккативов, растворителей, оловоорганических соединений, в процессе получения солей металлов, служащих катализаторами в производстве пластификаторов. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромысловой отрасли, а также нефтепереработки и нефтехимии. Доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области цеолитного катализа и его применения в нефте- и газохимии, рационального природопользования, особенно легкого углеводородного сырья: природного и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов, эффективного использования побочных продуктов пиролиза для синтеза нефтеполимерных смол. В представленных докладах рассмотрены результаты исследований по физико-химическим свойствам различных модифицированных микропористых цеолитных катализаторов типа ZSM-5, а также процессов переработки легкого углеводородного сырья: природного и попутного нефтяного газов, газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые бензины, что имеет не только научное, но и большое прикладное значение, особенно для нефте- и газодобывающих регионов для решения экологических проблем, охраны окружающей среды и их комплексного развития. Впервые проведены исследования по превращению прямогонных бензинов и попутных нефтяных газов  $C_3-C_4$  на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисиоидными Mo и W. Показано, что введение гетерополисиоидов Mo и W приводит к повышению выхода высокооктановых бензинов из газового конденсата и ароматических углеводородов из газообразных насыщенных углеводородов. Рассмотрены технико-экономические показатели этих новых процессов и показана перспективность их практического применения. Другая часть докладов была посвящена новым способам и процессам использования жидких продуктов термического пиролиза углеводородных фракций и получению на их основе новых эффективных нефтеполимерных смол. Показано, что модификация ароматических нефтеполимерных смол комплексом электрогенерированных окислителей позволяет значительно улучшить физико-механические характеристики модифицированных нефтеполимерных смол. В ряде докладов приведены новые альтернативные способы переработки различных видов сырья: биоспиртов, биомасел и других в углеводороды, синтетические моторные топлива и другие ценные продукты (Институт технической химии Технического университета г. Дрезден, Германия). В некоторых докладах представлены новые данные по исследованию состава тяжелых фракций нефти, по превращению высокомолекулярных компонентов природного битума (Институт химии нефти СО РАН, г. Томск), а также по созданию новых эффективных пленкообразующих материалов на основе нефтеполимерных смол (Институт природных ресурсов Томского политехнического университета). Все вышеизложенное позволяет более квалифицированно разрабатывать рекомендации по рациональному использованию природных углеводородных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается большим количеством полученного экспериментального материала с использованием новейших физико-химических методов анализа. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад бакалавра Фам Чыонг Фук и аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета В.В. Хасанова, в котором представлены новые уникальные результаты конверсии легких углеводородов  $C_3-C_4$  ПНГ в ароматические углеводороды на цеолитных катализаторах, модифицированных 1-3 мас. % сульфида цинка. В результате проведенных исследований установлено, что с повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 3 % ZnS выход жидких продуктов (ароматических углеводородов  $C_6-C_{10}$ ) достигает 60,6 мас. % при температуре 600 °С. По данному направлению интерес представляют следующие доклады: «Влияние модифицирующей добавки вольфрамистомута кобальта и условий обработки на зауглерожённость цеолитных катализаторов конверсии прямогонных бензинов» авторов Власовой Н. Д., Матвеевой Е.Ю. и Нажису (н.рук.- Ерофеев В.И., профессор ТПУ и Егорова Л.А., доцент Томского государственного университета); доклад Еремеевой А. М. «Способ улучшения качества товарного дизельного топлива с помощью введения биодобавок» (н.рук. - Кондрашева Н. К., профессор Санкт – Петербургского горного университета). Интерес вызывает также НИР «Анализ эффективности применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов» Нажису (научный руководитель – Ерофеев В.И., профессор ТПУ). Интересны и другие доклады.

По направлению «Моделирование процессов переработки углеводородного сырья» представлены новые способы улучшения реологических свойств высоковязкие и высокозастывающие нефти (ИХН СО РАН). Получены новые значения о нестационарных каталитических процессах, предложены новые принципы их математического моделирования (Иванчина Э.Д., Чернякова Е.С.). Предложены новые депрессорные и оценено их влияние на показатели депарафинизации летнего дизельного топлива в электрическом поле (Н.С. Яковлев, С.Г. Агаев). Разработаны методики расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций (А.А. Алтынов, И.А. Богданов). Оценено влияние и выработаны новые технические решения по оптимизации процесса сульфирования линейных алкилбензолов с применением новых математических моделей (К.А. Васючка, Крутей А.А., Долганова И.О.). Предложен новый способ управление активностью платиносодержащего катализатора риформинга путем оптимизации состава гидрогенизата (П.А. Глик, В.А. Чузлов), исследовано влияние состава риформата (платформата) от состава гидрогенизата, результаты позволили определить режимы стадии

---

ректификации по получению фракции 85-140 оС и интенсифицировать процесс гидроочистки данной фракции с целью снижения количества ароматики в гидрогенизате, а также определить вероятностный выход, состав и свойства продукта. Представлены отечественные технические решения для повышения эффективности работы аппаратов электрообезвоживания и обессоливания нефти (Зайковский В.В.). Установлено влияние технологических параметров установки каталитической депарафинизации на содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате (И.В. Зырянова, Н.В. Попова, Н.С. Белинская) с целью повышения коррозионной безопасности продукта и повышения ресурсоэффективности работы установки каталитической депарафинизации (А.С. Луценко, Н.В. Попова). Разработана технология получения композиционного жидкого топлива из твердого остатка пиролиза автошин (А.С. Кононова). Показано, что при термолize индивидуальных соединений возможно образование высокомолекулярных смолисто-асфальтовых компонентов. Выполнено моделирование образования смолисто-асфальтовых компонентов нефти (Д. С. Корнеев). Приведены результаты последних исследований структуры и свойств ультрадисперсных катализаторов в синтезе из CO и H<sub>2</sub> (К.А. Малых). Оценены ресурсы и возможности получения ванадиевых концентратов из тяжелых нефтей в процессах их облагораживания для транспортировки (Д.В. Милордов, Г.Р. Абилова). Выполнены исследования и представлены результаты по определению физико-химических свойств и состава нефти Баженовской свиты Западной Сибири (А.Д. Мусина, В.В. Самойленко). Приведены результаты определения группового состава сырья и продуктов процесса каталитического крекинга при переработке вакуумного дистиллята из смеси Казахстанской и Западно-Сибирской нефти, на основании которых выполнено математическое моделирование технологии глубокой переработки нефти (Г.Ю. Назарова, Г. Р. Бурумбаева, Г.Ж. Сейтенова). Наглядно продемонстрированы возможности использования математической модели процесса и основанной на ней компьютерной программы при решении разнообразных технологических задач по оптимизации показателей процесса каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (Н.П. Серикова). Разработана новая имитационная динамическая модель технологической установки низкотемпературной сепарации газа, с применением которой достигнуто повышение эффективности работы промышленных аппаратов (Писарев М.О., Долганов И.М., Сизова Е.Н.) разработаны математические модели теплообменного, сепарационного, эжекционного оборудования и регулирующей арматуры химико-технологической системы процесса подготовки газа и газового конденсата. На основе математических моделей разработана имитационная динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа, пригодная для использования в качестве компьютерного тренажера. Рассмотрены одни из основных факторов, влияющих на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа: точка росы и давление. Исследованы различные варианты организации процесса изомеризации пентан-гексановой фракции. Реализация технологий с одним, двумя рециклами, в отличие от технологии за проход, позволяет увеличить октановое число продукта на 10 пунктов. Наилучший результат по октановому числу достигается при использовании технологии с двумя рециклами (свыше 90 пунктов) (Ю.А. Смольянова, В.А. Чузлов). Выполнено моделирование процесса компаундирования высокооктановых бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы (А. А. Солопова). Разработаны оптимальные рецептуры смешения для бензина марки АИ-95 и АИ-92 с использованием компьютерной моделирующей системы, при этом каждая рецептура соответствует техническим и экологическим стандартам. Необходимость и целесообразность учета состава сырья и неаддитивности октановых чисел смешения при разработке рецептур подтверждаются результатами проведенных расчетов.

По направлению **«Современные технологии переработки минерального сырья»** доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области переработки минерального сырья, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, технологии переработки минерального сырья. В представленных докладах отражены современные направления обогащения полиметаллических руд, технологии комплексного освоения и переработки отходов золоторудных объектов, получены новые данные по созданию водостойких магнезиальных материалов на основе диоксидового и серпентинитового сырья, показаны возможности увеличения поглотительной способности глин и активации бентонитов ионами натрия, исследованы возможности использования карбонатных марганцевых руд в металлургической промышленности и для получения катализаторов глубокой конверсии природного газа. Представлены новые результаты в области нетрадиционных методов получения оксидов металлов с использованием электрохимического синтеза на переменном токе, модифицирование свойств и эксплуатационных характеристик геля гидроксида алюминия, аналитического контроля ионного состава растворов промышленных предприятий, использующих природные рассолы. Разработаны методы получения сорбентов на основе отходов обезжелезивания воды, используемых для очистки и регенерации отработанных масел. В представленных докладах отражены современные направления технологий комплексной переработки золы углей Кузбасса. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми учеными использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, потенциометрия, кондуктометрия, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, химический анализ и др. Представленные работы охватывают широкий спектр исследований минерального сырья от измельчения горных пород до получения готовых изделий. Для подсчета запасов месторождений необходимо проведение анализа руд и пород. Установлено, что инверсионная вольтамперометрия отличается от других высокочувствительных инструментальных методов анализа низкого содержания благородных металлов возможностью определения микроколичеств элементов с высокой чувствительностью и минимальной погрешностью. Кроме того, данный метод характеризуется простотой, экспрессностью и низкой стоимостью выполнения анализа. Измельчению, как важнейшему этапу

рудоподготовки, традиционно уделяется значительное внимание. Измельчение негабаритов горных пород может быть обусловлено сложностями при транспортировке и дроблении из-за массогабаритных параметров. Кроме того, измельчение является важнейшим этапом процесса обогащения. Предложенный электроразрядный способ измельчения представляет собой экологически чистый способ разрушения горных пород, позволяет производить разрушение и осуществлять направленный откол без разлета осколков и эвакуации персонала с места проведения работ. Предложенное усовершенствование методики исследования измельчаемости Ф. Бонда позволит в более короткие сроки проводить тестирование руд, как следствие, своевременно вносить коррективы в существующие режимы работы избыточного передела обогатительных фабрик. Аспирантом У.М. Павловой показано, что измельчение с применением механохимической активации в среде аминокислотной кислоты позволяет повысить извлечение редких металлов из черносланцевого сырья на стадии флотации. Особое внимание традиционно уделяется переработке разных видов отходов. Студенты кафедры ОХХТ представили работы по получению магнезиального цемента и заполнителей бетонов из зол ТЭЦ. В работе магистранта М.А. Алпысбаева предлагается использовать золы Краснокаменской ТЭЦ для получения закладочных смесей, заполняющих горные выработки Краснокаменского уранового рудника. Это позволит снизить стоимость закладочных смесей за счет замены цемента золой и утилизации многотонных золошлаковых отходов в районе их скопления. Показано, что шламы, образующиеся при обезжелезивании воды, и рисовая шелуха, являющаяся отходом производства риса во Вьетнаме, рассматриваются как альтернативные источники сырья для получения эффективных сорбентов.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлуоресцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексный термический анализ, спектрофотометрия, рентгенофазный анализ ДТА, атомно-абсорбционный анализ, атомно-эмиссионная спектрометрия, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, инверсионная вольтамперометрия, электронная микроскопия и энергодисперсионный анализ, дилатометрия, рентгенофлуоресцентный анализ, инфракрасная спектроскопия, дифференциально-термический анализ и др. Доклады секции выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственными авторами и их научными руководителями технологии рационального использования сырьевой базы России, а также представлены технологии переработки техногенных отходов с целью замены ими природного сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственными авторами новые способы и технологии использования минерального сырья и техногенных отходов для производства кислотоупорных керамических изделий, теплоизоляционных материалов для гражданского и промышленного строительства, алюмосиликатные пропанты для нефтегазодобывающей отрасли, пигменты и бетоны с широким спектром свойств. Широко рассмотрены вопросы утилизации зол ТЭС, а также доменных шлаков, шлаков чёрной металлургии и другие отходы промышленности, что позволяет конструктивно решать экологические проблемы. Особое внимание уделено проблемам ресурсоэффективности. В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения. Примером практически значимой технологии является разработка получения пеностекла на основе алюмосиликатного сырья. Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах. Молодыми участниками были предложены новые технологии создания новых видов керамики и силикатных строительных материалов, разнообразных стеклоизделий, а также в ряде случаев предложены в качестве сырья нестандартные минеральные ассоциации для производства некоторых изделий. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. По направлению «Комплексное использование минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены современные технологии комплексного освоения магнезиального сырья, высококремнеземистых пород, переработки золошлаковых отходов, показаны возможности получения кислотостойких материалов на основе глинистого сырья Уральского региона, исследованы возможности использования отходов углеобогащения для получения топливных брикетов. Представлены новые результаты в области переработки цинксодержащих руд, получения ферросплава из алюминийсодержащей опки. Предложена одностадийная технология получения пеностеклового материала, которая позволяет снизить энергозатраты производства и расширить сырьевую базу. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, дифференциально-термический анализ, химический анализ и др. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. Среди лучших докладов данного направления необходимо отметить доклад профессора ТПУ Казьминой О.В. и аспирантов ТПУ Семке А.П., и Мисковец

---

А.Ю. «Получение пористой стеклокерамики на основе отходов обогащения медно-цинковой руды». Интерес представляют также научные работы: «Продукты химической переработки окисленных углей» (авторы Василец Е.П., Кудайберген Г.К., Арнт О.В., н.рук. Жакина А.Х., доцент Института органического синтеза и углехимии, г. Караганда, Казахстан); «Повышение эффективности комплексной переработки ильменитовых концентратов» (авторы Занавескин К.Л., Черезова Л.А., Бурмакина О.В., Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва, Россия, Научно-исследовательский физико-химический институт им. Л.Я. Карпова, г. Москва); «Вовлечение в безотходную пирометаллургическую переработку высокотитанистых титаномагнетитов» (автор магистрант Смирнов К.И., н.рук. - Рошин В.Е., профессор Южно-Уральского государственного университета, г. Челябинск). Актуальны и имеют научное значение целый ряд других сообщений по данному направлению.

По направлению «**Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности**» доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области безопасного и надежного энергоснабжения нефтегазовых промыслов. В представленных докладах отражены новые подходы к созданию перспективных топлив из отходов нефте- углепереработки, созданию уникальных экологически чистых технологий сжигания топливных композиций, автономных источников энергоснабжения, электрических систем и сетей управления, систем безопасности (в том числе пожарной) для объектов нефтегазовых промыслов и трубопроводов. Более 70 % докладов выполнено с результатами лабораторных и натурных экспериментов. Достоверность результатов теоретических работ подтверждается тестированием и соответствующими контрольными опытами. Молодые ученые и студенты использовали новейшие методы исследований: методы высокоскоростной видеорегистрации, панорамные оптические методы трассерной визуализации «Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging»), «Shadow Photography».

Сокращение запасов углеводородного сырья и повышение стоимости органического топлива стимулирует повышение эффективности энергетических технологий и оптимизацию передачи выработанной энергии потребителям. Например, транспортировка углеводородного сырья от мест добычи к потребителям традиционно осуществляется с использованием магистральных трубопроводов, что требует затрат электрической энергии на работу насосных и компрессорных станций. В Российской Федерации значительная часть таких магистралей расположена на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Указанные территории характеризуются слабо развитой энергетической инфраструктурой, и зачастую оптимальным способом энергоснабжения удаленных объектов транспорта углеводородного сырья является использование автономных источников энергоснабжения. Надежность работы автономных источников энергоснабжения является одним из ключевых факторов при обеспечении энергетической безопасности любого производства (особенно географически удаленного от централизованной энергосистемы). Информация о физических закономерностях технологического процесса автономного источника энергоснабжения, а также об изменениях параметров работы при воздействии внешних и внутренних факторов даёт возможность оценки надежности работы как установки в целом, так и ее отдельных элементов. В этом направлении интерес представляет доклад Стрижака П.А. (ТПУ) – «Исследование проблем надежного и безопасного энергоснабжения предприятий». На предприятиях добывающих отраслей также находят широкое применение традиционные источники энергоснабжения. Так ряд докладов секции посвящен анализу режимов работы подстанций, тепловых электростанций для энергоснабжения месторождений Западной Сибири, Киргизстана, Казахстана, Красноярского края, среди которых можно выделить доклады магистрантов Энергетического института электроэнергетического профиля с детальной проработкой режимов работы электростанции и выбором устройств релейной защиты и автоматики оборудования подстанции. В этом направлении интерес вызывают следующие статьи: студента Душечкина В.А. «Анализ схем электрических соединений распределительных устройств подстанции "Белозерная», студента Петрусева А.С. «Электрическая часть ГТЭС-24 филиала ЯРЭУ ЗПС ЭВС ООО «Газпром добыча Ямбург»; магистранта Ярмонов В.В., «Исследование режимов Назаровской ГРЭС». Следует также отметить интересные доклады, выполненные в рамках четырех направлений: создание композиционных угольных топлив из отходов переработки нефти и углей; снижение экологически опасных антропогенных выбросов при сжигании энергоносителей; энергоэффективное подавление процессов горения твердых и жидких конденсированных веществ диспергированными флегматизаторами; пожароопасное взаимодействие конденсированных веществ и материалов при взаимодействии с локальными источниками энергии. Возникшая в последние годы потребность использования результатов исследований на производстве, в частности, предприятиях топливно-энергетического комплекса, послужила стимулом для проведения широкомасштабных численных и экспериментальных исследований, результатом которых стало создания единого моделирующего комплекса прогноза критических условий возникновения нерегламентированных возгораний и последующего развития пожаров, а также ресурсоэффективных условий их ликвидации с использованием распределенных во времени и пространстве капельных пароводяных потоков. Среди таких докладов интересны следующие доклады: Дмитриенко М.А., Косинцев А.Г. «Экспериментальная оценка выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании отходов углепереработки»; Валиуллина Т.Р., С.А. Шевырева С.А. «Разработка модельной камеры сгорания для исследования зажигания капель органоводоугольных топлив, витающих в потоке окислителя»; Войтков И.С. «Экспериментальное определение времен сохранения пониженных температур продуктов сгорания в следе капель воды, раствора на ее основ». Отмеченные доклады подготовлены на основе выполненных научно-исследовательских работ в рамках проектов Российского научного фонда, Фонда по грантам Президента РФ, Российского фонда фундаментальных исследований, некоммерческого партнерства «Глобальная энергия» и других.

На секции «**Геоэкология, охрана и защита окружающей среды**» актуальность докладов, выполненных на

высоком научном современном уровне, не вызывает сомнений и заключается в решении научных и практических проблем в области геоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые методики оценки экологического состояния этих территорий, что восполняет пробелы в решении существующей проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию тяжёлых металлов в пылеаэрозолях г. Томска и районов Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в зольном остатке организма человека и свиньи домашней, проживающих в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, что может быть использовано при медико-биологических исследованиях в целях прогнозирования заболеваемости и оздоровления населения. В другой части докладов приведены новые способы снижения техногенного воздействия на объекты окружающей природной среды. Показаны результаты апробации накипи как индикатора качества питьевых вод и взаимосвязи элементного состава солевых отложений и питьевых вод, из которых формируются отложения. В этом году поступило не малое количество докладов, отражающих проблемы воздействия отходов производства горно-обогатительных комбинатов, геоэкологические проблемы в районах отработки месторождений и снижения их негативного влияния. Много уделяется внимания ртутному загрязнению, как высокотоксичного элемента. Также представлены доклады по активно развивающемуся направлению – «зелёной химии»: на примере процессов эпоксидирования показаны возможные пути реализации принципов «зелёной химии». Активно рассматриваются вопросы элементного и минерального состава углей различных территорий с целью их эколого-геохимической оценки. Всё вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. В процессе исследования геоэкологических проблем, охраны и защиты окружающей среды молодыми учеными использовались такие методы, как метод осколочной f-радиографии, инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ISP), методы гамма и альфа-спектрометрии, метод лазерного микроанализа с применением компьютерных методов обработки результатов исследований, рентгено-структурный анализ, катодная люминесценция, биотестирование, потенциометрия, электронная микроскопия, атомная адсорбция, эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой и др. В работе молодых участников симпозиума широко использован современный уровень применения ГИС-технологий при экологическом сопровождении в процессе освоения и эксплуатации разнообразных месторождений. В научных работах предложены и новые, практически значимые методы в области геоэкологии, радиоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, в частности, предложено рассмотрение поведения брома, как элемента-индикатора техногенного воздействия на различные среды; рассмотрено использование разработанных программ радиоэкологического мониторинга на различных объектах; проведена оценка влияния отвалов горнодобывающих предприятий на почву; предложена организация работы по разработанной авторами программе радиоэкологического мониторинга в районах нефтегазодобычи. Молодыми учеными были продемонстрированы итоги разработки нового потенциометрического метода с использованием геохимических характеристик биоты при индексации качества природной среды; были предложены оригинальные идеи при переработке отходов производства; новые методологические подходы к разработке сооружений; методы оптимизации составов исходных материалов и технологических режимов при утилизации промышленных химических отходов; моделирование и исследование процессов очистки сточных вод высокоактивными материалами нанотехнологий и использование электрических разрядов как эффективного инструмента очистки природных вод и промышленных стоков; моделирование и изменения условий функционирования биоценоза с помощью УФ- и ИК-излучений, совершенствование электрохимических технологий обезвреживания отходов фармацевтической промышленности, использование усовершенствованного математического аппарата для оценки геотехнической безопасности оползневых территорий и т.д. и т.п. Вся тематика научных экологических докладов на секции прошла по пяти направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) охрана и инженерная защита окружающей среды. Получены новые данные по содержанию редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях на территории г. Усть-Каменегорска и г. Павлодара (Республика Казахстан), г. Омска и района Томской области, г. Казани, г. Крансоярска, г. Кемерово. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. Особый интерес уделен исследованию поведения такого токсического элемента как ртуть и тяжелых металлов в почвах на территории различных городов России, Казахстана, Вьетнама, Белоруссии. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зон расположения полигонов ТБО. Немалое количество докладов освещают проблему загрязнения нефтепродуктами и нефтяными шламами, способы их утилизации. В некоторых докладах получены новые данные об особенностях химического состава озер Томской области и Республики Хакасии. Сообщают и о способах очистки сточных вод от органических соединений, нефтепродуктов. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «**Медицинская геология**»,



---

в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания.

Представлены оригинальные данные по активно развивающемуся направлению – дендрохронологии элементного состава и использованию такого рода данных в оценке динамики поступления химических элементов в окружающую среду. Вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа: инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой, сканирующая электронная микроскопия, рентгеновская дифрактометрия, атомная адсорбция и другие.

Немалое количество докладов освещают проблему загрязнения нефтепродуктами и нефтяными шламами, способы их утилизации. В некоторых докладах получены новые данные об особенностях химического состава озер Томской области и Республики Хакасии и поверхностных вод Горно-Алтайска. Сообщают и о способах очистки сточных вод от органических соединений, нефтепродуктов. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания. Научный интерес по данному направлению вызывает доклад Клышиной Е.Н., студента Павлодарского государственного педагогического института «Распределение тяжелых металлов в волосах детей, проживающих на юге Казахстана». Показывается сравнительный анализ распределения тяжелых металлов в волосах детей, проживающих на юге Казахстана. Другая часть докладов посвящена проблеме радиационной обстановке на различных территориях. По этому направлению научный и практический интерес вызывает доклад Теровской Т.С., инженера Северский технологического института НИЯУ МИФИ «Моделирование миграции образующихся при подземном выщелачивании урана загрязняющих компонентов». Автор доказывает по собственным результатам моделирования, что области влияния подземного выщелачивания на окружающую среду локальны и спустя несколько лет после завершения добычи происходит автоочистка продуктивного горизонта в результате различных физико-химических и гидродинамических процессов внутри области незначительно выходящей за границы технологических блоков. Еще одну проблему Казахстана о следствии эксплуатации объектов атомной энергетики освещает доклад Торопова А.С., Джамбаева М.Т., Есильканов Г.М. аспирантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, посвященные изучению миграции трансурановых радионуклидов в водных объектах Семипалатинского полигона, также авторами выявлено, что более высокое накопление урана в составе крови отмечается у жителей населенного пункта Зенковка. Одним из источников поступления урана в кровь человека в исследуемых населенных пунктах авторы рассматривают питьевую воду. Аналогичную проблему отражает доклад коллег из Узбекистана Ражаббоева И.М., Мизомова Л.С., студента Навоийского государственного горного института, города Навои: «Оценка суммарной альфа, бета-активности и концентрации радиоизотопов в природных водах Кызылкумского региона Узбекистана».

По теме аэрозольного загрязнения атмосферы в этом году представлены широкие результаты в районах расположения локальных котельных и ТЭЦ различной мощности. Данную проблему освещают Мельникович Е.А., Весьма интересный доклад по новизне исследуемой территории Адильбаевой Т.Е., Николаенко А.Н., Кирсанова Д.И., студенты Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, а также Адильбаевой Т.Е., аспирантом института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета. Касаясь проблемы загрязнения твердыми частицами воздуха, представлены новые данные о состоянии воздушного бассейна в районах расположения крупных нефтеперерабатывающих комплексов различной мощности и с различающейся технологией аспиранткой института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Шаховой Т.С. Отражает научную новизну и доклад по проблеме атмосферного загрязнения «Оценка качества атмосферного воздуха в районах со сложными геоморфологическими условиями Данилова А.С., аспиранта Санкт-Петербургского горного университета. Перспективные идеи открывает доклад «Технология защиты наносимого плодородного слоя от минерализованных вод хвостохранилища АЛ «АЛРОСА» при рекультивации Афанасиади К.И. (Смирнова Ю.Д.) магистранта Национального минерально-сырьевого университета «Горный», (г. Санкт-Петербург). Представлен современный взгляд в докладе Киевских коллег Трус И.Н., Гомеля Н.Д., Иваненко Е.И., Воробьева В.И., Флейшер А.Ю. из Национального технического университета Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»: «Ресурсосберегающие технологии в процессах реагентной очистки минерализованных вод». Перспективным докладом является доклад авторов Янушевского В.И., Осипенко М.А., студентов Белорусского государственного технологического университета из Минска: «Переработка ванадийсодержащих отходов как способ сохранения исчерпаемых полезных ископаемых». Получившая большую актуальность тема потепления и подземных льдов, также была затронута Цыреновым Т.Г., студентом Забайкальского государственного университета: «Воздействие глобального потепления на криолитозону в пределах Забайкальского края». Также актуальна работа Мех. А.А. магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического

университета, посвященная изучению буровых шламов. Представлены совершенно новые исключительные данные по территории Мало-Тарынского золоторудного поля (Республика Саха) по данным изучения комплекса природных сред, представившие доклады Карпенко Ю. и Меховников С., аспирант и магистрант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета. Из этой области актуальным был доклад соавторов Юркевич Н.В., Карин Ю.Г. и Кулешовой Т.А. из Новосибирского государственного технического университета и Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН: «Состав отвала Белоключевского месторождения золота по данным электромагнитного сканирования и геохимического опробования». Весьма интересный доклад представлен Быковской Е.А. и Мауровой А.С., студенткой Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий механики и оптики на тему: «Системный анализ для выбора источника энергии».

Представлены оригинальные данные по активно развивающемуся направлению – дендрохронологии элементного состава и использованию такого рода данных в оценке динамики поступления химических элементов в окружающую среду. Вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа: инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой, сканирующая электронная микроскопия, рентгеновская дифрактометрия, атомная адсорбция, оптическая микроскопия, ИК-спектроскопия, лазерно-люминесцентный анализа, рентгенфлуоресцентная спектрометрия, активно используются ГИС-технологии различного направления в геоэкологии и многие другие современные методы анализа и способов обработки данных с использованием новейшего оборудования и современных программ.

Традиционно отмечается активное участие различных вузов России и других стран. Хотелось бы отметить, что доклады представлены не только студентами и аспирантами, а также старшими преподавателями, ассистентами, доцентами, младшими и старшими научными сотрудниками, инженерами-исследователями, инженерами-экологами ведущих научно-исследовательских институтов и предприятий. Научный уровень многих докладов на всех направлениях секции геоэкологии очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей. Рассмотренные результаты лучших научных работ чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так имеют и важное прикладное значение и при дальнейшей научной разработке могут быть представлены в виде диссертаций на звание магистра и кандидатов наук. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии. Авторы научных работ продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

На конференции в докладах освещались достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижения с использованием новых компьютерных технологий в геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геоэкологическим проблемам и охране окружающей среды. Тематика докладов очень актуальна сегодня, охватывает важнейшие проблемы и новейшие научные достижения.

На секции **«Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право»** доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность исследований состоит в решении научных и практических проблем в области экономики минерального сырья, экономики нефтегазовой отрасли и природоресурсного права. Большая часть статей связана со следующими направлениями в области экономических наук и права: 1.Эффективность использования ресурсов производства; 2.Экологический менеджмент; 3.Планирование деятельности организации; 4.Управление персоналом; 5.Финансовый менеджмент; 6.Инвестиции и инновации; 7.Ценообразование; 8.Налогообложение; 9.Природоресурсное право.

Можно отметить современные подходы и интересные научные идеи молодых исследователей. С этой точки зрения интересен доклад магистранта ТПУ Абылкаирова И.Е. «О необходимости и проблемах инновационного развития предприятий нефтегазовой отрасли» (н.рук. - Макашева Н.П., доцент ТПУ).

В некоторых докладах представлены данные по оценке сырьевой базы углеводородов на территории Томской области и Западно-Сибирской нефтяной провинции, масштаб их освоения. Озвучены проблемы организации производственной деятельности: дана управленческая оценка организации производства через аутсорсинг, оптимизации промышленных компаний. Среди представленных докладов наибольший интерес и значимость в современных экономических условиях представляют работы, посвящённые проблемам: повышения ресурсоэффективности отрасли и энергоэффективности экономики России в целом; изучения экономического опыта других государств и развития сотрудничества России в нефтегазовой сфере; совершенствования законодательной базы рационального природопользования и налогообложения недропользователей; поиска и применения нетрадиционных энергоресурсов; повышения эффективности управления финансовой и производственной деятельностью отечественных и зарубежных предприятий-недропользователей.

Научная новизна и оригинальность новых идей в значительной степени представлены в работах магистрантов и молодых учёных, посвященных: консолидации финансовой отчётности; количественным методам расчёта аварийных ситуаций и страховых взносов на магистральных трубопроводах; реструктуризации рынка редкоземельных элементов; применения мотивационных факторов функционирования кластеров в экономике; оптимизации структуры капитала; расчёта платежей за негативное воздействие на окружающую среду; методики оценки инвесторов в нефтегазовой отрасли и др. В процессе исследований докладчиками были использованы:

– методы исследований: формально-логические методы, в т.ч. методы классификации и обобщения,

---

индуктивный и дедуктивный методы, конструирование понятий и аргументация; общенаучные методы, в т.ч. наблюдение, эксперимент, измерение и сравнение, анализ и синтез; а также специальные методы, в т.ч. исследование первичных документов, проведение модельного эксперимента, социологические исследования и анкетирование и др.;

– методики исследований: количественный анализ рисков; экономическая оценка инвестиций; финансовый анализ; экологический мониторинг; технологический аудит; консолидация финансовой отчетности; рейтинговая оценка; оптимизация структуры капитала; расчёт платежей за загрязнение окружающей среды и др.

Лучшим докладом студентов в разделе «Экономика минерального и углеводородного сырья» можно назвать доклад студента ТПУ Антоненко О.А. «Инвестиционные налоговые льготы для контрагентов разработки арктического шельфа» под руководством ассистента ТПУ Гринкевича А.М. В исследовании анализируются и предлагаются основные направления совершенствования системы налогообложения в РФ нефтегазовых месторождений континентального шельфа. Выделены основные принципы и критерии стимулирования привлечения капитала в разработку месторождений Арктической зоны. Представлен анализ существующих модели налоговых льгот с целью стимулирования инвестиций в региональной политике. Среди докладов молодых ученых – экономистов выделяется доклад ассистента ТПУ Макашевой Ю.С. «Трудовой потенциал Арктической зоны России». В ее исследовании дана оценка трудового потенциала Арктического шельфа: структура, состав, динамика и т. п. Рассмотрены два подхода к оценке трудового потенциала: на основе данных официальной статистики, так и на основе социологических опросов. Выделены проблемы развития трудового потенциала Арктики и намечены пути решения поставленной проблемы.

В подсекции «**Природоресурсное право**» особое внимание уделено обсуждению правового регулирования отношений в сфере недропользования. В частности доклад профессора, доктора юридических наук, Е.С. Болтановой касался проблем правового регулирования использования подземного пространства городов, в том числе как связанных, так и не связанных с извлечением полезных ископаемых. Также затрагивались такие темы как недропользование в пределах особо охраняемых природных территорий, использование земельных сервитутов для доступа к участку недр; имущественные режимы объектов в сфере добычи углеводородов; договорные отношения между государством и недропользователями, недропользователями и иными лицами; юридическая ответственность за нарушения в сфере недропользования; охрана окружающей среды в РФ, правовое обеспечение экологической и промышленной безопасности горных работ, а также сравнение соотношений прав на земельный участок и на добычу полезных ископаемых по законодательству России и других стран. Доклад молодого ученого, вызывающий особый интерес – доклад соискателя Юридического института Национального исследовательского Томского государственного университета Митулинской Я.А. на тему «К вопросу о взаимосвязях единой системы газоснабжения с правом пользования недрами». Автором проведен комплексный анализ положений действующего законодательства, в том числе специального, выявлены противоречия в подходах различных отраслей права к терминологии в отношении имущества, обеспечивающего процесс недропользования. Установлена взаимосвязь между материальными и нематериальными результатами деятельности пользователя недр. По результатам автор делает вывод, что единая система газоснабжения представлена не только материальными объектами, но и объектами нематериальными. Среди студенческих докладов выделяется доклад магистранта Юридического института ТГУ Часовских К.В. «Недропользование в пределах особо охраняемых природных территорий». Автором проведен анализ законодательства об особо охраняемых природных территориях с точки зрения установления возможности проведения геологоразведки и добычи полезных ископаемых в пределах их территории. В работе рассмотрены примеры решения данных вопросов в РФ и за рубежом (Австралия). Автором сделаны выводы о необходимости доработки законодательства РФ об ООПТ и определены направления возможного совершенствования. Интересны и другие доклады по направлению «Экономика минерального и углеводородного сырья. природоресурсное право».

Главными рабочими языками на симпозиуме были русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делалась **на английском и немецком языках**, то для них работала специальная секция – «**Геология и нефтегазовое дело**» с двумя подсекциями, на которой было представлено 68 докладов. Участники симпозиума представили доклады на актуальные темы в области геологии и нефтегазодобычи, доложив результаты своих персональных исследований, а также дали информацию по новейшим технологиям в нефтегазовом деле, полученную при изучении научной англоязычной литературы и литературы на немецком языке. Помимо российских участников с докладами выступили представители зарубежья – из Индонезии, Вьетнама, Франции, Германии, Англии, Китая.

В составе конкурсной комиссии секции присутствовали специалисты и профессионалы, свободно владеющие английским и немецким языками. Они отметили, что лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий, разработанных пакетов программного обеспечения и технологий, необходимость которых определяется спецификой объектов или стадий процессов, подвергающихся анализу.

Некоторые доклады носят фундаментальный характер, являются результатом кропотливой работы с образцами пород и окаменелостей, исследования данных, значимых для палеонтологии. Представлены разработки в сфере трубопроводного транспорта, позволяющие повысить надежность конструкций, представлен сравнительный анализ спецификаций по сооружениям подобного типа в России и Канаде.

Доклады в подсекции «**Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации**» рассматривают актуальное для настоящего времени явление глобализации и ее влияние на специфику профессионального общения, без которого невозможно международное сотрудничество и научное развитие. Проблематика докладов затрагивает различные стороны межъязыкового взаимодействия, являющегося

следствием глобализации, обращая внимание на особенности этого процесса в аспекте межкультурной коммуникации, современного и конкурентоспособного образования, а также профессионально-ориентированного обучения. В фокусе исследований оказываются вопросы многонационального общения в рамках политики открытости и вхождения в мировую образовательную среду в техническом вузе и проблемы толерантности, академической мобильности. Английский язык на современном этапе выполняет функцию основного средства межъязыкового общения, в том числе, в профессиональной и научной сферах, современные подходы, позволяющие овладеть этим средством, также являются предметом анализа многих докладов. Межъязыковая коммуникация приводит к столкновению разных культур; специфика, различия и точки соприкосновения разных языков также вызывают интерес и рассматриваются в докладах. Особенности функционирования английского языка и реализации профессионального общения в сфере геологии, горного и нефтегазового дела, освещенные в ряде работ, имеют особую актуальность в логике образовательных и воспитательных задач Института природных ресурсов и Томского политехнического университета, основной целью которых является формирование профессиональной личности специалиста, способного грамотно осуществлять профессиональное и научное сотрудничество и достойно представлять инженерное сообщество в пределах России и на международном уровне.

Кроме того, в рамках симпозиума проведен **«Круглый стол» по теме: «Наука. Образование. Молодежь. Проблемы. Перспективы».**

Тема «Круглого стола» посвящена науке и образованию, молодежной науке в современных условиях, многочисленным проблемам в связи с реформированием средней и высшей школы.

Проблемы, поднятые на «Круглом столе», актуальны для развития и сохранения независимости и будущего России в сегодняшнем беспокойном мире. В связи с этим дискуссии вызывают большой интерес у преподавательского состава, научных сотрудников, аспирантов, магистрантов и студентов сегодня.

В процессе работы симпозиума на секциях использовались современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Microsoft PowerPoint», оверхед, проектор «Полилюкс», демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, проектор Nec 595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видео-стена 3-D визуализации, плазменный экран, а также использовались для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождались показом фильмов собственного производства.

Учитывая финансовые трудности в стране, редакционная коллегия, в целях поддержки научной молодежи, как правило, публикует материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служит лишь содержание докладов, их научная новизна, практическая значимость и возраст авторов. Редакционная коллегия симпозиума надеется, что публикуемые материалы позволят заинтересованным читателям получить представление об уровне научных исследований в области геологии и освоения недр, выполняемых молодыми учеными, и использовать предложенные молодыми авторами идеи и разработки в своей научной и производственной деятельности. Кроме того, публикация трудов каждой секции и пленарных заседаний открывается проблемным докладом ведущих ученых и специалистов научного направления каждой конкретной секции. Редакционная коллегия считает, что опубликованные доклады ведущих ученых будут полезны и интересны студентам и аспирантам, проводящим исследования в данных научных направлениях.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Национального исследовательского Томского политехнического университета (ректор ТПУ, профессор П.С. Чубик), руководству Института природных ресурсов ТПУ (директор ИПР ТПУ А.С. Боев), финансовая поддержка которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

*Ученый секретарь XXI симпозиума, доцент, кандидат геол.-мин.наук – Г.М. Иванова*

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**НОВЫЕ ЗАДАЧИ И НОВЫЕ РУБЕЖИ.  
О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ТПУ  
СРЕДИ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ**

**П.С. Чубик, профессор, ректор  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия**

**КРАТКАЯ СПРАВКА**

**Чубик Петр Савельевич — ректор Национального исследовательского Томского политехнического университета, доктор технических наук, профессор, «Отличник разведки недр РФ», «Почетный разведчик недр РФ», кавалер Почетного знака «Шахтерская слава» II и III степеней, вице-президент Ассоциации инженерного образования России и вице-президент Ассоциации технических университетов.**

2017 год является рубежным для Томского политехнического университета как участника Проекта по повышению конкурентоспособности ведущих российских университетов среди ведущих мировых научно-образовательных центров.

Проект, стартовавший в 2013 году с конкурса по отбору лучших вузов России для предоставления им государственной поддержки в продвижении к 2020 году в топ-100 международных университетских рейтингов, перевалил за свой экватор.

В марте 2017 года в Москве на заседании Совета по повышению конкурентоспособности ведущих университетов Российской Федерации среди ведущих мировых научно-образовательных центров, проходившем под председательством вице-премьера Правительства России Ольги Голодец, Томский политехнический университет отчитался о своей деятельности в 2016 году и защитил «дорожную карту» по реализации программы повышения конкурентоспособности на 2017 год.

С какими результатами подошел ТПУ к рубежному этапу своей современной истории и каковы наши задачи на ближайшую перспективу?

**Под флагом юбилея**

2016 год прошел для ТПУ под флагом 120-летия со дня основания. Эту дату вуз отметил:

- сдачей в эксплуатацию новых объектов (1-я очередь Научного парка, плавательный бассейн и др.);
- Международным форумом ресурсоэффективности, состоявшемся на базе ТПУ в сентябре 2016 г.;
- очередной победой волонтерского центра ТПУ, получившим право участвовать в XIX Всемирном фестивале молодежи и студентов;
- запуском с космодрома «Байконур» в составе транспортно-грузового корабля пока только на Международную космическую станцию спутника «Томск-ТПУ-120»;
- получением Премии Правительства Российской Федерации в области качества.

**Рейтинги**

В международном университетском рейтинге QS 2016 года вуз занял 400 место, это 8-я позиция среди вузов России и 54-я – среди технических вузов мира. В рейтинге THE Томский политехнический университет находится в группе 501-600 (9 место в России).

В 2017 году ТПУ совершил прорыв в предметных рейтингах QS, впервые войдя в свою профильную предметную область «Инженерное дело и технологии» и заняв в ней высокие позиции сразу по трем предметам: «Химическая инженерия» (Engineering – Chemical) - в группе 201-250 ведущих университетов мира (это второй результат в Российской Федерации), «Инженерия – электротехническая и электронная» (Engineering - Electrical & Electronic) и «Инженерия - механическая, авиационная и промышленная» (Engineering - Mechanical, Aeronautical & Manufacturing) - в группе 251-300 (пятое место в России). В предметной области «Естественные науки» (Natural Sciences) по направлению «Физика и астрономия» (Physics & Astronomy) ТПУ перешел из группы 301-400, в которой он был представлен в 2016 году, в группу 251-300. В этой же предметной области ТПУ впервые вошел в группу ранжируемых вузов по направлению «Химия» (Chemistry) - 451-500.

**Управление и инфраструктура**

В 2016 году была существенно реорганизована система управления стратегией развития университета. В ТПУ не только сформированы стратегические академические единицы (САЕ), но и осуществлен переход в научно-образовательных институтах (НОИ) от управления образованием и наукой к оперативному и стратегическому управлению. Вместо двух заместителей директоров НОИ введена должность заместителя по развитию. В вузе создан сетевой Проектный офис, который руководит реализацией Программы повышения конкурентоспособности, обеспечивая вовлечение в этот процесс всех ответственных лиц и большей части коллектива ТПУ.

С введением эффективного контракта для сервисных служб был завершён перевод всех сотрудников ТПУ на систему КРІ (ключевые показатели эффективности). В текущем году в эффективный контракт административно-управленческого персонала и научно-педагогических работников, включая иностранных граждан, будут внесены

изменения, мотивирующие их на достижение еще более высоких результатов. Для того, чтобы высвободить у преподавателей, обучающихся магистрантов и аспирантов, дополнительное время на совместную с обучаемыми научную работу, планируется установить для них льготную учебную нагрузку.

В 2016 году был выполнен большой объем работ по развитию образовательной, научной и социальной инфраструктуры. Помимо Научного парка и бассейна, завершен процесс санации восьми общежитий. По итогам конкурса Минобрнауки России студгородок ТПУ признан лучшим в стране. Кроме того, введен в строй после полуторагодовой реконструкции исследовательский ядерный реактор – единственный в вузах азиатской части России.

### **Образовательные программы**

Среди знаковых событий 2016 года в образовательной сфере - запуск ряда уникальных магистерских программ. Уникальных и по форме, и по содержанию, и по составу участников их реализации, и по компетенциям выпускников этих программ.

В 2016 г. открыт прием на следующие магистерские программы:

- «Биомедицинская инженерия» и «Biomedical Science and Engeeniring» (направление «Электроника и наноэлектроника») на русском (15 человек) и английском (6 человек) языках в сетевой форме совместно с СибГМУ (для обучения на английском языке принято 6 абитуриентов из Индии и Пакистана). Проект по разработке программы «Биомедицинская инженерия» получил поддержку Благотворительного фонда В. Потанина;

- «Обеспечение эффективности технологических процессов жизненного цикла изделия» (направление «Конструкторско-технологическое обеспечение машиностроительных производств») в сетевой форме совместно с СПбПУ Петра Великого, ПНИПУ, ЮУрГУ, набор на программу составил 14 чел.;

- «Устойчивое развитие городской среды» (направление «Иноватика»). Программа реализуется в сетевой форме совместно с ТГАСУ. Набор на программу составил 11 чел.

В 2016 г. произведен набор на 3 магистерские программы, реализуемые совместно и в интересах наших промышленных партнеров: Системного оператора ЕЭС (ЭНИН) и Росатома (ФТИ).

- «Управление режимами электроэнергетических систем» (10 чел.);

- «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем» (10 чел.);

- «Управление ядерной энергетической установкой» (13 чел.) на английском языке.

Два открытых онлайн-курса университета попали в «10 лучших практик онлайн-курсов России» по версии ведущей платформы открытого образования «Лекториум», образовательного портала «Newtonew» и национального конкурса EDcrunch Award ООС 2016.

Существенно увеличилось количество иностранных студентов. Сегодня в университете по основным образовательным программам обучается 3175 иностранных граждан из 37 стран, в том числе 563 человека из 29 стран дальнего зарубежья. Доля иностранных студентов составила 27,6 процента.

Доля магистрантов, аспирантов и докторантов в общем числе обучающихся 2016 году превысила 36,7%. В PhD-докторантуре зарубежных университетов проходило обучение 27 чел. (в 2015 г. – 17). В 2016 г. в ТПУ работало 44 постдока, в том числе 7 иностранцев.

В 2017 году планируется сделать набор еще, как минимум, на 6-7 уникальных магистерских программ. В частности, на совместные программы с Томским государственным университетом, с ведущими российскими госкорпорациями и компаниями «Роскосмос», «Интер РАО», «Газпромнефть».

В рамках сетевого университета БРИКС, участником которого является ТПУ, вуз начнет реализацию международной магистерской программы «Чистая вода», а в рамках коллабораций ЦЕРНа - магистерскую программу «Большие данные». В прошедшем году, ТПУ стал полноправным участником сразу четырех коллабораций ЦЕРНа: LHCb, CMS, COMPASS и RD 51.

### **Студенты и школьники**

В борьбе за талантливых студентов вуз совместно с промышленными партнерами открыл в Лицее при ТПУ три профильных класса: Атом-, Газпром- и IT-класс. Продолжает развиваться Интернет-лицей, в котором школьники со всей России и стран СНГ проходят игровые научно-образовательные миссии. В 2017 году Интернет-лицей пополнится симуляторами производственных процессов и виртуальными технологическими полигонами.

ТПУ стал соорганизатором ряда олимпиад для школьников: Всероссийской инженерной олимпиады Национальной технологической инициативы, Инженерно-экономической олимпиады Ассоциации инновационных регионов России, Олимпиады ПАО «ГАЗПРОМ».

Итогом проведенной системной работы по привлечению талантов стало увеличение среднего балла ЕГЭ поступивших на первый курс до 76,7. По качеству приема ТПУ поднялся с 11-го на 7-е место среди технических вузов страны и первое — среди нестоличных технических университетов.

Программа Элитного технического образования ТПУ, направленная на развитие проектного и предпринимательского мышления студентов, получила статус Федеральной инновационной площадки.

В текущем году ТПУ вместе с коллегами и госкорпорацией «Роскосмос» запустил уникальный образовательный проект для школьников – «Космические уроки», которые российские космонавты в прямом эфире ведут непосредственно с Международной космической станцией.

В 2017 году будет введена в работу независимая автоматизированная система оценки знаний выпускников бакалавриата, названная «ЕГЭ для бакалавров».

И эта борьба за таланты приносит результаты. Студенты и молодые ученые ТПУ за 2013-2016 гг. удостоены двадцати медалей Российской академии наук. Это лучший результат среди-вузов участников Проекта 5-100 и

второй в стране после МГУ.

#### **Наука и инновации**

Во всех научно-образовательных институтах ТПУ были созданы САЕ – стратегические академические единицы. Это: «Космическое материаловедение», «Экоэнергетика», «Ядерные технологии для онкологии», «Промышленная томография», «Трудноизвлекаемые природные ресурсы», «Системы управления и телекоммуникаций», «Люди и технологии».

Плодотворная совместная с ИФПМ СО РАН работа в области космического материаловедения привела к включению нескольких «политеховских» научных экспериментов в программу исследований на Международной космической станции (МКС). Это работы по противомикрометеороидным покрытиям иллюминаторов МКС, 3D-печати в условиях космоса и исследованию динамических нагрузок на корпусные элементы российского модуля МКС. Спутник «Томск-ТПУ-120» в марте 2016 года был успешно доставлен на космическую станцию. Летом 2017 года планируется отправить его в открытый космос.

По заказу ПАО «Газпром» создан радиационный томограф для крупногабаритных объектов. С индийской компанией Innotech Systems Pvt. Ltd разработан новый бетатрон SEA-7 для нестационарного рентгеновского контроля сварных соединений.

В рамках международной коллаборации ТПУ с учеными из Дубны, Польши, Словакии, Казахстана осуществлена разработка уникального, единственного в России, ускорителя легких ионов на диапазон энергий 2-40 кэВ, с использованием которого решаются задачи ядерной астрофизики.

Сотрудники ТПУ приняли участие в нескольких арктических экспедициях. В одной из них проводились испытания подводного робота «Платформа», в котором применен ряд разработок политехников, в другой оценивался экологический риск массивов выбросов метана из донных отложений северных морей.

Успешно пройден первый этап приемочных испытаний геохода – опробование опытного образца и его систем.

Одно из главных событий года - запуск первой очереди Научного парка ТПУ. Здесь разместились шесть научных лабораторий и центров. Концентрация разнообразных научных проектов под одной крышей, их близкое соседство позволит ученым из разных институтов ТПУ и разных стран обмениваться идеями и создаст комфортную международную площадку для воплощения этих проектов в жизнь.

Открыт Инжиниринговый центр неорганических материалов, в котором будут разрабатываться новые ресурсоэффективные технологии для отечественной химической промышленности.

Научный журнал «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» в 2016 году включен в базу данных Scopus.

Значительно увеличилось показатели публикационной активности и цитируемости ученых вуза. В 2016 г. индекс Хирша университета вырос до 50 (2015 г. – 44).

В текущем году университет совместно с Газпромнефтью впервые в России приступил к разработке методов поиска трудноизвлекаемых запасов нефти, а с Росатомом – к проектированию первого в России завода по производству оксида бериллия.

#### **Прорывные проекты**

В рамках реализации «дорожной карты» на 2017 год ТПУ заявил три крупных научных проекта, в работе по которым ученые вуза рассчитывают достигнуть существенных прорывов в ближайшем будущем. Это проект «Ядерные технологии персонализированной терапии диссеминированных форм рака», предусматривающий разработку и сертификацию новых уникальных методов обнаружения и лечения онкологических заболеваний при помощи радиофармпрепаратов и диагностических-терапевтического комплекса на базе бетатрона ТПУ. Проект «Прорывные технологии аддитивного производства и неразрушающего контроля жаропрочных композиционных материалов для экстремальных условий» направлен на создание новых жаропрочных материалов, а также новых бездефектных технологий изготовления из них элементов ракетно-космической техники, в том числе способных работать в химически активных окислительных средах. Третий проект - «Комплексная технология преобразования твердых топлив с повышенной энергоэффективностью и малой эмиссией парниковых газов». В его рамках планируется на базе опытно-промышленного комплекса по газификации угля создать уникальные технологии производства электрической энергии из генераторного газа (продукт газификации угля), минимизировав вредные выбросы в атмосферу.

#### **На новые рубежи**

В 2016 году Томск стал одним из лучших студенческих городов мира в рейтинге QS. Это в том числе оценка деятельности и Томского политехнического университета, который привлекает в город лучших студентов со всего мира, обеспечивая им не только качественное инженерное образование, но и комфортное проживание. Все это подтверждает статус ТПУ как одного из лучших инженерных вузов не только в нашей стране, но и в мире.

Вуз многого добился за последние годы, но сейчас наступает решающий этап, требующий от всех сотрудников университета особого напряжения сил и ответственности. ТПУ нужно не только выполнить взятые на себя обязательства и совершить решительный рывок в рейтингах, но и определить необходимые и безусловно правильные шаги для поступательного развития на ближайшие годы.

**М.И. КУЧИН – ОСНОВАТЕЛЬ ГИДРОГЕОЛОГИИ  
И ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ В СИБИРИ**

**С.Л. Шварцев, профессор**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия**

Михаил Иванович Кучин родился 8 ноября 1887 г. в Кургане тогда Тобольской губернии в крестьянской семье. После окончания Барнаульского реального училища им. Императора Николая II (1907 г.) он поступил на горное отделение тогда Томского технологического института (ТТИ). Во время летних каникул (1908 г.) работал коллектором в Кулундинской партии, занимавшейся гидрогеологическими исследованиями в районе Павлодара. Эта практика во многом определила его будущую профессиональную деятельность в области гидрогеологии. В это время он уже состоял в Барнаульской и Томской объединенной организации РСДРП меньшевиков (1906-1909 гг.) и эта его революционная деятельность ему грозила арестом. Поэтому в 1909 г. он был вынужден прервать учёбу и уехать из Томска в г. Тайшет, где занимался водоснабжением этого города. С мая 1910 г. по сентябрь 1915 г. состоял участковым гидротехником в Енисейском переселенческом управлении. Занимался изысканием источников водоснабжения, постройкой колодцев и небольших запруд.

В 1915 г. вторично поступил на горный факультет ТТИ, но в апреле 1916 г. был призван в Армию. В начале служил на Кавказском фронте в инженерно-строительной дружине, в декабре 1916 г. переведён в саперный батальон, расквартированный в Петрограде, а в январе 1917 г. направлен на учебу в школу прапорщиков инженерных войск. Во время Февральской революции назначался начальником караула Таврического дворца. В августе 1917 г. получил назначение на Румынский фронт в дорожно-мостовую роту 11-го инженерного полка. В армии он был избран в ноябре 1917 г. делегатом II съезда Советов в Петрограде, на котором Ленин провозгласил Советскую власть и которую Михаил Иванович назвал «петроградской авантюрой». Поэтому он выступил её противником. Вот суть его выступления (по книге Джона Рида «Десять дней, которые потрясли мир»): «Я послан сюда только для информации. Я немедленно возвращаюсь на фронт, где армейские комитеты твердо уверены, что захват власти Советами за три недели до открытия Учредительного собрания есть нож в спину армии и преступление перед народом». Выступление было встречено угрозами и ревом возмущенного зала, т.к. его большинство стояло на стороне большевиков.

Наконец, в апреле 1920 г. после окончания службы в Армии М.И. Кучин возвращается в ТТИ и продолжает учёбу. В 1924 г. под руководством профессора М.А. Усова он защитил проект на тему «Гидрогеологические исследования в южной части Акмолинской области». Это был первый диплом по гидрогеологии, выполненный в стенах ТТИ, а М.И. Кучин стал первым гидрогеологом в Сибири. После окончания института он был оставлен на кафедре геологии, возглавляемой М.А. Усовым. Уже летом 1925 г. М.И. Кучин был направлен в Европейскую часть СССР для ознакомления с постановкой гидрогеологических исследований в вузах и научно-исследовательских институтах Москвы, Ленинграда, Ростова-на-Дону и Пятигорска. Попутно М.И. Кучин ознакомился с ходом гидрогеологических работ на Волховстрое, Кавказских минеральных водах и в Муганской степи Азербайджана, изучал оползни в Крыму и т.д. Весной 1928 г. он ознакомился с постановкой преподавания по специальности «Гидрогеология» в Московской горной академии. Так готовили в ТТИ тогда выпускников для научной и педагогической работы!

В 1928 г. в ТТИ была открыта гидрогеологическая специальность, на которую пригласили четырёх студентов-геологов старших курсов из ТТИ и ТГУ (Томский государственный университет). М.И. Кучин вёл занятия на этой специальности по всем гидрогеологическим и инженерно-геологическим дисциплинам. Ранее (с 1925 г.) он вёл практические занятия со студентами инженерно-строительного отделения ТТИ. С 1 сентября 1929 г. М.И. Кучин по рекомендации М.А. Усова был избран доцентом по специальности «Гидрогеология» (утверждён ГУСом 4 апреля 1931 г.).

В 1929 г. в рамках реформы высшего образования в СССР ТТИ был разделён на 10 институтов, включая горный и геологоразведочный. В составе последнего в 1930 г. и была организована кафедра «Гидрогеологии и инженерной геологии», первым заведующим которой и был избран М.И. Кучин в 1930 г. (утверждён в Москве в 1931 г.). К счастью, раздел ТТИ на 10 институтов продолжался недолго и в 1934 г. все они снова были объединены в один, но уже под названием Томский индустриальный институт, в котором продолжала функционировать и кафедра «Гидрогеологии и инженерной геологии».

Естественно, что на плечи М.И. Кучина легла вся организационная работа по подготовке инженерных кадров в достаточно тяжёлых условиях. Гидрогеология и инженерная геология как науки только ещё формировались, не было учебников, опыта преподавания, методик ведения лабораторных работ, не хватало преподавателей и учебных аудиторий, общежитий для студентов. В этих условиях специалисты готовились в основном не по учебникам, а непосредственно в процессе решения возникающих народно-хозяйственных задач и в тесной связи с широкими научными исследованиями. Студенты при прохождении длительных практик были начальниками производственных отрядов, партий, руководили гидрогеологическими и инженерно-геологическими изысканиями, давали заключения, проводили экспертизы. Иногда они возвращались в институт только для защиты диплома. Поэтому уже первые выпускники были прекрасными специалистами и тому мы имеем массу примеров [1]. В период заведования кафедрой М. И. Куциным (до 1938 г.) было подготовлено 37 инженеров.

Но обстановка на кафедре постепенно ухудшалась. Дело в том, что Михаил Иванович был очень требовательным, принципиальным, а иногда и жестоким человеком. Кроме того он не отличался лояльностью к советской власти, а среди студентов было достаточно молодых коммунистов, которые следили за поведением



профессоров. Обстановка особенно накалилась в 1937 – году репрессий. В этот год в институтской многотиражке появилась статья «Самодур на кафедре». Всё это заставило Михаила Ивановича в марте 1938 г. покинуть кафедру и перейти в Томский госуниверситет на кафедру динамической геологии, где он ранее читал лекции студентам-гидрологам. В ТГУ он организовал кафедру грунтоведения и гидрогеологии, которой начал заведовать в 1940 г. В августе 1941 г. ему без защиты диссертации была присуждена учёная степень доктора геолого-минералогических наук и присвоено звание профессора.

Казалось, что жизнь наладилась, спецорганы о нём забыли, организация новой кафедры шла полным ходом. Но 20 апреля 1949 г. его наряду со многими другими Томскими и Московскими профессорами арестовали по так называемому «Красноармейскому делу» «за участие в антисоветской группе». Срок отбывал в Красноярске, работая в «Енисейстрое» по своей специальности. Находился в лагерях до 17 апреля 1954 г. 31 марта 1954 г. Военной коллегией Верховного Суда СССР его дело было пересмотрено и прекращено за недоказанностью обвинения. С 5 мая 1954 г. он восстановлен в должности профессора Томского университета. Но поскольку созданная им кафедра в ТГУ была закрыта, 1 февраля 1955 г. он переходит в Томский инженерно-строительный институт (сейчас - ТГАСУ) на должность зав. кафедрой «Инженерной геологии, оснований и фундаментов», где и работал до конца своих дней. В эти годы им была создана первая в вузах Сибири проблемная лаборатория по инженерной геологии и основаниям фундаментов, осуществлявшая инженерно-геологические исследования в районах с широким развитием лёссовых грунтов. Также он обеспечивал чтение лекций по гидрогеологии и грунтоведению на 3-х факультетах.

Параллельно с педагогической нагрузкой Михаил Иванович со студенческих лет, несмотря на серьёзные перипетии в его жизни, занимался наукой. Работая в ТТИ и ТИИ, он с первых лет освоения Кузбасса активно изучал гидрогеологию и инженерную геологию этого региона. Под его руководством исследованы и оценены гидрогеологические и инженерно-геологические условия строительства Кузнецкого металлургического комбината, организовано водоснабжение Кузнецка, Прокопьевска, Киселёвска, многих рабочих посёлков, проведены инженерно-геологические изыскания под площадки для строительства промышленных объектов во многих районах Кузбасса, в Барнауле, Новосибирске, Томске и под строящиеся железные дороги, решены вопросы борьбы с оползнями на железных дорогах, главным образом, в районе Бадайского косогора, изучены подземные и поверхностные воды Кузбасса, намечены пути борьбы с ними при шахтном строительстве. Одновременно М.И. Кучинным исследовались минеральные воды курортов Лебяжье, Шира, Кучук, Чемал, Белокуриха, он организует в 1935 г. первую в Сибири режимную гидрогеологическую станцию в Новосибирске. Одновременно с большой производственной деятельностью М.И. Кучин возглавляет важную работу по составлению кадастра подземных вод Западной Сибири (совместно с Е.П. Хорошаевой), руководит составлением ряда гидрогеологических карт. Результатом этого явилось издание в 1940 г. первой в Сибири монографии по подземным водам юга Западной Сибири [2]. В этой работе М.И. Кучин поднимается до серьёзных теоретических обобщений, связанных с региональными закономерностями распределения подземных вод, условиями формирования ресурсов и состава, зональностью и другими важными гидрогеологическими проблемами. Попутно нужно отметить, что его более поздняя, подготовленная для печати монография «Подземные воды Западной Сибири» из-за его ареста осталась не опубликованной. Внимательно изучая гидрогеохимию осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, М.И. Кучин в числе первых отметил широкое распространение на этой территории типичных нефтяных подземных вод и сделал вывод о нефтегазоносности Западной Сибири. Все его работы по изучению подземных вод Сибири и определению путей их использования в различных отраслях народного хозяйства, в частности, для поисков полезных ископаемых, в т. ч. нефти, были пионерными не только в Сибири.

Большое внимание М.И. Кучин уделял и солёным озёрам юга Западной Сибири. Он первым, применив оригинальную континентальную теорию происхождения природных солей и отказавшись от преобладавшего до этого взгляда на морское происхождение солей на этой территории, выявил их крупнейшие местонахождения, разработал технологию освоения и довёл её до промышленного применения. Его изыскания сырьевых ресурсов солей Кулундинских озёр и соды на Алтае способствовали развитию химической промышленности в Сибири. В частности, им были открыты громадные запасы соды в оз. Танатар. В годы Великой Отечественной войны, когда возник на металлургических заводах Новокузнецка «содовый голод», на базе этого месторождения были построены заводы для содового производства и проложен железнодорожный подъездной путь в 150 км к месторождению природной соды, расположенному в Михайловском районе Алтайского края. В эти же военные годы он принимал активное участие в Томске по водообеспечению прибывающих с центра России заводов.

Многие годы Михаил Иванович занимался изучением грунтов Западной Сибири с позиции строительства (промышленного, жилищного, железнодорожного, дорожного, гидротехнического и др.). Он изучал проблемы устойчивости откосов выемок и насыпей и укрепления оползневых участков, исследовал условия строительства на лёссовидных суглинках Сибири. Являясь знатоком гидрогеологии и инженерной геологии, М.И. Кучин многие годы руководил изысканиями и консультировал строительство промышленных предприятий и железных дорог в Сибири, в т. ч. Кузнецкого и Западно-Сибирского металлургических комбинатов, Кемеровского коксохимического завода, Новосибирской левобережной ТЭЦ, лесохимического комбината на р. Чулым, Новосибирской ГЭС и др. Впервые в Сибири М.И. Кучин применил новейшие методы исследования грунтов под тяжёлыми сооружениями.

Михаил Иванович был очень активной личностью. По мнению М.А. Усова он является основателем гидрогеологической школы в Сибири. По его инициативе в Сибири основана также гидрогеологическая служба. М.И. Кучинным опубликовано 60 работ, в том числе монография. Он подготовил большое число специалистов гидрогеологов и грунтоведов, из них 4-х кандидатов наук (С.Г. Бейром, П.А. Удодов, П.М. и С.М. Большаковы).

Начиная со студенческих лет он принимал активное участие в общественной жизни, избирался членом

исполкома ТТИ (1920-1921 гг.), секретарём Президиума и членом Совета горного отделения (1920-1922 гг.), секретарём учебного комитета института (1921-1922 гг.), председателем методической комиссии при профисполбюро (1923-1924 гг.) и т. д. Участвовал в работе Всесоюзного и Краевого съездов по реформе вузов, избирался членом Томского областного Совета депутатов трудящихся (1945-1947 гг.), где работал в комиссии по благоустройству, был членом совета плановой комиссии при Томском облисполкоме, председателем строительной секции общества «Знание» (1958 г.) и др.

Если к этому добавить, что он практически постоянно работал по совместительству в тех или иных производственных или научных организациях, читал лекции одновременно в нескольких вузах, то станет понятно, что это была незаурядная личность. Он отличался исключительной работоспособностью, требовательностью к себе и подчинённым, никогда не отказывал в помощи. Решительный и резкий характер, с одной стороны, часто помогал М.И. Кучину отстаивать свою точку зрения, а с другой – нередко служил поводом для конфликтов в отношениях с коллегами, сотрудниками и студентами.

Награждён орденом «Знак Почёта» (1961 г.) и медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.» (1945 г.). Скончался 29 августа 1963 г., похоронен в Томске.

Михаил Иванович прожил очень достойную жизнь в сложное время, умел отстаивать интересы людей, стал крупным специалистом. Основанная им кафедра «Гидрогеологии и инженерной геологии» в ТИИ, а также кафедра в ТГАСУ, которой он руководил в течение 8 лет, плодотворно развиваются [3,4]. В числе выпускников кафедры в ТПУ имеются выдающиеся учёные и производственники. Среди них два члена-корреспондента РАН (Хоментовский А.С. и Пиннекер Е. В.), лауреат Ленинской премии СССР, первооткрыватель нефтяных месторождений в Западной Сибири, член ЦК КПСС, первый секретарь Тюменского Обкома Г.П. Богомяков, два ректора вузов (Рогов Г.М., Матусевич В.М.), десять лауреатов Госприемии СССР (Полиновский А.С., Хоментовский А.С., Савченко Е.З., Пономарёв В.В., Павленко Н.П., Поздняков Г.Г., Филько А.С., Лазаренко В.Н., Пиннекер Е.В., Шварцев С.Л. ), разработчик нового научного направления Удодов П.А. и многие другие. За годы своего существования кафедра подготовила 2664 инженера, 450 бакалавров, 124 магистра. Среди них 31 доктор и 161 кандидат наук. Сотрудниками кафедры опубликовано монографий и учебников – 47, статей в рецензируемых журналах, включая зарубежные – 270, учебно-методических пособий – 124. В настоящее время на кафедре работает 58 человек, из которых 37 преподавателей, среди последних – один член-корреспондент РАН (Зуев В.В.), восемь докторов и 19 кандидатов наук. Среди аспирантов два иностранца (из Вьетнама и Латвии), среди студентов – 6 иностранцев. Установлены тесные контакты со многими вузами и институтами РАН, среди которых на первом месте – Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН.

#### Литература

1. Шварцев С.Л. (отв. ред.). 70 лет кафедре гидрогеологии и инженерной геологии Томского политехнического института. Томск: изд. НТЛ, 2001, 240 с.
2. Кучин М.И. Подземные воды Обь-Иртышского бассейна. М.-Л.: ГосТоптехиздат, 1940, 306 с.
3. Рогов Г.М. (отв. ред.) Кучинские чтения. Матер. юбил. научной конф., посвящённой 120-летию со дня рожд. проф. М.И. Кучина. Томск: изд. ТГАСУ, 2007, 158 с.
4. Шварцев С.Л. (отв. ред.). Проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии. Матер. Всеросс. научной конференции, посвящённой 80-летию кафедры ГИГ ТПУ. Томск: изд. НТЛ, 2011, 720 с.

**РАЗВИТИЕ ИДЕЙ М.И. КУЧИНА В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ  
СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА**

**В.Е. Ольховатенко, профессор**

**Томский государственный архитектурно-строительный университет,  
г. Томск, Россия**

Михаила Ивановича Кучина можно по праву назвать основоположником инженерной геологии Сибири. На всех этапах своего жизненного пути он исключительно большое внимание уделял изучению грунтов Западной Сибири. Им был заложен генетический подход к изучению грунтов и выявлению условий формирования их состава и физико-механических свойств. Михаилом Ивановичем впервые были проведены исследования грунтов на площадке строительства Кузнецкого металлургического завода и других крупных строек в Западной Сибири. Одновременно были установлены закономерности изменения физико-механических свойств различных генетических типов грунтов. Много внимания Михаил Иванович уделял исследованиям грунтов применительно к железнодорожному строительству. Ещё в 1925 году он занимался исследованиями оползней в Крыму, а в последующем и оползнями на территории г.Томска.

М.И. Кучин был не только крупным ученым в области инженерной геологии, но и непосредственно руководил изысканиями, консультировал по вопросам взаимодействия грунтовых оснований с фундаментами. В его многогранной научной деятельности применялся комплексный подход к исследованиям грунтов и оценке условий строительства различных сооружений. Михаил Иванович рассматривал грунтовое основание, фундаменты, конструкции зданий и сооружений как единую геотехническую систему.

Важную роль в исследованиях грунтов Западной Сибири сыграла созданная М.И. Кучиным проблемная лаборатория при кафедре инженерной геологии, оснований и фундаментов в Томском инженерно-строительном институте, где проводились всесторонние исследования минералогического и химического состава грунтов, их физико-механических свойств.

Большое место в планах работы проблемной лаборатории кафедры инженерной геологии, оснований и фундаментов занимали исследования по моделированию напряженно-деформированного состояния грунтовых оснований и по проблемам фундаментостроения в Западной Сибири.

Выдвинутые М.И. Кучиным научные идеи нашли свое дальнейшее развитие в исследованиях кафедр инженерно геологии, оснований и фундаментов, а в последующем кафедры инженерной геологии и геоэкологии. Начиная с 1968 года в Томском инженерно-строительном институте развивается новое научное направление, связанное с выявлением закономерностей формирования инженерно-геологических условий крупных угленосных провинций Сибири и Дальнего Востока и решением проблемы устойчивости бортов глубоких карьеров. Появление этого научного направления потребовало создания новых научных лабораторий и оснащения их современным оборудованием, что было сделано в кратчайшие сроки.

Научным коллективом кафедры инженерной геологии и геоэкологии на хозяйственной основе были выполнены инженерно-геологические исследования на территории Кузнецкого, Канско-Ачинского, Горловского угольных бассейнов, а также угольных месторождений Иркутской области, Дальнего Востока и о.Сахалин. На основании этих исследований была разработана теория формирования физико-механических свойств горных пород угленосных отложений при литогенезе, выявлены закономерности их пространственной изменчивости, дана количественная оценка устойчивости бортов глубоких карьеров и произведена типизация угольных месторождений по условиям разработки открытым способом.

- Одним из крупнейших в России, где широко применяется открытый способ разработки угольных месторождений является Кузнецкий угольный бассейн. Наиболее крупными в Кузбассе являются Бачатский, Талдинский, Уропский, Ерунаковский Южный углеразрезы. Выполненные нами исследования показали, что ведущими природными факторами, влияющими на разработку месторождений открытым способом являются геолого-структурные особенности месторождений, тектоника, состав, степень литогенетических преобразований и физико-механические свойства пород. В процессе исследований детально изучены состав и физико-механические свойства горных пород балахонской ( $C_{2,3}P_{1be}$ ), кольчугинской ( $P_2$ ), тарбаганской ( $J_{1,2}$ ) серий и четвертичного возраста ( $Q_{III-IV}$ ). При этом была установлена четкая зависимость физико-механических свойств пород от стадии литогенетических преобразований, что позволило впервые разработать инженерно-генетическую классификацию пород и типизацию угольных месторождений Кузбасса. Среди выделенных типов наиболее сложными в инженерно-геологическом отношении являются месторождения Присалаирской и Прикольвань-Томской зон интенсивной линейной складчатости, для которых характерна сложная тектоника, наличие кулискообразных брахискладок с падением крыльев 60-90° изменения напряженно-деформированного состояния горных пород в бортах карьеров;

- изменения физико-механических свойств горных пород, особенно их прочностных характеристик;
- техногенное воздействие на горные породы при работе горно-транспортного оборудования;
- система и технология разработки угольных месторождений открытым способом;
- сейсмические воздействия при производстве буровзрывных работ в бортах карьеров.

Наряду с исследованиями на угольных месторождениях Сибири в последние годы кафедрой инженерной геологии и геоэкологии проводятся исследования на золоторудных месторождениях Дальнего Востока. Одним из крупных в этом регионе является Айнское золоторудное месторождение на о.Уруп, разработка которого ведется открытым способом. С целью обеспечения геоэкологической безопасности при разработке месторождения открытым способом были проведены детальные инженерно-геологические исследования и расчеты устойчивости

бортов карьеров.

Айнское золоторудное месторождение расположено в южной части о. Уруп, который является составной частью Большой Курильской гряды. Среди природно-климатических факторов наибольшее влияние на разработку месторождения открытым способом будут оказывать климат, геологическое строение, состав и физико-механические свойства горных пород.

В геологическом строении месторождения принимают участие следующие стратиграфо-генетические комплексы пород:

- современные четвертичные отложения ( $Q_{III}$ );
- вулканогенно-осадочные и осадочные отложения рыбаковской свиты ( $N_3rb$ );
- субвулканические образования рыбаковского вулканического андезитового комплекса ( $eN_3rb$ );
- гидротермально измененные породы.

Четвертичные отложения представлены глинистыми породами и щебенистым грунтом, имеют небольшую мощность и существенного влияния на устойчивость бортов карьеров оказывать не будут. Отложения рыбаковской свиты представлены туффитами, имеющими горизонтальные или наклонные (7-10%) залегания. Субвулканические образования рыбаковского андезитового комплекса содержат в своем составе андезиты, базальты, диориты, дациты. Гидротермально измененные породы представлены кварцитами, кварцевыми метасоматитами, аргиллизитами, тектонической брекчией.

На основании проведенных исследований выделено 13 инженерно-геологических типов пород (таблица 1).

Таблица 1

№ п.п.	Типы пород	Физико-механические свойства				
		$\gamma$	$s$	$s$	$j$	$C$ , МПа
1	2	3	4	5	6	7
1	Туффиты псефитовые	<u>2,00-2,50</u> 2,21	<u>1,38-26,80</u> 8,23	<u>0,23-4,50</u> 1,39	<u>22-35</u> 30	<u>0,37-8,00</u> 2,28
2	Туффиты псаммитовые	<u>2,05-2,27</u> 2,17	<u>1,80-36,0</u> 11,38	<u>0,30-6,00</u> 1,89	<u>27-42</u> 33	<u>0,50-2,25</u> 1,58
3	Туффиты алевро-псаммитовые	<u>2,37-2,68</u> 2,52	<u>1,79-36,4</u> 19,09	<u>0,29-6,07</u> 3,18	<u>34-36</u> 35	<u>0,42-8,70</u> 4,56
4	Туффиты аргиллизированные	<u>2,30-2,36</u> 2,34	<u>3,96-16,88</u> 11,33	<u>0,66-2,81</u> 1,88	<u>30-38</u> 32	<u>0,75-5,00</u> 3,18
5	Аргиллизиты по туффитам	<u>2,07-2,59</u> 2,24	<u>1,48-21,0</u> 6,31	<u>0,24-5,32</u> 1,32	<u>25-45</u> 33	<u>0,60-5,80</u> 1,72
6	Аргиллизиты по псефитовым туффитам	<u>2,18-2,42</u> 2,32	<u>0,72-6,19</u> 3,25	<u>0,12-1,26</u> 0,59	<u>29-36</u> 32	<u>0,18-1,75</u> 0,86
7	Аргиллизиты по псаммитовым туффитам	<u>2,36</u> 2,36	<u>0,72-5,33</u> 3,02	<u>0,12-0,75</u> 0,43	<u>32-34</u> 33	<u>0,18-1,50</u> 0,84
8	Продвинутые аргиллизиты	<u>1,94-2,53</u> 2,25	<u>2,60-21,50</u> 8,76	<u>0,43-3,50</u> 1,47	<u>30-43</u> 35	<u>0,60-4,30</u> 2,00
9	Андезиты	<u>2,39-2,70</u> 2,26	<u>8,13-27,81</u> 18,68	<u>2,32-8,61</u> 4,19	<u>34-40</u> 35	<u>2,00-7,00</u> 4,85
10	Дациты	<u>2,31-2,40</u> 2,36	<u>2,10-6,72</u> 3,99	<u>0,35-1,12</u> 0,79	<u>27-33</u> 31	<u>0,62-1,75</u> 1,04
11	Кварцевые метасоматиты	<u>2,18-2,32</u> 2,24	<u>2,56-22,37</u> 12,69	<u>0,43-3,71</u> 2,20	<u>38-40</u> 39	<u>0,55-6,00</u> 2,68
12	Тектоническая брекчия	<u>2,47-2,63</u> 2,55	<u>2,30-6,60</u> 4,45	<u>0,60-1,10</u> 0,85	39	<u>0,50-1,50</u> 1,0
13	Вторичные кварциты	<u>2,12-2,25</u> 2,18	<u>14,7-24,10</u> 19,40	<u>2,40-4,00</u> 3,20	35	<u>4,00-7,00</u> 5,50

Среди них наиболее прочными оказались вторичные кварциты для которых среднее значение предела прочности на одноосное сжатие изменяется от 14,7 до 24,10 МПа, при среднем значении 19,4 МПа. По своим прочностным характеристикам близки к кварцитам андезиты, среднее значение предела прочности на одноосное сжатие которых 18,68 МПа, угла внутреннего трения  $35^\circ$

Таблица 2

Р.Л.	Скважина	Борта карьера	Средневзвешенные расчетные характеристики			Коэффициент устойчивости	
			u	j	C, МПа	Без учета сейсмичности	С учетом сейсмичности
82	281	Правый	23,8	29,7	20,6	1,59	1,23
	282	Левый	23,2	31,8	25,5	1,62	1,25
90	215	Правый	22,1	29,7	19,6	1,92	1,41
	225	Левый	28,6	28,6	18,3	1,60	1,21

Как видно из приведенных данных коэффициент устойчивости без учета сейсмичности для правого борта (линия 82, скв. 281), составляет 1,59, для левого борта -1,62. По разведочной линии 90 имеем коэффициент устойчивости 1,92 (правый борт) и 1,60 (левый борт). С учетом сейсмичности коэффициент устойчивости снижается до 1,21 для левого борта по линии 90 и 1,23 для правого борта по линии 82. Выше оказался коэффициент устойчивости для правого борта по линии 90, его величина составляет 1,41. Полученные расчетами коэффициенты устойчивости оказались выше нормативных значений.

Отсюда можно сделать вывод, что устойчивость бортов карьера на весь период отработки золоторудного месторождения будет обеспеченной.

Исключительно актуальное значение приобретает проблема устойчивости бортов карьеров при разработке открытым способом Союзного месторождения графита в Еврейской автономной области.

В геологическом строении территории предполагаемого строительства карьера принимают участие четвертичные отложения, метаморфические и магматические породы палеозойского возраста.

Литологически метаморфические породы представлены мелкозернистыми кварцитовидными, гнейсовыми, кварцито-полевошпатовыми сланцами, метаморфизованными известняками и амфиболитами. Магматические породы представлены пегматитами.

Физико-механические свойства перечисленных литологических типов пород представлены в таблице 3.

Таблица 3

№ п.п.	Типы пород	Физико-механические свойства				
		r	s	s	j	C, МПа
1	Щебенистый и дресвяной грунт коры выветривания	2,05	-	-	28	0,0209
2	Сланец мелкозернистый графитовый	<u>2,41-3,25</u> 2,73	<u>4,866-64,94</u> 28,64	<u>0,81-10,62</u> 4,76	<u>27-39</u> 32	<u>2,7-16,2</u> 7,36
3	Сланец кварцитовидный графитизированный	<u>2,76-3,05</u> 2,87	<u>39,13-127,9</u> 84,28	<u>6,52-21,3</u> 14,04	<u>28-36</u> 33	<u>10-35</u> 22,87
4	Сланец гнейсовидный графитовый	<u>2,56-2,72</u> 2,63	<u>15,89-149</u> 90,52	<u>6,28-24,83</u> 15,09	<u>27-36</u> 32	<u>4,1-40</u> 25,75
5	Сланец мелкозернистый графитистый	2,76	<u>57,15-126,2</u> 91,67	<u>9,52-21,03</u> 15,27	<u>28-37</u> 32	<u>17,5-30</u> 23,75
6	Сланец кварцитовидный графитистый	<u>2,789-2,815</u> 2,78	<u>96,28-146,3</u> 114,28	<u>16,05-24,38</u> 19,05	<u>33-38</u> 36	<u>25-40</u> 30
7	Кварц-полевошпатовые сланцы	<u>2,39-3,02</u> 2,75	<u>54,5-161,4</u> 93	<u>22,9-39,3</u> 29,7	31	26,6
8	Амфиболиты	<u>2,64-3,07</u> 2,74	<u>46,19-177,8</u> 99,78	<u>7,69-29,583</u> 16,63	<u>30-39</u> 30	<u>9-40</u> 26,06
9	Кварциты	<u>2,689-3,27</u> 2,94	<u>68,84-127,3</u> 91,79	<u>11,47-16,55</u> 15,29	<u>28-37</u> 32	<u>15-35</u> 24,58
10	Пегматиты	<u>2,51-2,89</u> 2,66	<u>20,48-142,2</u> 78,01	<u>6,84-23,7</u> 12,98	<u>28-38</u> 32	<u>12,5-40</u> 19,37
11	Известняк мраморизованный	<u>2,789-3,105</u> 2,95	<u>19,74-58,06</u> 42,86	<u>3,29-9,68</u> 7,14	<u>33-36</u> 34	<u>5,0-15</u> 10,93
12	Известняк метаморфизованный	<u>2,67-3,04</u> 2,84	<u>50,8-96,5</u> 75,4	<u>11,1-26,3</u> 19,3	38	18,4

Как видно из таблицы, среди выделенных типов пород наибольшей прочностью характеризуются сланцы кварцитовидные, для которых среднее значение предела прочности на одноосное сжатие составляет 114,28

МПа, угла внутреннего трения  $36^{\circ}$ , а удельного сцепления 30 МПа.

Наименьшей прочностью характеризуются мелкозернистые графитовые сланцы, для которых предел прочности на одноосное растяжение не превышает 10,62 МПа, а среднее его значение составляет 4,76 МПа. Среднее значение предела прочности на одноосное сжатие составляет 28,64 МПа.

Учитывая инженерно-геологические особенности месторождения для проведения расчетов устойчивости бортов использовался метод криволинейной поверхности, близкой к логарифмической спирали. Результаты расчётов приведены в таблице 4.

Таблица 4

Расчетная линия	Участок карьера	Борта карьера	Высота, м	Угол наклона, град.	Коэффициенты устойчивости	
					без учета сейсмичности	с учетом сейсмичности
1-1	Южный	левый	130	48	1,24	1,16
1-1	Южный	правый	120	45	1,70	1,59
1-1	Северный	правый	125	50	1,41	1,26
2-2	Южный	левый	98	54	1,34	1,25
3-3	Северный	правый	140	49	1,33	1,19
А-А	Перспективный контур карьера. Западный участок карьера.	правый	170	26	1,51	1,42
А-А	Перспективный контур карьера. Восточный участок.	левый	138	28	2,13	1,59
А-А	Перспективный контур карьера. Восточный участок.	правый	154	47	1,43	1,18
	Правый борт карьера 1 очередь		60	59	1,92	1,79
	Устойчивость уступа при погашении (правый борт карьера 1 очереди)		20	70	4,40	4,30

Из приведенных данных видно, что полученные коэффициенты устойчивости превышают нормативные значения. На основании этого можно сделать вывод, что устойчивость бортов карьеров Союзного месторождения графита при сейсмических воздействиях будет обеспеченной.

Исключительно важная роль принадлежит М.И. Кучину в изучении инженерно-геологических условий территории г.Томска. Особое внимание он уделял изучению опасных геологических процессов и оценке их влияния на городскую застройку. Дальнейшее развитие данного направления получило на кафедре инженерной геологии и геоэкологии при реализации целевой комплексной программы «Инженерная защита территории г.Томска от опасных природных процессов».

Развитие на территории г. Томска опасных природных и техноприродных процессов приводят к нарушению динамического равновесия в эксплуатации природно-технических систем и возникновению чрезвычайных ситуаций.

Выполненные нами исследования [2,3] показали, что наибольшую опасность при застройке территории г. Томска представляют оползни, эрозионные процессы, оврагообразование и подтопление территорий. Оползнеопасными в г. Томске являются территории Лагерного Сада, мкр. «Солнечный», Каштачной и Воскресенской гор.

Преимущественным развитием на территории Лагерного Сада пользуются оползни вязкопластического течения и сдвига. Основной причиной развития оползней является обводнение грунтового массива за счет подземных вод неоген-палеогенового водоносного горизонта. Комплексным проектом противооползневых мероприятий предусматривалось устройство вертикального дренажа, уполаживание склона, строительство дренажных прорезей, удерживающих сооружений, контрбанкета, упорядочение поверхностного стока. Для осушения неоген-палеогенового водоносного горизонта была запроектирована дренажная горная выработка (ДГВ). К настоящему времени не все запроектированные мероприятия выполнены в полном объеме. В период изысканий и проектирования не учитывались возможные изменения напряженно-деформированного состояния грунтов склона в процессе эксплуатации ДГВ. Оценка степени опасности и уровня риска от воздействия ДГВ на геологическую среду не осуществлялось, что привело к формированию ослабленных зон на участках провалов грунтов. Прокладка ДГВ в юго-восточном направлении осложняется наличием тектонических разломов, которые послужили причиной поступления напорных вод из нижележащего горизонта. Отсутствие нормальной эксплуатации и своевременного ремонта приводит к разрушению конструкций ДГВ, снижению эффективности осушения. Это в свою очередь способствует замачиванию грунтов, снижению их прочностных характеристик и устойчивости склона.

Обследование ДГВ показало, что значительная часть фильтров не работает из-за их кальматации, что приводит к повышению уровня подземных вод. Общей проблемой территории Лагерного Сада является отсутствие

мониторинга за природно-техническими системами и изменением напряженно-деформированного состояния грунтового массива. Концентрация напряжений в грунтах по оси штольни, их увлажнение при повышении уровня подземных вод может послужить причиной активизации оползневых процессов на рассматриваемой территории.

Оползневые процессы на территории мкр. «Солнечный» связаны со строительством двух 10-ти этажных жилых домов на оползнеопасном склоне. Наряду с природными факторами на развитие оползневых процессов большое влияние оказали техногенные факторы:

- пригрузка склона при строительстве 10-ти этажных домов;
- техногенное обводнение грунтового массива;
- замачивание грунтов за счет скопления воды в котловане, вырытом для строительства детского сада;
- отсутствие дренажно-ливневой канализации.

Геологическое строение территории характеризуется распространением слаболитифицированных горных пород четвертичного и неоген-палеогенового возраста, преимущественно-глинисто-суглинистого состава, что и предопределило ход оползневого процесса. Существенный вклад в него внесли подземные воды, разгрузка которых осуществляется у подножия склона. Гидродинамическое давление подземных вод и широко развитая суффозия привели к изменению напряженно-деформированного состояния грунтового массива и снижению прочностных показателей. Это, в свою очередь, стало причиной глубинной ползучести глинистых грунтов. На данной стадии (первой стадии развития оползней) в теле грунтового массива образовались области концентрации касательных напряжений. В пределах потенциальной поверхности скольжения происходили деформации вдоль линии ползучести, происходило перераспределение касательных напряжений, что вызвано изменением коэффициента бокового давления. Фаза глубинной ползучести, по-видимому, длится довольно продолжительное время, а затем происходит в сравнительно быструю фазу разрушения. По всей вероятности, этому способствовало замачивание грунтов, а также резкое увеличение касательных напряжений, в грунтовом массиве, которые превышали сопротивление грунтов сдвигу. Коэффициент мобилизационного сопротивления сдвигу превысил его значение на пределе разрушения. В процессе последующего оползания грунтового массива к подножию склона были перекрыты все выходы подземных вод на дневную поверхность. Фильтрация из основного водоносного горизонта оказалась затруднена, что привело к подпору грунтового массива подземными водами в нижних частях склона, это, в свою очередь, послужило причиной дальнейшего развития оползневого процесса. Именно таким представляется механизм формирования древних (первичных) оползней.

Выявленные закономерности развития опасных процессов и составленная карта зонирования территории г. Томска по степени опасности и уровню риска использованы при решении следующих градостроительных проблем:

- прогнозной оценке геоэкологических и инженерно-геологических условий строительства объектов;
- разработке мероприятий по инженерной защите территорий, расположенных в зонах риска;
- подготовке комплексной целевой программы мониторинга природно-технических систем.

#### Литература

1. Ольховатенко В.Е. Инженерная геология угольных месторождений Кузнецкого бассейна. – Томск: Изд-во Том.гос.архит.-строит.ун-та, 2014. – 150 с.
2. Ольховатенко В.Е., Рутман М.Г., Лазарев В.М. Опасные природные и техноприродные процессы на территории г.Томска и их влияние на устойчивость природно-технических систем. – Томск. Печатная мануфактура, 2005. – 152 с.
3. Ольховатенко В.Е., Чернышова Н.А., Краевский А.А. Геоэкологическая оценка и прогноз осадок грунтовых толщ при длительном водопонижении на оползнеопасной территории Лагерного сада г.Томска. – Томск: Изд-во Том.гос.архит.-строит.ун-та, 2013. – 124 с.

**СЕКЦИЯ 11**  
**ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ,**  
**СТРАТЕГИЧЕСКИЕ МЕТАЛЛЫ**

**РОЛЬ ПАЛЕОВУЛКАНИЗМА В НАКОПЛЕНИИ РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ В УГЛЯХ**  
**ЧЕРНОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МИНУСИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА**

**А.В. Вергунов**

*Научный руководитель профессор С.И. Арбузов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

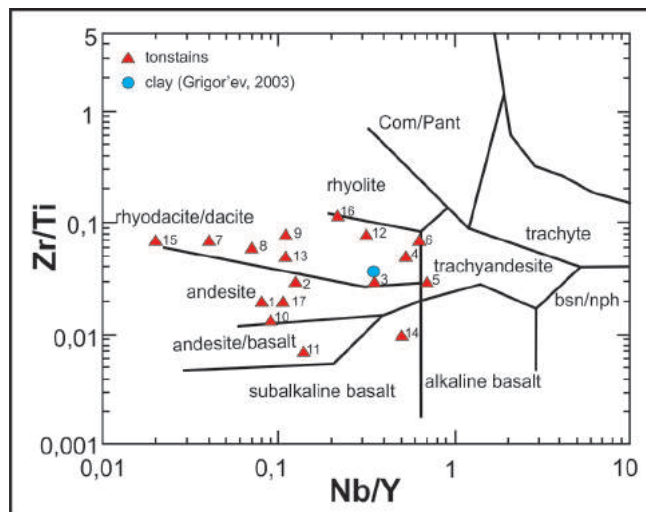
Тонштейнами или флинтклями, в геологической литературе называют маломощные глинистые прослои. Их применяют для характеристики роли вулканизма во время образования угленосных отложений, а также выяснения состава и периодичности продуктов извержения вулканов [1]. Вулканогенная природа тонштейнов доказана и в настоящее время уже не дискутируется [4]. Исследователями установлено, что пирокластика, которая формирует тонштейны, служит источником накопления в углях промышленных концентраций ценных металлов и аномальных концентраций элементов-примесей [2].

В ходе исследования в угольных пластах Черногорского месторождения Минусинского угольного бассейна были детально опробованы и изучены как сами тонштейны, так и вмещающие их угли. Целью исследования является оценка роли пирокластического материала в накоплении редких и радиоактивных элементов-примесей в углях Минусинского каменноугольного бассейна.

Дело в том, что специфической особенностью торфяников, особенно верхового типа, является хорошая сохранность в них большинства попадающих в них элементов. Выщелоченные из тонштейна химические элементы в большинстве случаев накапливаются на границе с тонштейном как ниже его, так и над ним [2]. Мощность ореола накопления химического элемента над и под тонштейном зависит от подвижности элемента в палеоболотной среде и последующей его диффузии из тонштейна в уголь в процессе углефикации. Формирующиеся при этом минеральные ассоциации отличаются от исходных минералов тонштейнов. Используя математические процедуры, можно ориентировочно рассчитать содержания этих элементов в исходном пепловом материале [3].

В ходе исследования в угольных пластах Гигант, Мощный, Безыманный, Великан I, Двухаршинный и Малый Черногорского месторождения были детально опробованы и изучены как сами тонштейны, так и вмещающие их угли. Всего выявлено и изучено 17 тонштейнов мощностью 0,5 – 2 см.

Анализ данных показывает, что для Черногорского месторождения характерно довольно выдержанный состав пеплового материала, он изменяется в основном от андезитового до риолитового (рис.).



**Рис. 1. Zr/Ti – Nb/Y классификационная диаграмма тонштейнов Черногорского месторождения [5]**

Исследование химического состава тонштейнов выполнено методом ICP MS в аналитическом центре Дальневосточного геологического института, г. Владивосток (аналитик Е.В. Еловский). Исследовано содержание 61 элемента. Анализ состава петрогенных элементов выполнен методом рентгено-флуоресцентного анализа в Институте геологии и минералогии СО РАН (исполнитель Н.Г. Карманова).

В пласте Гигант выявлено восемь тонштейнов. Их мощность варьирует от 0,5 до 2 см. Самым ранним в разрезе пласта является тонштейн (Ч-29-15-1), образовавшийся из субщелочной пирокластики, В 54,5 см над ним, находится тонштейн (Ч-34-15), образованный из пеплов риодацитового состава. На расстоянии 56 см, выше по разрезу расположен тонштейн (Ч-37-15), сформировавшийся также из пеплов риодацитового состава. На некотором расстоянии от него находится тонштейн (Ч-38-15), который образовался из пирокластики андезитобазальтового состава, над ним расположен тонштейн (Ч-42-15), образованный из риодацитовой пирокластики. В 40 см выше найден тонштейн (Ч-39-15), образовавшийся из пеплов андезитового состава, а на



расстоянии 32 см расположен тонштейн (Ч-44-15), образованный из риодацитовых пирокластиков. Над ним (в 15 см) расположен тонштейн (Ч-45-15), образовавшийся из пеплов риодацитового состава.

В составе золы углей, которые располагаются непосредственно над тонштейном (Ч-29-15-1), отмечено повышенное содержание РЗЭ, V, Co, Cr, Ni, Zn, Sr, Y, Zr, Ba, Hf, Pb и Th. Следует особенно выделить аномальное содержание РЗЭ (411 г/т), Co (54,9 г/т), Ni (264 г/т), Sr (0,28%), Zr (0,19 %), Ba (0,64%), Pb (314 г/т), Th (43 г/т).

Состав золы углей, как над, так и под тонштейном (Ч-34-15), в равной степени выделяется высокой концентрацией РЗЭ, Ni, Zn, Ga, Sr, Zr, Nb, Mo, Ba, Hf, Ta, Th и U. Стоит особо выделить содержание стронция – 0,5%, ниобия – 170 г/т, молибдена – 33,5 г/т и тантала – 4,3 г/т.

В составе золы углей, которые граничат с тонштейном с обеих сторон (Ч-38-15), выявлена повышенная концентрация V, Cr, Co, Ni, Sr, Y, Zr, Ba и Pb. Отметим отдельно аномальное содержание V – 710 г/т, Cr – 182 г/т, Co – 382 г/т и Ni – 437 г/т.

Зола углей, которые находятся над и под тонштейном (Ч-42-15), аномально обогащена РЗЭ, Ni, Zn, Ga, Rb, Sr, Zr, Nb, Ba, Pb, Th и U. Стоит особо отметить концентрацию РЗЭ (706 г/т), Ni (448 г/т), Ga (192 г/т), Rb (0,16%), Th (249 г/т) и U (109 г/т).

В пласте Мощный, было выявлено два тонштейна: Ч-26-15, образовавшийся из пирокластиков риодацитового состава, и расположенный в 135,5 см над ним Ч-22-15-2, который образовался из пирокластиков трахиандезитового состава.

Зола углей, находящихся в контакте с тонштейном (Ч-22-15-2) сверху и снизу, существенно обогащена РЗЭ, Sc, Y, Co, Ni, Zn, Ga, Sr, Zr, Nb, Mo, Sn, Ba, Hf, Ta, Pb, Th и U. Следует особенно выделить содержание стронция, достигающее в золе угля 2,9%, циркония – 0,4%, бария – 1,5%, тория – 130 г/т.

Стоит отметить, что содержание большинства анализируемых элементов на порядок больше в тонштейне (Ч-22-15-2), по сравнению с тонштейном (Ч-26-15).

Пласт Великан-1 Черногорского каменноугольного месторождения содержит в себе три тонштейна: Ч-15-15 – исходным материалом для которого являлась риодацитовая пирокластика, в 19 см над ним, расположен Ч-8-15, образовавшийся из пирокластиков андезитового состава, а в 14 см выше встречен Ч-4-15, материалом для которого послужила андезитовая пирокластика. На поведение некоторых элементов могло повлиять близкое расположение изученных тонштейнов друг к другу.

В составе золы углей, которые граничат с тонштейном (Ч-15-15) выявлена повышенная концентрация Be, Sc, V, Cr, Co, Zn, Rb, Sr, Zr, Cs, Ba, Pb. Отмечено, что зола угля, находящегося под этим же тонштейном обогащена Ni, Mo, Sn, Hf.

В углях, находящихся в контакте с нижней частью тонштейна (Ч-8-15), наблюдаются аномальные концентрации РЗЭ, Be, Sc, V, Cr, Co, Ni, Ga, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Cd, Sn, Cs, Ba, Hf, Ta, W, Pb, Th и U. Так, в составе золы углей на границе с нижней частью тонштейна выявлены аномально высокие концентрации суммы РЗЭ (0,16%), Ni (0,11%), Sr (0,19%), Zr (2,47%), Nb (556,9 г/т), Th (67,0 г/т), U (60,9 г/т). Уголь, расположенный над тонштейном, в меньшей степени обогащен Sc, V, Cr, Co, Rb, Sr, Zr, Nb, Cs, W, чем под ним.

Зола углей, находящихся в контакте с тонштейном (Ч-4-15) сверху и снизу, отличается повышенным содержанием тяжелых лантаноидов, Be, Sc, V, Cr, Co, Ni, Ga, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Cd, Cs, Ba, Hf, Ta, W, Pb и U. Стоит отметить, что проба угля, находящегося в 17 сантиметрах над тонштейном была отобрана в непосредственной близости от кровли пласта. Этим может быть объяснена повышенная концентрация практически всего спектра проанализированных элементов в данной пробе. Уголь находящийся внизу разреза пласта, значительно обогащен всеми элементами, на содержание которых проводился анализ.

Пласт Двухаршинный, содержит в себе два тонштейна: Дв-17-02 – образованный из андезитовой пирокластиков, в 33 см над ним расположен Дв-12-02, образовавшийся из пирокластиков риодацитового состава. Малое расстояние между изученными тонштейнами, может повлиять на существенное обогащение золы угля, находящегося между тонштейнами.

Зола углей, находящаяся в контакте с тонштейном (Дв-17-02) сверху и снизу, обогащена РЗЭ, V, Cr, Ni, Zn, Sr, Zr, Nb, Mo, Cd, Ba, Hf, W, Pb, Th и U. Стоит отдельно отметить количество РЗЭ - 0,37%, Co – 558 г/т, Ni – 533 г/т, Sr – 2,7%, Ba – 2,7%, Pb – 226 г/т и Th – 89 г/т.

В составе золы углей, которые граничат с тонштейном (Дв-12-02) с обеих сторон, отмечено повышенное содержание РЗЭ, Co, Ni, Zn, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Ba, Hf, W, Pb, Th и U. Следует особенно выделить содержание (РЗЭ 0,24%), (Zr 942 г/т), (Ba 0,13%), (Th-269 г/т).

Исследования показали, что общей геохимической особенностью апориолитовых и риодацитовых тонштейнов является накопление в притонштейновых углях U, Th, Zr, Hf, Ta, Nb, Ga. Для тонштейнов, сформировавшихся из более основной пирокластиков отмечено накопление в притонштейновых углях Ni, Co, Pb, Zn, Sr, Ba.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 16-55-53122 ГФЕН\_a и № 16-05-00405А.*

### Литература

1. Адмакин Л.А. Тонштейны – геохронометры древних эруптивных циклов // Доклады АН СССР. – 1991. – Т. 320. – № 5. – С. 1194–1197.
2. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Издат. дом «Д-Принт», 2007. – 468 с.
3. Арбузов С.И., Ершов В.В. Роль вулканизма позднего карбона - перми в формировании геохимического облика углей Минусинского бассейна // III Всероссийский симпозиум по вулканологии и палеовулканологии «ВУЛКАНИЗМ И ГЕОДИНАМИКА» 5-8 сентября 2006г. Материалы симпозиума. Т.3. - Улан-Удэ: Изд-во Бурятского научного центра СО РАН, – 2006. – С. 628 – 632.
4. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks // Int. J. of Coal Geol. – 2012. - Vol.94 – P. 22–31.
5. Winchester J.A., Floyd P.A. Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements // Chemical Geology. – 1977. – Vol. 20. – P. 325–343.

**МАЛЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВО ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОДАХ СЫЛЛАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
**К.А. Головач**

*Научный руководитель профессор Н.Н. Гриб  
 Технического института (филиала) ГОУ ВПО «Северо-Восточный федеральный  
 университет им. М.К. Аммосова» в г. Нерюнгри*

При разработке месторождений полезных ископаемых, в современных экономических условиях, необходимо рациональное использование недр, т.е. не только добыча и переработка основного полезного ископаемого, но и попутных.

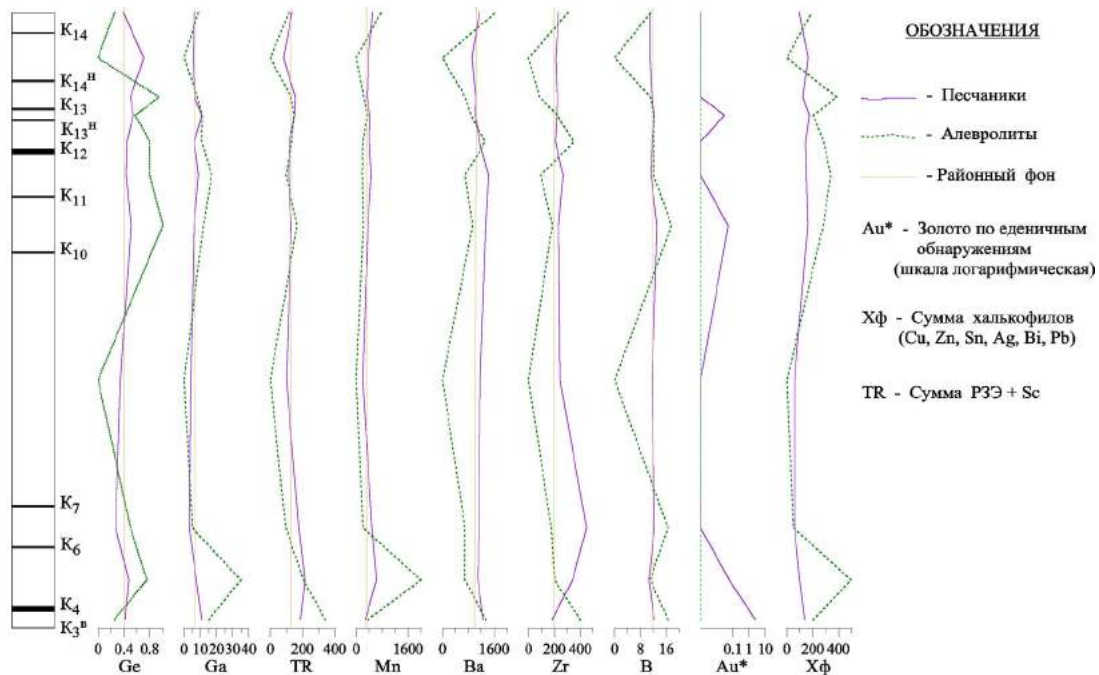
Так, на участках детальных работ по пластам  $K_4$  и  $K_{12}$  проведено изучение вертикального разреза вмещающих отложений по керну скважин. Пунктирные бороздовые пробы, в количестве 463 проб, анализировались на спектрографах ДФС-8 и ДФС-452.

Опробованный интервал отложений составляет около 670 м, отложения относятся к кабактинской свите – её средней и верхней частям

Вышекларковыми, в 1,1 – 4 раза выше фоновых, содержаниями выделяются литий, титан, цирконий, серебро, барий, свинец и висмут. Эти же элементы (за исключением Ag, Pb, Bi), а также бериллий, марганец, стронций, иттрий, лантан, церий, иттербий и золото имеют максимумы концентраций в песчаных разностях пород (в основном в песчанике среднезернистом). Подобное пестрое распределение содержаний элементов в ряду песчаники – алевролиты – глины, является следствием близкорасположенной области сноса, формирования осадков за счет продуктов выветривания разных по составу первичных пород, а также отсутствия устойчивого крупного приемного бассейна, способствующего дальнейшей дифференциации терригенного материала [1].

Рассматривая выборки по литотипам отдельно по участкам, можно отметить максимальные концентрации Li, Be, Mn, Ga, Y, Zr, Nb, Mo, Sn, Sr, La, Ce, Yb, Au в породах вмещающих пласт  $K_4$ . Во вмещающих породах на участке 1 очереди с большими концентрациями отмечены P, Sc, Ti, V, Co, Ni, Cr, Cu, Zn, Ge, Ag, Ba, Pb, Bi. Бор и вольфрам распределены в границах участков равномерно. Из сказанного следует, что вверх по разрезу увеличивается роль легкомигрирующих элементов. Это, по-видимому, обусловлено увеличением роли химического выветривания и отложением более тонкозернистых пород вверх по разрезу кабактинской свиты.

На рисунке 1 показано распределение средних содержаний малых элементов по литотипам в междупластьях вскрытого разреза, а на рис. 2 представлены типоморфные геохимические разрезы изученных участков, подтверждающие вышеизложенное.



*Рис. 1. Распределение содержаний элементов (г/т) в разрезе кабактинской свиты (по средним значениям в междупластьях)*

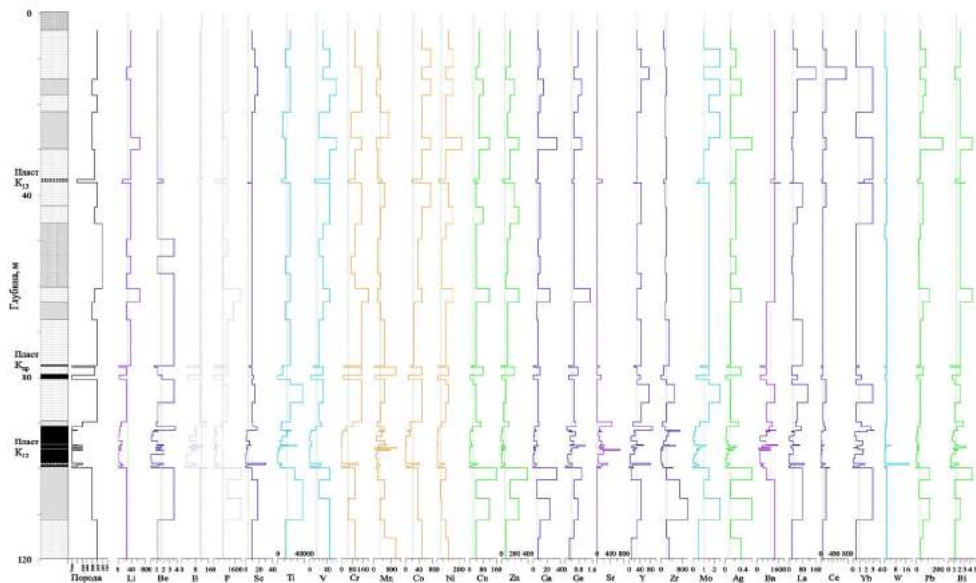


Рис. 2. Распределение малых элементов во вмещающих породах по скважине 736 (г/т)

Переходя к оценке практической значимости вмещающих пород Сыллахского месторождения как источника ценных малых элементов, следует отметить, что Li, Cr, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, Zr и Pb имеют локальные концентрации, превышающие пороговые для угольных месторождений. Аномальные пробы составляют 20% для Pb и Zn, а для остальных элементов - менее 10 %. Кроме отмеченных особенностей, нужно отметить приуроченность повышенных содержаний элементов к верхним частям ритмов I и II порядков (халькофилы и сидерофилы) и в основании тех же ритмов (литофилы), соответственно для толщ выше пласта  $K_{12}$  и выше пласта  $K_4$ . В целом распределение элементов по разрезу отложений и по площади неравномерное. Локальные концентрации не прослеживаются на площади по отдельным слоям в опробованных скважинах.

Вмещающие породы Сыллахского месторождения отличаются высокими фоновыми содержаниями бария. Бариеносны все типы пород (кроме конгломератов), причем максимальные средние концентрации приходятся на мелко- и среднезернистые песчаники: 1135 и 1222 г/т соответственно. Бариеносность осадочной толщи связана с областью сноса. Типичные представители этой области - архейские кристаллосланцы и гнейсы, вскрытые и опробованные в скважинах № 908 и № 910, отличаются высоким средним содержанием бария - 1267 г/т. В корреляционных формулах Ва слабо коррелирует с Ti и Zr, как в архейских образованиях, так и в осадочных породах. Пространственно барий локализуется в пачках мелко-среднезернистых песчаников, с увеличением концентраций в межпластьях пластов  $K_3^B - K_4$ ,  $K_{11} - K_{13}^B$  и толще выше пласта  $K_{14}$  (рис. 1).

В 7 пробах вмещающих пород выявлено золото. Локальные концентрации - 0,02 – 5,0 г/т, связаны со среднезернистыми и мелкозернистыми песчаниками. Породы средне- и хорошо сортированные, в основном слабо трещиноватые. В отмеченных пробах повышено содержание элементов, связанных с тяжелой минеральной фракцией (Ti, Zr, Sn, и др.). Из сказанного следует, что золото в породах участка образовалось путем механического осаждения. Выявленные концентрации локальны. Имеющейся сетью опробования на малые элементы во вмещающих породах на площади работ они не прослеживаются далее отмеченных скважин.

В скважине № 355 во вмещающих пласт  $K_4$  породах отмечаются зоны гипергенного изменения песчаных пород – вокруг трещин образуются участки с замещением цемента окислами и гидроокислами железа. Мощность таких участков менее 1 метра, при глубине залегания до 50 метров от поверхности. Результаты сравнения измененных и неизмененных пород показали, что в первых могут накапливаться V, P, Zr, Mo, Ce, Ge, Bi, Nb и особенно иттрий. Отмеченные элементы не достигают содержаний, требующих количественной оценки [2].

В целом, значимость содержаний малых элементов во вмещающих породах изученной части Сыллахского месторождения для практических целей характеризуется как перспективная при использовании инновационных способов извлечения.

#### Литературы

1. Страхов Н. М., Бушинский Г.И., Пустовалов Л.В. Методы изучения осадочных пород. Т. 2. – Москва: Госгеолтехиздат, 1957. – 564 с.
2. Самохвалова Л.Д. Отчет о результатах предварительной разведки угольных пластов  $K_4$  и  $K_{12}$  на Сыллахском месторождении и детализации участка первой очереди отработки за 1997-2001г. Книга 2. п. Чульман. - 2001г.

**ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНОГО ОЦЕНОЧНОГО УЧАСТКА БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО УЗЛА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**А.Е. Гришин**

*Научный руководитель доцент В.А. Домаренко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Бакчарский железорудный узел с оруденением оолит-гидрогетитового типа расположен на северо-западе Томской области и является уникальным железорудным объектом с ресурсами порядка 2,5 млрд. т железа и на сегодняшний день наиболее разведанной частью Западно-Сибирского железорудного пояса.

Исследователи разных лет обращали внимание на то, что гидрогенный характер образования оолитовых железных руд западной Сибири может сопровождаться накоплением в них редких элементов, благородных металлов, а также урана и тория. Так, Г.М. Шором и соавторами были отмечены повышенные содержания в железных рудах бассейна Pd (до 71 мг/т), Ir (до 27 мг/т), Ag (до 2,5 г/т), источником сноса металлов, по их мнению, являлся Алдано-Североземельский платиноносный пояс[7]. О комплексном характере оруденения также говорится в работах А.Я. Пшеничкина и В.А. Домаренко[4]. В своих исследованиях, помимо благородных металлов, они отмечают повышенные концентрации редких и рассеянных элементов (V, Mo, Sc, Ge, Be, Th, U и др.), повышенную радиоактивность в некоторых скважинах (до 60 мкР/ч). Повышенные концентрации некоторых редких элементов также были отмечены Асочаковой Е.М., Карепиной К.В.[3]

Разными авторами (Рудминым М.А, Перегудиной Е.В.)[5,6] были изучены минеральные формы нахождения редкоземельных элементов. Авторы сходятся во мнении, что эти элементы концентрируются в редкоземельных фосфатах (монацит, куларит). Долго продолжающаяся дискуссия о промышленной значимости этих элементов продолжается и сегодня.

Проектом поисково-оценочных работ проведенных в последнее десятилетие была предусмотрена комплексная оценка рудной толщи участка «Западный». Помимо рядовых керновых проб в скважинах были отобраны геохимические пробы (340 проб), которые были проанализированы методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на 65 элементов. Эти аналитические данные помогут продвинуться в понимании вопроса промышленной значимости элементов примесей и объекта в целом.

Цель работы - оценка ресурсного потенциала редких и радиоактивных элементов в качестве примесей в железных рудах Западного оценочного участка Бакчарского железорудного узла.

Анализ имеющихся аналитических данных (табл.1) и материалов предшественников показывает, что практически все редкоземельные элементы, а также уран и торий образует прочные геохимические связи с фосфором и железом. Это объясняется участием этих элементов в едином процессе образования оолитов. Таким образом, согласно Методическим рекомендациям по комплексному изучению месторождений, попутные компоненты необходимо отнести к III группе попутных компонентов и их оценку производить в рудных телах, оконтуренных по основному полезному компоненту (Fe).

**Таблица 1**

**Корреляционные связи железа и фосфора с редкими и радиоактивными элементами**

	P	Y	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Yb	Th	U
Fe	0,8	0,9	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,6	0,8
P	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,8

О методических ошибках допущенных в проведении кернового опробования рудной толщи и возможностях их устранения на данном объекте, автором ранее был опубликован ряд материалов. Высокие корреляционные связи редких и радиоактивных элементов с железом позволяют применить аналитические данные портативного рентгенофлуоресцентного анализатора для оценки содержаний этих элементов в неопробованных интервалах. Для этого по каждому элементу были построены парные диаграммы корреляции с железом и установлены уравнения регрессии, которые использовались для пересчета. Подробнее о методике и возможностях ее использования можно прочитать в работе [2].

Рудные интервалы оконтуривались по бортовому содержанию 16% Fe (по аналогии с Лисаковским месторождением подобного типа в Казахстане). Геотехнологические особенности рудной толщи позволяют применить на этом объекте метод скважинной гидродобычи, поэтому рудные тела принципиально разделялись на слабосцементированные (рудное тело Б2) и сцементированные (рудные тела Б1, К1). Ниже представлены данные (табл.2) о среднем содержании и ресурсах редких и радиоактивных элементов в указанных рудных телах, подсчитанные в горно-геологической системе Micromine.

Таблица 2

Ресурсный потенциал ванадия, редких земель, урана и тория в рудных телах Б2, Б1 и К1

Б2	Элемент	<i>V</i>	<i>Sc</i>	<i>Y</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Pr</i>	<i>Nd</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Pr</i>
	С <sub>ср.</sub> (г/т)	1350	10,5	49,1	69,8	180,2	20,8	81,7	69,8	180,2	20,8
	Ресурсы (т)	32 7155	2 554	11 905	16 907	43 679	5 052	19 802	16 907	43 679	5 052
	Элемент	<i>Nd</i>	<i>Sm</i>	<i>Eu</i>	<i>Gd</i>	<i>Tb</i>	<i>Dy</i>	<i>Ez</i>	<i>Yb</i>	<i>Th</i>	<i>U</i>
	С <sub>ср.</sub> (г/т)	81,7	17,9	4,1	20,0	2,8	14,1	6,5	6,0	14,7	3,4
Ресурсы (т)	19 802	4 330	1 005	4 837	677	3 418	1 570	1 447	3 574	819	
Б1	Элемент	<i>V</i>	<i>Sc</i>	<i>Y</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Pr</i>	<i>Nd</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Pr</i>
	С <sub>ср.</sub> (г/т)	1547	18,0	56,9	80,5	208,4	24,8	97,5	80,5	208,4	24,8
	Ресурсы (т)	110 774	1 289	4 073	5 761	1 4920	1 774	6 981	5 761	14 920	1 774
	Элемент	<i>Nd</i>	<i>Sm</i>	<i>Eu</i>	<i>Gd</i>	<i>Tb</i>	<i>Dy</i>	<i>Ez</i>	<i>Yb</i>	<i>Th</i>	<i>U</i>
	С <sub>ср.</sub> (г/т)	97,5	21,3	4,8	22,7	3,1	16,9	7,5	7,0	16,4	3,9
Ресурсы (т)	6 981	1 526	346	1 623	225	1 209	538	504	1 171	279	
К1	Элемент	<i>V</i>	<i>Sc</i>	<i>Y</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Pr</i>	<i>Nd</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Pr</i>
	С <sub>ср.</sub> (г/т)	997	13,9	34,1	58,5	170,7	18,3	71,9	58,5	170,7	18,3
	Ресурсы (т)	29 5462	4 118	10 117	17 325	50 581,6	5 434	21 304	17 325	50 581	5 434
	Элемент	<i>Nd</i>	<i>Sm</i>	<i>Eu</i>	<i>Gd</i>	<i>Tb</i>	<i>Dy</i>	<i>Ez</i>	<i>Yb</i>	<i>Th</i>	<i>U</i>
	С <sub>ср.</sub> (г/т)	71,9	15,0	3,1	15,6	2,1	10,5	4,8	3,9	14,2	2,5
Ресурсы (т)	21 304	4 443	914	4 619	615	3 102	1 411	1 148	4 207	751	

По проделанной работе можно сделать ряд выводов: 1) высокие корреляционные связи редких и радиоактивных элементов с железом и фосфором позволяют в дальнейшем не рассматривать междурядные прослои бедных железом песков и песчаников, как потенциальные на редкометальное оруденение; 2) на основании парных корреляций редких и радиоактивных элементов с железом можно получить дополнительные аналитические данные по этим элементам с портативного РФА-спектрометра в интервалах без ядерного опробования; 3) участок Западный характеризуется достаточно убогими содержаниями указанных выше элементов, однако широкое распространение рудных толщ обеспечивает большой ресурсный потенциал, что в целом характерно для объектов гидрогенного типа. Следует отметить, что Западный оценочный участок занимает лишь 5% от опоскованной Бакчарской площади. 4) повышенных содержаний золота или элементов платиновой группы по аналитическим данным ядерного опробования не выявлено.

#### Литература

1. Асочакова Е.М., Коноваленко С.И. Геохимические особенности железных руд Бакчарского месторождения (Западная Сибирь)//Вестник Томского государственного университета №305. 2007 с.219-222
2. Гришин А.Е., Домаренко В.А., Орехов А.Н. Применение количественного рентгенофлуоресцентного анализа при подсчете запасов комплексных руд Бакчарского железорудного узла (Томская область). Материалы VI Российской молодежной
3. Карепина К.В., В.А. Домаренко, Л.П. Рихванов. Редкие и радиоактивные элементы в железных рудах Западно-Сибирского железорудного пояса на примере Бакчарского узла (Томская область)// Вестник науки Сибири №5(6) 2012г. с.29-35.
4. Пшеничкин А.Я., В.А. Домаренко. Петрографо-геохимические особенности руд Бакчарского месторождения.// Вестник науки Сибири.№1(1). – 2011. с. 13-18.
5. Перегудина Е.В., Домаренко В.А. Редкие и радиоактивные элементы в железных рудах Бакчарского узла и прогнозная оценка воздействия на экосистему восточного Васюганья при их отработке.// Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: материалы V Международной конференции. – 2016 г.с.513-517.
6. Рудмин М.А., Бушманов А.И. Редкоземельные фосфаты в осадочных железных рудах Бакчарского рудопоявления (Томская область). Современные проблемы науки и образования. №1 2015г. 8с.
7. научно-практической Школы «Новое в познании процессов рудообразования» ИГЕМ РАН. 2016г. с.91-94.
8. Шор Г.М. и др. Нетрадиционное гидрогенное оруденение металлов платиновой группы в чехле Западно-Сибирской плиты. // Платина России. Проблемы развития минерально-сырьевой базы платиновых металлов. – М: ЗАО «Геоинформарк». – 1995.-Т.2 – Кн.2 с. 89-92.

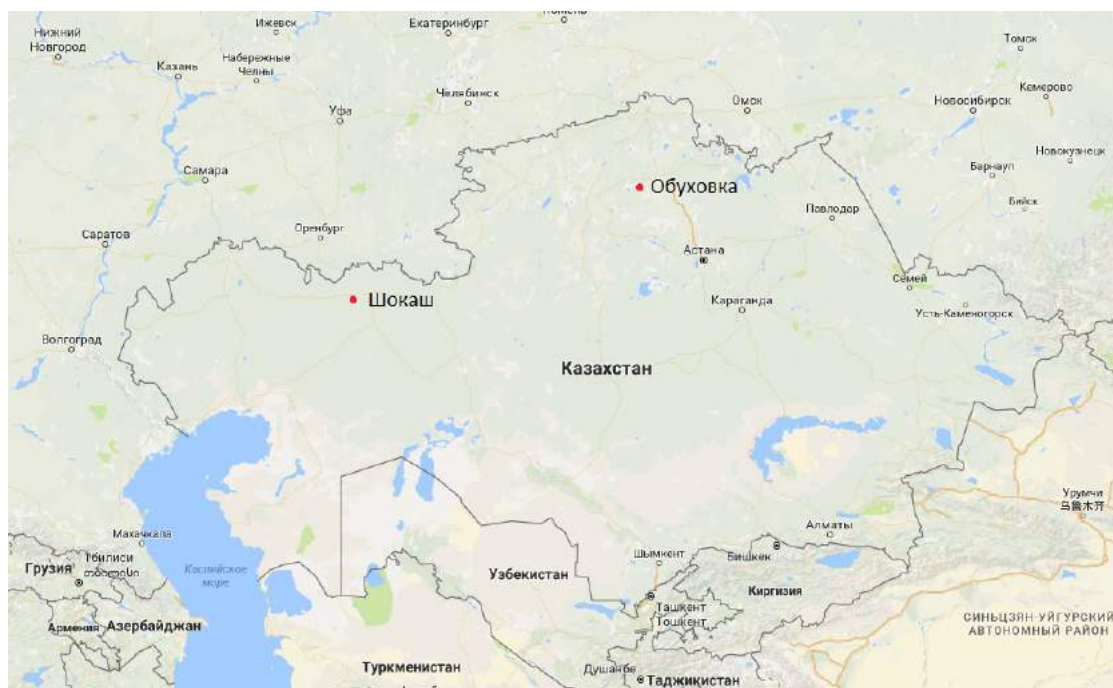
**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ТИТАН-ЦИРКОНИЕВЫХ ПЕСКОВ ОБУХОВСКОГО И ШОКАШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (КАЗАХСТАН)**

**Е. Д. Жуман**

*Научный руководитель профессор Л. П. Рихванов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Обуховское россыпное титан-циркониевое месторождение расположено в Тайыншинском районе Северо-Казахстанской области, в 25 км от села Келлеровка и в 40 км от города Тайынша. В непосредственной близости расположены населенные пункты: Обуховка, Горький, Жанатлек, Березовка (в настоящее время нежилой). Областной центр г. Петропавловск расположен в 149 км севернее от месторождения, г. Кокшетау находится в 40 км к югу (рис. 1).



*Рис. 1. Схема расположения Обуховского и Шокашского месторождений*

Пески на Обуховском месторождении верхне эоцен - нижнеолигоценного возраста, представлены чеганской свитой. В разрезе отложения чеганской свиты образуют слабо ( $1 - 2^\circ$ ) наклоненную на север серию пластовых залежей, состоящих из чередующихся прослоев и линз кварцевых песков различной зернистости, гравия и глин. Наиболее выдержанными по мощности и простиранию являются мелко-тонкозернистые пески, к которым приурочены повышенные концентрации рудных минералов.

Шокашское местонахождение расположено в Мартукском районе Актюбинской области, в 100 км к западу от г. Актобе, в 40 км к югу от железнодорожной станции Мартук и в 3 км севернее поселка Шайда (рис. 1).

Шокашское месторождение представлено нижнемеловыми – верхнеэоценовыми отложениями. Продуктивные отложения относятся к будуртинской свите среднего эоцена. Мощность данной свиты достигает до 50 м. Продуктивные отложения представлены серыми до черными тонко-мелкозернистыми песками с прослоями глин и линзами крупнозернистых песков.

Располагаются данные россыпи в пределах Западно-Сибирской плиты, на обрамлении некогда существовавшего Чеганского моря. В связи с этим по условиям образования обе россыпи схожи. Оба месторождения представлены тремя рудными чередующимися глинистыми прослоями. Наиболее перспективным на Обуховском месторождении является второй рудный горизонт мощностью до 3,5 м, состоящий из мелко- или среднезернистой фракции песков. В тонкозернистых песках отмечаются (до 10 – 12%) прослой и линзы глин мощностью 1–2 мм. Цвет песков изменяется от светло-серого до желтого или темно-серого. На Шокашском месторождении верхний рудный горизонт имеет наибольшее содержание рудных песков, мощность которых достигает 5,5 м. Гранулометрический состав двух месторождений схож, рудные пески представлены мелко-тонкозернистой фракцией (0,2+0,05мм).

Минеральный состав рудных песков довольно многообразен, и кроме главных минералов: ильменита, рутила, лейкоксена, циркона и монацита в качестве второстепенных присутствуют такие минералы, как турмалин, ставролит, дистен, силлиманит, андалузит, апатит, гранат; к редко встречающимся, содержания которых в песках составляют менее 1%, относятся магнетит, шпинель, анатаз, брукит, корунд, сфен, эпидот, пироксены, амфиболы, гематит, лимонит и окисленные сульфиды [1].

Среднее содержание ильменита в рудных песках Обуховского месторождения колеблется от 2 до 4,2%, рутила – от 0,19 до 0,83% и циркона от 0,24% до 2,9%.

**Таблица 1**

**Рентгеноструктурный анализ песков Обуховского титан-циркониевого месторождения**

Минералы, содержание их и пробах, %	№№ пробы				
	1	3	4	6	8
Ильменит	2,30	2,33	3,32	4,22	3,2
Рутил	0,28	0,36	0,50	0,83	0,45
Циркон	2,0	2,2	2,09	2,62	2,9
Кварц	89,01	90,55	92,88	91,77	84,8
Сумма тяжелых минералов	5,39	5,4	7,0	8,01	7,6

Среднее содержание ильменита в рудных песках Шокашского месторождения достигает до 10 %, рутила до 9%, циркона до 5 %. Сумма тяжелых минералов составляет до 24%

**Таблица 2**

**Рентгеноструктурный анализ песков Шокашского титан-циркониевого месторождения**

Минералы, содержание их в пробах, %	Номера пробы									
	k-19	k-21	k-25	k-35	k-36	k-39	k-40	k-50	k-59	k-69
Кварц	77,3	81,5	84,7	80,8	84,9	87,7	86,2	88,4	83,3	80,9
Рутил+лейкоксен	8,7	7,4	6,9	8,5	6,6	6	6,7	5,4	7,7	7,5
Циркон	4,8	4,1	2,9	4,1	3	2,4	2,7	2,2	3,7	4,6
Ильменит	9,2	7	5,5	6,6	5,5	3,9	4,4	4	5,3	7
Сумма тяжелых	22,7	18,5	15,3	19,2	15,1	12,3	13,8	11,6	16,7	19,1

Исходя из результатов полученных в ходе исследования можно сделать вывод, что содержания рутила и лейкоксена в рудных песках на Шокашском месторождении намного больше, чем на Обуховском месторождении. Ильменита и циркона на Шокашском месторождении немного больше чем на Обуховском. В целом рудные пески Шокашского месторождения богаче по содержанию полезных компонентов, что делает его перспективным в экономическом плане.

**Литература**

1. Рихванов Л. П. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения – как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона. – Кемерово: ООО «Сарс», 2001. - 214 с.

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГАММА-РАДИОМЕТРИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ  
ТЕРРИТОРИИ МАЛО-ТАРЫНСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО ПОЛЯ  
(РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))**

**Е. А. Ильина, С. А. Меховников, Ю. А. Карпенко**

**Научные руководители профессор Е.Г. Язиков, старший преподаватель Е. А. Филимоненко  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

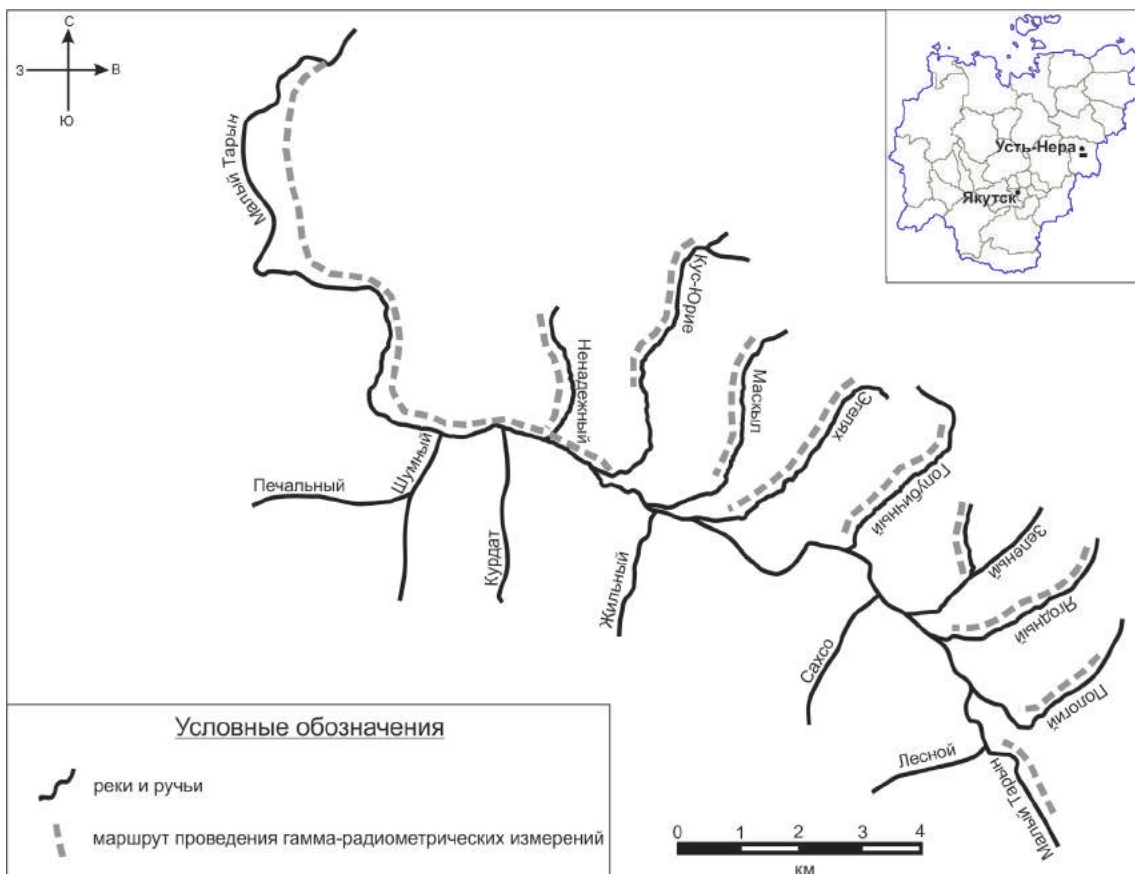
Мало-Тарынское рудное поле расположено в Верхне-Индибирском горнопромышленном районе Яно-Кольмской золоторудной провинции. Верхне-Индибирский горнопромышленный район является одним из наиболее перспективных золотоносных районов Республики Саха (Якутия). В административном отношении территории Мало-Тарынского рудного поля входит в состав Оймяконского района Республики Саха (Якутия) и удалено на 70 км от административного центра района – пгт. Усть-Нера.

Основным полезным компонентом Мало-Тарынского месторождения является золото, попутным – серебро. Площадь Мало-Тарынского месторождения сложена терригенными породами норийского возраста, среди которых выделяются песчаные алевролиты; аргиллиты; мезомиктовые тонкозернистые, мелкозернистые, редко среднезернистые песчаники; олигомиктовые гравелиты и конгломераты, горизонты подводно-оползневых брекчий (микститов). Преобладают песчаные алевролиты и аргиллиты, вмещающие серии сближенных пластов мезомиктовых, преимущественно мелкозернистых песчаников, которые имеют рудоконтролирующее значение. Магматические образования в пределах Мало-Тарынского рудного поля развиты незначительно и представлены единичными мелкими дайками андезитовых, диоритовых, кварцевых диоритовых порфиритов

позднеюрского возраста. Первичные магматические минералы в них полностью замещены тонкой смесью вторичных образований, среди которых диагностированы серицит, хлорит, актинолит, карбонат и кварц [1].

Региональные геолого-съёмочные и поисковые работы масштаба 1:500 000, проводившиеся экспедициями Верхне-Индибирского геологоразведочного управления Дальстроя в конце 30-х – начале 40-х годов XX века на территории Мало-Тарынского рудного поля, позволили выявить общие черты геологического строения площади. Массовые поиски урана проводились в начале 70-х годов XX века при геологосъёмочных работах масштаба 1:50 000 и дали отрицательные результаты [1].

На территории Мало-Тарынского рудного поля в июле–августе 2016 г. были проведены маршрутные гамма-радиометрические измерения в рамках выполнения комплексных эколого-геохимических работ на рассматриваемой территории. Маршрутные гамма-радиометрические измерения производились с использованием сцинтилляционного радиометра поискового СРП-68-01 с непрерывной звуковой индикацией импульсов и наблюдением показаний прибора по шкале. Запись показаний СРП-68-01 осуществлялась с шагом 10 м (на отдельных маршрутах – 30 м), при этом замер гамма-фона производился при плотном приложении датчика СРП-68-01 к поверхности земли и времени измерения не менее 5 секунд. Маршрутные гамма-радиометрические измерения были проведены вдоль русел основных водотоков на территории Мало-Тарынского рудного поля – руч. Ненадежный (119 измерений), руч. Кус-Юрье (209 измерений), руч. Маскыл (88 измерений), руч. Эгелях (201 измерений), руч. Зеленый (77 измерений), руч. Голубичный (117 измерений), руч. Пологий (38 измерений), р. Малый Тарын (293 измерения) (рис. 1). Таким образом, общее количество замеров мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения на территории Мало-Тарынского рудного поля в рамках проведения комплексных эколого-геохимических работ на данной территории составило 1295 измерений.



**Рис. 1. Карта-схема расположения маршрутов проведения гамма-радиометрических измерений на территории Мало-Тарынского рудного поля**

По результатам исследований установлено, что величина мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения на территории Мало-Тарынского рудного поля изменяется в диапазоне от 6 до 18 мкР/ч. Установленные параметры МЭД гамма-излучения, характеризующиеся относительно невысокими значениями, обусловлены преобладанием на территории Мало-Тарынского рудного поля пород осадочного генезиса. Известно, что для осадочных горных пород в целом типичны пониженные содержания естественных радионуклидов [2] и, соответственно, значения МЭД.

Для отдельных маршрутов, территориально соответствующих руслам основных водотоков на территории



Мало-Тарынского рудного поля, были определены средние значения МЭД гамма-излучения, которые варьируют от 10,7 до 14,9 мкР/ч.

Относительно более низкие значения МЭД гамма-излучения (10,7–11,7 мкР/ч) характерны для участков Мало-Тарынского рудного поля в районе ручьев Ненадежный, Кус-Юрье, Зеленый, Ягодный и Пологий. Руслу большинства перечисленных водотоков в наименьшей степени являются трансформированными в результате отработок золотоносных россыпей на территории рудного поля. Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения в диапазоне средних величин от 12,9 до 14,9 мкР/ч установлена для участков Мало-Тарынского рудного поля, прилегающих к руслам водотоков, которые в значительной степени преобразованы в результате дражных отработок россыпей золота – ручьи Маскыл, Эгелях, Голубичный и р. Малый Тарын. При этом среднее значение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, рассчитанное как средневзвешенное по отдельным маршрутам, для территории Мало-Тарынского рудного поля составляет 12,8 мкР/ч.

По данным исследований установлена закономерность снижения величины МЭД гамма-излучения над участками территории Мало-Тарынского рудного поля, поверхность которых покрыта растительным (преимущественно моховым) покровом на 13–36 % по сравнению с аналогичными участками (в пределах 1–1,5 м), которые не покрыты растительным покровом (таблица).

*Таблица*

**Мощность экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения на участках Мало-Тарынского рудного поля, покрытых и не покрытых растительным покровом**

№ точки	Пространственная привязка точки (водоток на территории Мало-Тарынского рудного поля)	МЭД гамма-излучения, мкР/ч	
		поверхность, покрытая растительным (моховым) покровом	поверхность, не покрытая растительным (моховым) покровом
1	руч. Ненадежный	12	17
2		13	15
3		12	15
4	руч. Кус-Юрье	7	11
5	р. Малый Тарын	9	12
6		11	13
7		9	13
8		9	12

Согласно диапазону варьирования полученных значений МЭД гамма-излучения, фактов техногенного радиоактивного загрязнения территории на площади Мало-Тарынского рудного поля по данным маршрутных гамма-радиометрических измерений установлено не было.

При этом добыча дражным методом золота в руслах водотоков на территории Мало-Тарынского рудного поля привела к антропогенному преобразованию природных ландшафтов данных территорий. Рекультивация и восстановление растительного покрова на трансформированных участках проведены не были, что, вероятно, приводит к повышению уровня мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, так как именно растительный (моховой) покров способствует ослаблению МЭД гамма-излучения подстилающих субстратов согласно полученным нами результатам исследований территории Мало-Тарынского рудного поля.

#### Литература

1. Крючков А.В., Крючкова Н.Н. Отчёт о результатах поисковых работ на рудное золото в пределах Мало-Тарынского рудного поля (Республика Саха (Якутия) за 2003-2006гг, (Государственный контракт № ПС 02-07/1808 от 15.09.2003г). – 208 с.. (ф.)
2. Смыслов А.А. Уран и торий в земной коре // Л.: Недра, 1974. – 231 с.

**ВУЛКАНОГЕННЫЙ ПИРОКЛАСТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ – ИСТОЧНИК РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ В УГЛЯХ ВОЗНОВСКОГО БУРОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Е.В. Кикина**

*Научные руководители профессор С.И. Арбузов<sup>1</sup>, научный сотрудник И. Ю. Чекрыжов<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,*

*г. Томск, Россия*

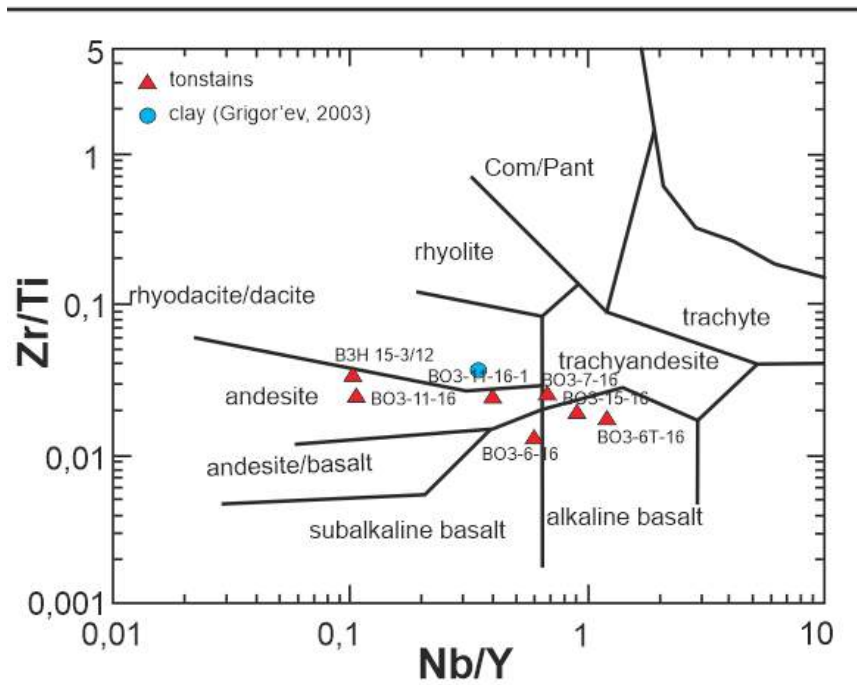
*<sup>2</sup>Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, г. Владивосток, Россия*

Целью исследования является идентификация тонштейнов Возновского бурогоугольного месторождения на основе анализа их минералого-геохимических особенностей, а также оценка роли вулканогенного пирокластического материала как источника накопления редких и радиоактивных элементов-примесей в углях.

Возновское бурогоугольное месторождение находится в восточной части Зеркальненской (Тадушинской) кайнозойской впадины, географически приуроченной к восточному мегасклону Среднего Сихотэ-Алиня (Кавалеровский район, Приморский край). Угленосная возновская свита, залегающая на эоценовых базальтах, сильно измененных в кровле до состояния бокситоподобной коры выветривания, а за пределами их распространения – на кислых вулканитах богоспольской свиты палеоценового возраста. Перекрывается свита отложениями олигоцен-миоценовой(?) крушевой толщи, сложенной преимущественно грубообломочными галечниками, неотсортированными, с песчано-глинистым заполнением, с низкой окатанностью обломков, представленных почти исключительно кислыми вулканическими породами. В составе возновской свиты преобладают песчаники, алевролиты, опоки, углистые аргиллиты с незначительной примесью туфогенного материала и редкими линзами риолитовых туфов. Она включает также три пласта угля – «Верхний», «Средний» и «Нижний». Промышленное значение имеет пласт «Нижний» рабочей мощности. Ранее было установлено, что угли Возновского участка – относительно обогащены Fe, Cr, Ni, Zr, Au и Ba [1]. Кроме того, представляют интерес линзовидные прослои (5–15 см), сложенные фосфорсодержащими минералами (преимущественно фторапатитом), а также маломощные прослои туфов, обогащенных редкоземельными элементами и стронцием [1].

В ходе исследования были детально опробованы и изучены тонштейны и вмещающие их угли в «Нижнем» и «Верхнем» угольных пластах Возновского месторождения. В целом опробовано и изучено 6 проб тонштейнов из пласта «Нижний» и 1 - из пласта «Верхний», мощностью от 3 до 5 см.

Для восстановления первичного состава пирокластического материала тонштейнов использовалась классификационная диаграмма Винчестера и Флойда (1977) которая основана на Zr/Ti и Nb/Y отношении [6]. В данной работе часть изученных тонштейнов попадает в поле андезитов (ВОЗ-11-16, ВОЗ-11-16-1 и ВЗН 15-3/12), трахиандезитов (ВОЗ-7-16), а также щелочных (ВОЗ-15-16 и ВОЗ-6Т-16) и субщелочных базальтов (ВОЗ-6-16) (рис.1).



**Рис.1. Zr/Ti – Nb/Y классификационная диаграмма тонштейнов Возновского месторождения [6]**

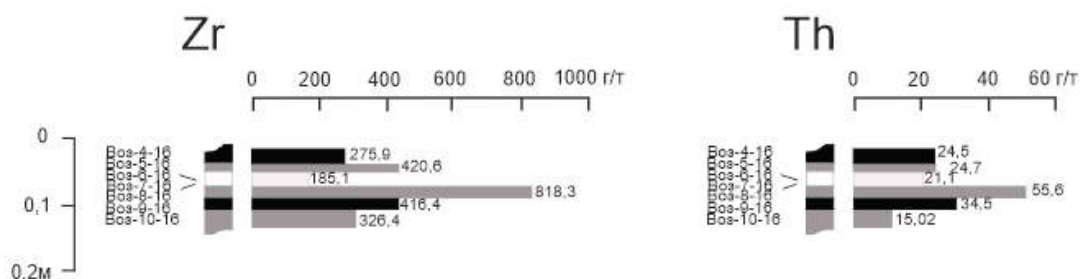
Накопление микроэлементов в связи с пирокластикой происходит как в самих тонштейнах, так и на границе с ними в органическом веществе [2, 3].

Исследование химического состава тонштейнов из различных регионов мира показывает, что по сравнению со средним составом глинистых сланцев они существенно обогащены РЗЭ, P, Cr, Zn, Ga, Ge, Se, Sr, Mo, Ag,

In, Sn, Bi, Th и U [2-5]. Также установлены факты аномального обогащения углей в контакте с тонштейнами аналогичными элементами и уменьшения их концентрации по мере удаления от тонштейна. Особенно значительные концентрации наблюдаются в золе углей [2, 3]. Есть предположение, что их накопление в углях произошло за счет выщелачивания из исходного пирокластического материала тонштейна и переротложения в угле [2, 3].

Так, например, мы проанализировали тонштейны, относящихся к группе субщелочной и щелочной базальтоидной пирокластики (ВОЗ-6-16, ВОЗ-6Т-16) и угли, которые находятся с ними в контакте и выявили, что золы углей значительно обогащены: V, Cr, Co, Ni, Ga, Sr, РЗЭ, Nb, Mo, W, Pb, Th, U. Содержание некоторых элементов в золе углей на контакте с тонштейнами достигает следующих количеств: Sr – 380,5 г/т, Y – 315,7 г/т, Zr – 818,3 г/т, Се – 328,8 г/т, Th – 55,6 г/т. (рис.2).

Примечательной особенностью тонштейнов, образовавшихся из пирокластики андезитового состава явилось то, что у них часто повышено содержание Р и Са.



**Рис.2. Распределение Zr и Th в разрезе, в пласте «Нижний» (зола угля) вблизи тонштейна:  
цифры справа – содержание Zr и Th**

Результаты исследования показывают, что спектр и концентрации элементов, накапливающихся в тонштейнах и углях, которые находятся с ними в контакте, зависят от состава исходного вулканогенного пирокластического вещества. Пирокластический материал щелочно-базальтоидного состава способствует накоплению в угольных пластах V, Cr, Co, Ni, Ga, Sr, РЗЭ, Nb, Mo, W, Pb, Th, U. и существенно влияет на геохимический облик этих пластов и угольного месторождения в целом, особенно ярко проявляясь в зоне контакта углей с тонштейнами.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 16-55-53122 ГФЕН\_a и № 16-05-00405A.*

#### Литература

1. Чекрыжов И.Ю., Павлюткин Б.И., Петренко Т.И. Стратиграфия и геохимические особенности палеогеновых угленосных отложений Зеркальненской впадины, Приморье // Тезисы докладов Всероссийской конференции «Чтения памяти академика К.В.Симакова», Магадан. СВНЦ ДВО РАН, 2009. С. 26.
2. Arbuzov S.I. Mezhibor A.M., Spears D.A., Ilenok S.S., Shaldybin M.V., Belaya E.V. Nature of tonsteins in the Azeisk deposit of the Irkutsk Coal Basin (Siberia, Russia). International Journal of Coal Geology 153 (2016) 99–111
3. Hower J. C., Ruppert L.F., Eble C.F. Lanthanide, yttrium, and zirconium anomalies in the Fire Clay coal bed, Eastern Kentucky // Int.J. of Coal Geology, 1999. – V.39 – P. 141– 153.
4. Lyons P.C., Spears D.A., Outerbridge W.F, Evans H.T. Euroamerican tonsteins overview, magmatic origin, and depositional – tectonic implications // Paleogeogr., Paleoclimatol. – 1994. –Vol.106. – P. 113-134.
5. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks // Int. J. of Coal Geol. – 2012. - Vol.94 – P. 22–31.
6. Winchester J.A., Floyd P.A. Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements // Chemical Geology. – 1977. – Vol. 20. – P. 325–343

## МОНАЦИТ КАК ИСТОЧНИК СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

А. А. Костылева

Научный руководитель профессор Л. П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В середине семидесятых годов академиком И.Я. Некрасовым была открыт новый минерал, признанный аутигенной разновидностью монацита. Минерал был назван куларитом, по названию места открытия (Куларский кряж). Также данный минерал известен под названием серый монацит.

Куларский кряж расположен за Северным полярным кругом в северной части хребта Улахан-Сис, в верховьях рек Бургуат и Куччугуй-Кюэюлюр (бассейн реки Омолой – губы Буор-Хая моря Лаптевых), в 80 км от побережья моря Лаптевых, в 464 км к северо-западу от районного центра — поселка Депутатский.

Минерал найден в аллювиально-пролювиальных отложениях водотоков, размывающих осадочные черносланцевые толщи, в корах выветривания этих пород или в протоочках в них. Отложения куларита, вероятно осуществлялось в локальных участках морских бассейнов, в которых подводные гидротермальные растворы смешивались с океаническими водами. В черных сланцах он ассоциирует с пиритом, арсенипиритом, реальгаром, золотом, шеелитом, касситеритом, альбитом, сфеном, слюдами и др. [1]

Изученная проба представляет собой монофракцию куларита (Рис. 1.). Зерна куларита имеют эллипсоидальную форму. Цвет варьируется от темно серого до бурого. Поверхность зерен имеет неровную форму, просматриваются выбоины на поверхности. Также присутствуют вторичные минералы, развивавшиеся по поверхности зерен. Не прозрачен. Минерал разрушается при давлении.

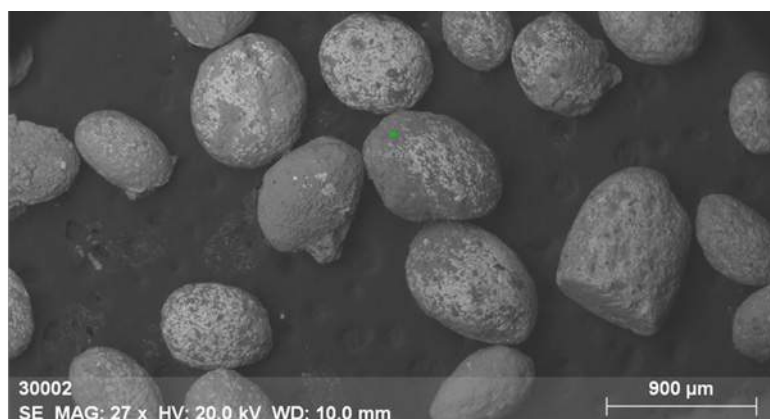


Рис. 1. Фотография куларита под электронным микроскопом

Для определения минерального состава был проведен анализ с помощью дифрактометра D2 PHASER. В результате анализа минерал был определен как типичный монацит.

Для изучения строения и химического состава минерала проведены анализы с помощью электронного микроскопа (Рис. 2.).

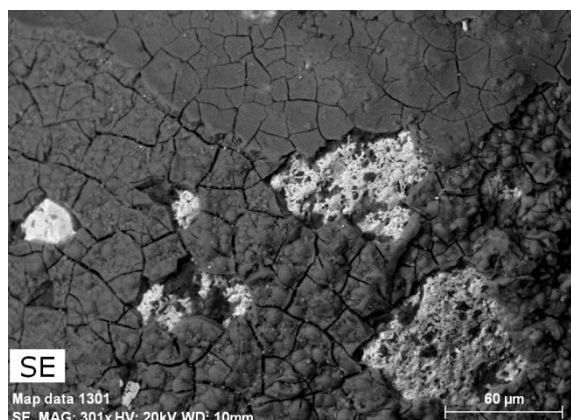


Рис. 2. Фотография отдельного зерна куларита под электронным микроскопом

На фотографии можно увидеть, что в зерне присутствуют три минерала. Минерал светло-серого цвета является собственно куларитом. Средние содержания оксидов элементов в куларите по результатам микронзондового анализа представлены ниже в таблице.

Таблица

Средние содержания оксидов элементов в куларите, по результатам микронзондового анализа

Оксид	Содержания в мас. %
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4,62
SiO <sub>2</sub>	1,40
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	29,33
FeO	4,24
La <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	20,04
Ce <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	27,52
Nd <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	10,45
ThO <sub>2</sub>	2,40

Темно-серые, аморфные включения в куларите являются алюмосиликатом, довольно равномерно распределенным по матрице минерала. Предполагается, что соосаждение кремне-фосфатных агрегатов происходило в результате распада комплексов кремнезема при реакции щелочно-фосфатных растворов с хлоридными океаническими водами [1].

Серый минерал представляет собой корочку по поверхности куларита. Состоит он преимущественно из железа и, в меньших количествах, серы. Из-за малых количеств серы можно предположить, что возможно этот минерал – пирит, подвергшийся окислению.

#### Литература

1. Р.А. Некрасова, И.Я Некрасов. Куларит – аутигенная разновидность монацита. – ДАН, т. 263, № 2, 1982 .- 688-693 с.

### ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РУДОВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОРЕТКОНДИНСКОГО (ВИТИМСКИЙ УРАНОВОРУДНЫЙ РАЙОН)

Е.С. Кузнецова

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

Месторождение палеодолинного типа Кореткондинское, расположено в Республике Бурятия в Центральном Забайкалье, а именно в Витимском урановорудном районе, Хиагдинское рудное поле. Объекты рудного поля расположены на южном фланге Амалатского плато базальтов, в центральной части Торма-Хиагдинской урановорудной зоны. В геологическом плане в пределах зоны, под миоценовым покровом базальтов площадью 4 тыс. кв. км, вскрывается крупная кайнозойская палеоречная система Большого Амалата с основным стоком в северо-восточном направлении. Палеодолины врезаны в существенно гранитоидный кристаллический фундамент и выполнены сероцветными осадочными породами.

Фундамент палеодолин и их обрамление на 90% сложены высокорadioактивными гранитоидами витимканского комплекса (25...40 мкр/час). В преднеогеновое время все породы фундамента подвергались интенсивному химическому выветриванию и на них сформировалась глинисто-щебенистая кора выветривания мощностью от первых метров до первых десятков метров, которая позже поставляла обломочный материал для формирования продуктивной осадочной толщи джилиндинской свиты неогенового возраста [4, 5, 9, 11].

Проблему условий локализации оруденения, вещественного состава, генезиса на месторождениях Хиагдинского рудного поля рассматривали многие исследователи: Дойникова О.А. [1], Домаренко В.А., Ильичев А.В., Данковцев Р.Ф. [2], Коробенко И.Р., Коченов А.В., Халдей А.В. [3], Митрофанов Е.А. [7], Никитина Е.С. [8, 9], Пешков [6], П.А., Головин Е.А., и др. Однако многие вопросы остаются до сих пор открытыми [10], в частности вопросы о генезисе месторождений.

Целью данной работы является изучение вопроса об эпигенетических изменениях вмещающих пород, а также предположение модели формирования рудовмещающих пород.

В основу исследований положены материалы специализированных минералого-геохимических исследований пород фундамента и продуктов их переработки.

В геологическом плане месторождение представляет собой два структурных этажа. Нижний, представленный гранитоидами витимканского и баргузинского комплексов, а также метаморфическими образованиями гарганской серии. Верхний этаж, представляет собой неогеновую вулканогенно-осадочную толщу: нижняя

толща (до 50 м), осадочные отложения (пролювиально-делювиальные, аллювиальные, озерные); верхняя толща (≈200 м): вулканогенная и вулканогенно-осадочная (лавовый и кластический материал базальтового состава). Урановое оруденение в основном локализовано в нижних частях рыхлых отложений палеодолин и представлено лентообразными залежами, которое контролируется русловыми частями палеодолин.

Кора выветривания на месторождении Кореткондинском, представлена не литифицированными или слабо литифицированными осадками. Макроскопически – это белесые, светло-серые породы с участками желтоватого или зеленоватого оттенка, обусловленного примесью органических остатков и пирокластики. В керне – в виде песка и дресвы слабо литифицированных разнородных пород.

Под микроскопом они характеризуются близким минералогическим составом, по особенностям которого можно выделить пески:

-кварц-полевошпатовые с незначительной примесью (до 1%) органики и пирокластики, которые можно интерпретировать как перемещенную кору выветривания по субщелочным лейкогранитам;

-кварц-полевошпатовые с примесью (до 5%) органики и пирокластики, которые можно интерпретировать как продукт смешения перемещенной коры выветривания по субщелочным лейкогранитам и пирокластики пепловых потоков, предшествующих формированию базальтовых плато-потоков [11].

В результате изучения рудовмещающих пород были выделены следующие эпигенетические изменения осадочной толщи: сероцветные – обогащенные органикой; желто-бурые) – окисленные, с повышенным содержанием оксидов железа; обеленные – каолинизированные; зеленоцветные хлоритизированные и гидрослюдазированные разновидности.

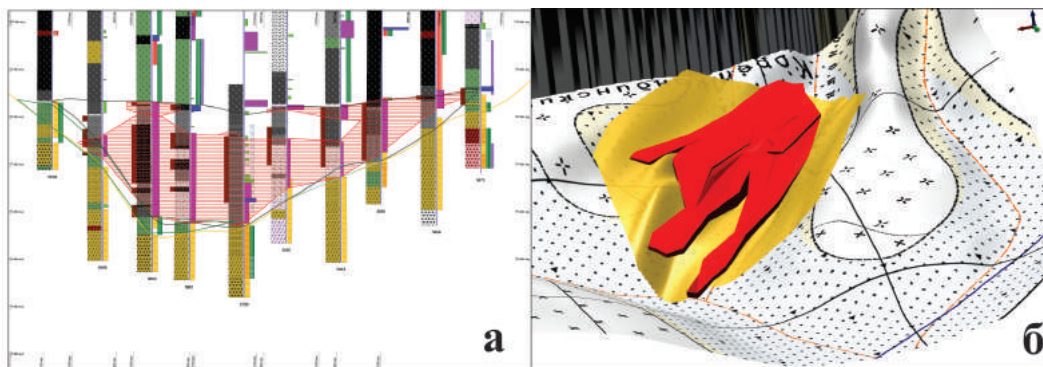


Рис. 1. А – Литолого-фациальный разрез по РЛ-18 с элементами эпигенетической зональности. Б – Расположение рудной залежи по отношению к реликтам первично желтоцветных пород (месторождение Кореткондинское, залежь 4). Составлено Янкович А.С. 2014 г.



Рис. 2. Условные обозначения к рис. 1

В пределах залежи Коретконде оруденение располагается в пределах сероцветных пород (рис.1,2), обогащенных органикой, максимально близко к контакту с желто-бурыми либо зеленоцветными породами, на которых они залегают. Желтоцветные породы располагаются плащом на породах фундамента, в то время как зеленоцветные и обеленные находятся преимущественно в бортах долины.

В конце хотелось бы отметить наш взгляд на механизм формирования урановорудных залежей. Накопление осадков палеодолин происходило за счет коры выветривания по гранитам. Первоначально сформировавшиеся горизонты имели бурую, желто-серую окраску, свойственную зрелой коре выветривания и уже на стадии переотложения в связи с промывным режимом под воздействием проточных вод превращались в сероцветные, белесые породы за счет вымывания гидроокислов железа. Рудные залежи формировались грунтовыми водами и осаждались в местах скопления растительного детрита. Полный профиль коры выветривания на Амалатском

плато ни где не сохранился, из-за денудационных процессов в результате тектоно-магматической активизации в олигоцене.

#### **Литературы**

1. Дойникова О.А. Дисперсные минералы урана восстановительной зоны гипергенеза: минералогия и кристаллохимия: дис. д-ра геол.-мин. наук. М.: ИГЕМ РАН, 2005. 277 с.
2. Ильичев А.В., Данковцев Р.Ф., Лукьянова В.Т., Маринов Б.Н. К вопросу о генезисе уранового оруденения в неогеновых палеорусловых структурах под покровом базальтов Витимского плато (Забайкалье) // Геология месторождений урана, редких и редкоземельных металлов. Вып. 125. М.: ВИМС, 1990. С. 46-58.
3. Коченов А.В., Халдей А.В. К вопросу об источниках урана в экзогенных эпигенетических месторождениях // Литология и полезные ископаемые. 1997. № 4. С. 371-378.
4. Кузнецова Е.С., Домаренко В.А. Вещественный состав и специализация гранитоидов месторождений Витимского урановорудного района // Сборник тезисов, Всероссийская научно-практическая молодежная конференция «Современные исследования в геологии». Санкт-Петербург, 2016. С. 183-184.
5. Кузнецова Е.С., Домаренко В.А. Геолого-структурная позиция и специализация гранитоидов Амалатского плато // Материалы V международной конференции «Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. С. 370-375.
6. Лучинин И.Л., Пешков П.А., Дементьев П.К. Месторождения урана в палеодолинах Зауралья и Забайкалья // Разведка и охрана недр. 1992. № 5. С. 12-15.
7. Митрофанов Е.А. условия локализации и морфология рудных залежей Хиагдинского месторождения // Месторождений урана, редких и редкоземельных металлов. Вып. 147. М.: ВИМС, 2005. С. 109-123.
8. Никитина Е.С. Геологическое строение и условия локализации урановых месторождений палеодолинного (базального) типа на Амалатском плато: автореф. дисс. к.г.-м.н. Москва, 2014. 165 с.
9. Никитина Е.С., Прохоров Д.А. Закономерности локализации оруденения, минеральный состав руд и рудовмещающих пород уранового месторождения Кореткондинское (Витимский урановорудный район) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2012. № 6. С. 44-50.
10. Печенкин И.Г., Грушевой Г.В. Металлогения ураноносных осадочных бассейнов Евразии. М.: ВИМС, 2015.
11. E. S. Kuznetsova, V. A. Domarenko, I. A. Matveenko. Petrographic-geochemical characteristics of granitoids and their epigenetic alteration products in paleovalley fields (Vitim uranium-ore site) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2016. V. 43. № 1.

### **АНАЛИЗ ПРОЯВЛЕННОСТИ УРАНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИПА «НЕСОГЛАСИЯ» В АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЯХ**

**Р.А. Леденгский**

*Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Месторождения «типа несогласия» относятся к группе урановых месторождений, которые не проявлены или слабо проявлены с поверхности в гамма- и гамма-спектрометрических полях. Хотя первые месторождения урановорудных провинций (УРП) Атабаска, Раббит-Лейк, Ки-Лейк и Мидуэст и были обнаружены при аэrorадиометрических поисках по развалам радиоактивных валунов, дальнейшие радиометрические поиски оказались безуспешными [6]. Как показал опыт, целенаправленный поиск месторождений традиционными радиометрическими методами зачастую затруднителен и требует комплексирования и привлечения ряда других методов структурной и разведочной геофизики [1].

Опыт работ в известных урановорудных провинциях показывает, что залогом успеха поисков является стадийность – переход от мелкомасштабных прогнозных работ к крупномасштабному специализированному картированию, одним из обязательных элементов которой служат прогнозные работы масштаба 1:200 000 [7]. При поисках слабо проявленных месторождений «типа несогласия» в Канаде и Австралии ведущими были признаны нерадиометрические геофизические методы, а главными — методы обнаружения проводящих графитсодержащих горизонтов в фундаменте, позволяющие обнаружить такие проводники на глубинах более 500 м [6].

На стадии среднемасштабного прогноза (1:200 000), наряду с общепринятыми методами структурной геофизики (гравиметрическая, магнитная и аэрогамма-спектрометрическая съемки), приобретают все большее значение методы электроразведки. Проведенный анализ применимости аэрогеофизических методов на стадии среднемасштабного прогноза месторождений «типа несогласия» указывается ниже.

Методы электроразведки (особенно в электромагнитной модификации) занимают ведущее положение, на их результатах основывается последовательная локализация перспективных площадей и картирование комплексов пород и тектонических нарушений с высокой электропроводностью [7]. Методами аэроэлектроразведки производится выделение проводящих зон крутопадающих графитсодержащих пластов под покровом песчаников Атабаска мощностью до 700 м. В определенных случаях удается разбрасывать зоны, не связанные с графитсодержащими горизонтами и иными геологическими элементами (разрывными нарушениями) [6]. Урановое оруденение месторождений «типа несогласия» имеет пространственную связь с горизонтами и зонами сульфидсодержащих пород «пестрой» серии и, особенно, графитсодержащих пород основания. Эти горизонты,

называемые «кондукторами», характеризуются минимумами кажущегося электрического сопротивления, на порядок и более отличающиеся от вмещающих пород [7]. Мощности платформенного чехла также определяются по значениям кажущегося электрического сопротивления: для субплатформенных впадин –  $n \cdot 100 \div 2000$  Ом·м, для фундамента –  $1000 \div 6000$  Ом·м. Также снижением электрического сопротивления (до  $n \cdot 10 \div 100$  Ом·м) характеризуются проявления гидротермально-метасоматических изменений (пропилиты, изменения аргиллизитового и эйситового типов, турмалин-слюдистые изменения) [5].

Методы магнитной съемки позволяют изучать литологию и структуру погребенного складчатого фундамента, производить картирование проявлений субщелочного базальтоидного магматизма (дайковые серии), оценивать мощность осадочного чехла. Магнитные поля УРП обусловлены метаморфическими (амфиболитовая фация) преобразованиями пород кристаллического фундамента, в составе которого присутствуют породы с разной магнитной восприимчивостью: немагнитные сильнометаморфизованные графитизированные метапелиты (электронные проводники) и магнитные метааркозы [7]. Происходит повышение магнитной восприимчивости пород с увеличением их компетентности (графитовые метапелиты - субметапелиты - метааркозы). Также в магнитном поле выделяются аномалии, иногда высокой интенсивности ( $n \cdot 10^3$  нТл), связанные с проявлением контактово-метасоматических изменений пород фундамента в процессе его гранитизации и гидротермально-метасоматических изменений вдоль тектонических нарушений [5].

Гравиразведка эффективна при моделировании глубинного разреза как района в целом, так и отдельных рудных полей и локальных перспективных структур. Месторождения урана «типа несогласия» представляют собой обширные региональные ареалы дорифейской гранитизации, сформированные за счет трансформации «пестрых серий» и подстилающих комплексов. Они фиксируются масштабными зонами разуплотнения земной коры на полную ее мощность, а в краевых частях этих зон достигают минимумов  $\Delta g$  в -90 мГал («ось Атабаска»). Гравитационные поля УРП характеризуют степень гранитизации пород фундамента. Для практически неизменных пород «останцев» характерно более высокое гравитационное поле ( $\sigma = 2760$  кг/м<sup>3</sup>, свыше -54 мГал), для полностью гранитизированных пород оно снижается до -62 мГал и менее ( $\sigma = 2620$  кг/м<sup>3</sup>) [7].

Воздушные радиометрические съемки имеют ограниченное применение. На общем низком радиоактивном фоне пород платформенного чехла отчетливо выделяются аномальные полосы, обусловленные развалами «радиоактивных валунов». Однако в ряде случаев зафиксированы интенсивные радиометрические аномалии (более 20—30 мкР/час) на общем низком фоне (менее 2-3 мкР/час), что явилось прямым указанием на наличие ряда месторождений (Клаф-Лейк и др.) [6]. Проведенная в бассейне Атабаска региональная аэрогамма-спектрометрическая съемка показала, что центральные части бассейна, выполненные кварцевыми песчаниками рифея, имеют низкий фон <3 мкР/час. Радиометрические аномалии в 6-15 мкР/час наблюдаются в северной части территории над породами кристаллического фундамента и в восточной части блока Волластон. Проведенная в пределах территории Пайн-Крик рекогносцировочная аэрогамма-спектрометрическая съемка показала относительно высокий радиометрический ее фон — около 5 мкР/час, в том числе в районах, перекрытых палеозойскими осадочными породами. Крупные аномалии и низкая величина Th/U (0,02) выявлены над урановыми месторождениями Набарлек, Рейнджер и Кунгарра в Северной Австралии [7]. Также, существует ряд работ, свидетельствующий о высокой эффективности аэрогамма-спектрометрической съемки при геологическом картировании и поисках урана [2].

Отмечается, что выбор рационального комплекса исследований, который позволил бы достоверно прогнозировать месторождения «типа несогласия», зависит от особенностей исследуемой территории — характера физико-ландшафтных обстановок, ее геологического строения. Также на выбор комплекса влияет наличие или отсутствие наследования рудоконтролирующих структур фундамента в породах чехла.

Если исходить из аналогии с известными месторождениями Австралии и Канады, то при выборе районов для поисков месторождений «типа несогласия» на территории России, а в частности, в Восточной Сибири, то заслуживают внимания краевые части Анабарского щита [3]. Анабарский щит в металлогеническом отношении входит в состав слабо изученной Анабаро-Оленекской комплексной потенциально урановорудной провинции. Проведенные за последнее время прогнозно-металлогенические исследования позволяют надеяться на выявление в этой древнейшей структуре земной коры урановых и комплексных месторождений [5].

Анабарский щит обладает высокими перспективами обнаружения классических месторождений «типа несогласия». Наиболее важными в прогнозном плане являются участки предрифейской зоны структурно-стратиграфического несогласия, картируемые над длительно живущими тектоно-флюидитными зонами — Биляжской, Котуйкан-Монхоолинской, Маганской, Северо-Анабарской [3].

Компьютерный прогноз по восточному обрамлению Анабарского щита дал отрицательную оценку, а наземные геолого-геофизические исследования с применением колонкового бурения это подтвердили. На западном же обрамлении Анабарского щита компьютерным прогнозом выделено 11 перспективных зон и узлов, перспективных на обнаружение УРП «типа несогласия» в связи с предрифейским и вендским несогласиями [1].

В 2005-2007 г. Норильским филиалом ФГБУ «ВСЕГЕИ» были осуществлены комплексные аэрогеофизические работы масштаба 1:200 000 в рамках объекта «Оценка перспектив выявления промышленных урановых месторождений с богатыми комплексными рудами в западной части Анабарского щита на основе прогнозно-поисковых работ масштаба 1:200 000-1:25 000» [4].

В результате этих работ получен комплект геофизических карт на площадь работ в соответствии с требованиями инструктивных и методических документов: карта содержаний U, Th, K масштаба 1:200 000; карта мощности экспозиционной дозы масштаба 1:200 000; карта изолиний ( $\Delta T$ )<sub>а</sub> масштаба 1:200 000; карта аномального магнитного поля масштаба 1:200 000; карта электропроводности масштаба 1:25 000; комплект



карт геолого-геофизической интерпретации масштаба 1:200 000; карта перспектив ураноносности с выделением участков для проведения поисково-оценочных работ. Фактическим итогом работ явилось составление схематической прогнозно-металлогенической на уран карты западной части Анабарского щита масштаба 1:200 000. Для исследуемой площади были намечены два основных типа потенциально рудолокализирующих структур: тектоно-флюидитные зоны длительного развития (Маганская, Котуйкан-Монхоолинская, Северо-Анабарская и Биляхская ТФЗ) и зона структурно-стратиграфического несогласия предрифейского возраста (Мукунская зона). Указаны площади I и II очереди (Мукунская потенциально урановорудная зона, Турунг-Тугуттурский потенциально урановорудный район), рекомендуемые для проведения прогнозно-поисковых работ масштаба 1:50 000 и комплексных аэрогеофизических работ масштаба 1:25 000. Для выделенных потенциально урановорудных зон был произведен подсчет прогнозных ресурсов категории  $P_3$  – 240 тыс. т. [4].

Полагаем, что на основании полученных данных, на участках I очереди следует поставить комплекс геологоразведочных работ масштаба 1:50 000-1-25 000 с учётом опыта прогнозно-поисковых работ в Канаде и Австралии.

#### Литература

1. Голомолзин В.Е., Высокоостровская Е.Б., Краснов А.И., Мац Н.А. Современные геофизические технологии при прогнозно-поисковых работах на уран // Разведка и охрана недр. 2009. – №3. – С. 46–54.
2. Лазарев Ф.Д., Ромашко В.В., Мельников П.В., Шнейдер Г.В. Аэрогамма-спектрометрические исследования как метод изучения радиоактивности поверхности и его практическая реализация // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы III международной конференции. – Томск, 2009. – С. 306–311.
3. Молчанов А. В. Металлогения урана Алданского и Анабарского щитов: автореф. дис. д-ра г.-м. наук. – Санкт-Петербург, 2004. – 48 с.
4. Молчанов А.В., Онищенко А.Н. Информационный геологический отчет по выполненным работам за 2005-2007 гг. по объекту «Оценка перспектив выявления промышленных урановых месторождений с богатыми комплексными рудами в западной части Анабарского щита на основе прогнозно-поисковых работ масштаба 1:200 000-1:25 000» // ФГУП «ВСЕГЕИ», Санкт-Петербург, Норильск, 2007.
5. Молчанов А.В., Проскурнин В.Ф., Гавриш А.В., Лазарев Ф.Д., Ходжаев Д. К. Перспективы промышленной ураноносности севера центральной Сибири (на примере Анабарского щита и Таймыро-Североземельской складчато-надвиговой области) // Региональная геология и металлогения. 2007. – №32. – С. 88–102.
6. Пакульнис Г.В. Шумилин М.В. Месторождения урана типа «несогласия» района Атабаска (Канада): аналитический обзор зарубежных публикаций // Минеральное сырье. 2005. – №17. – 102 с.
7. Прогнозирование и комплексное изучение рудных районов, перспективных на выявление урановых месторождений типа несогласия: методическое руководство // под ред. Г. В. Афанасьева. Москва, Санкт-Петербург: Геокарт Геос, 2006. – 201 с.

### ПРОЯВЛЕННОСТЬ ВТОРИЧНЫХ ОРЕОЛОВ РАССЕЙНИЯ ЗОЛОТА В РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЯХ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО РУДНОГО ПОЛЯ АМАМУРИ (РЕСПУБЛИКА ГАЙЯНА)

Т. Г. Макаревич

*Научный руководитель доцент В. А. Домаренко  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Кооперативная Республика Гайяна – государство, расположенное на северо-восточном побережье Южной Америки. С севера омывается Атлантическим океаном, на западе граничит с Венесуэлой, на юге — с Бразилией, на востоке — с Суринамом. Участок «Амамури» находится в северо-западной части Республики, на севере округа Куюни-Мазаруни. Рельеф местности – переходный от высокого пластово-равнинного плоскогорья к низкому цокольно-всхолмленному плоскогорью: мелкогорно-холмистый, пологоволнистый с невысокими (до 260 м) холмами. Непосредственно на участке работ превышения составляют от 120 м (ручей Амфиболитовый) до 215 м (перевал в центральной части участка). Климат субэкваториальный, жаркий и влажный [4].

Площадь «Амамури» расположена в пределах северной окраины Гвианского кристаллического массива (щита), сложенного, преимущественно, гранитами, гнейсами и кристаллическими сланцами раннего протерозоя (около 2 млрд. лет). Одним из основных структурных элементов Гвианского щита является гранит-зеленокаменный комплекс Birimian, в который, входит надгруппа зеленокаменных поясов Warana-Mazaruni. Зеленокаменные породы надгруппы Warana-Mazaruni и гнейсы архей-протерозойского возраста прорваны интрузиями гранитов Trans-Amazonian серии, а также основными и ультраосновными породами ранне-среднего проерозоя.

Рудная минерализация на участке представлена пиритом, пирротинном, самородным золотом. Самородное золото ассоциирует с сульфидами, а также образует самостоятельные выделения в кварце и латеритной коре выветривания. Золото в кристаллах обычно тонкое – мелкое, достаточно распространено. Источником такого типа золота могут являться высокотемпературные метасоматиты (в т.ч. грейзены). Вмещающими породами являются амфиболиты протерозойского возраста [4].

Целью данной работы является выделение особенностей распределения радиоактивных элементов во вторичных ореолах рассеяния золота.

Особенность распределения радиоактивных элементов на золоторудных месторождениях может быть использована в качестве поисково-оценочного радиогеохимического критерия, применяемого на стадиях предварительных поисков и поисково-оценочных работ. Гамма-спектрометрические методы, а также оценка концентраций калия, урана и тория, их взаимодействия бывают эффективными в выявлении золотоносных зон [1,3].

Масштаб литохимических поисков по вторичным ореолам рассеяния в пределах участка Амамури 1:25 000; сеть опробования – 200х40 м. Всего отобрано 4148 проб, в том числе 242 контрольных проб, что составило 5,8 % от всего объема литохимического опробования.

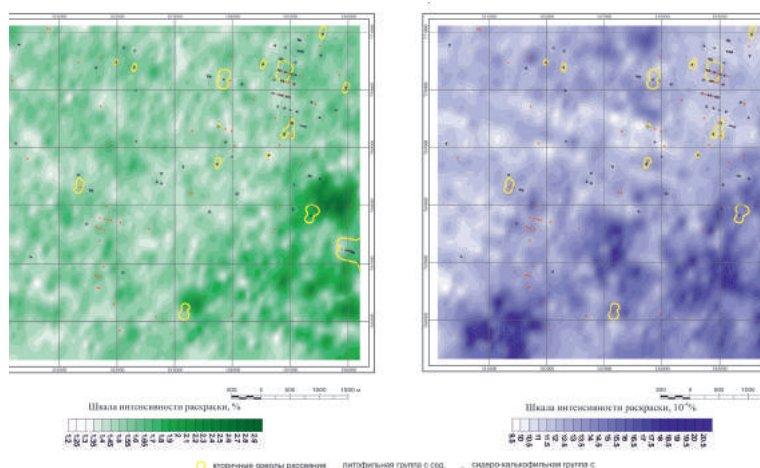
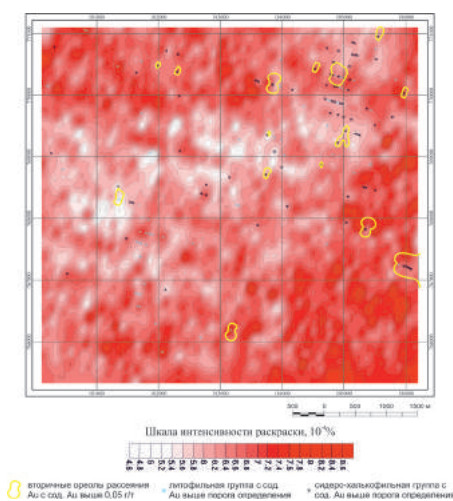


Рис. 1. Вторичные ореолы рассеяния Au наложенные на план изоконцентрат а) калия (%), б) тория ( $10^{-4}\%$ )



На основании имеющихся данных отстроены вторичные ореолы с содержанием золота выше 0,05 г/т (аномальные согласно [2, 5]). Данные ореолы наложены на планы изоконцентрат калия – 40, тория и урана. Результаты представлены на Рис. 1 -2.

По результатам сопоставления ореолов с планами изоконцентрат наглядно видно, что закономерность в распределении золота в корях выветривания и концентрации калия, урана и тория отсутствует. Повышенные содержания золота в полях калия, урана и тория может коррелирует как с повышенными, так и пониженными значениями радиогеохимических полей.

Рис. 2. Вторичные ореолы рассеяния Au наложенные на план изоконцентрат урана ( $10^{-4}\%$ )

### Литература

1. Буланов В.А., Сизых Н.В. Прогнозная гамма-спектрометрическая оценка перспективности золоторудных месторождений // Геология, поиски и разведка месторождений рудных полезных ископаемых: Межвузовский сборник науч. трудов. – Иркутск: ИГТУ, 2003. – Вып. 26. – С. 34–46.
2. Калинин Ю.А. Золотоносные коры выветривания юга Сибири / Ю.А.Калинин, Н.А. Росляков, С.Г. Прудников ; отв. ред. : А.С. Борисенко, В. И. Лебедев ; Ин-т геологии и минералогии СО РАН, Тувинский ин-т комплексного освоения природных ресурсов. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2006. – 339 с. – ШЫИТ 5-9747-0040-6 (в пер.)
3. Мичурин С.В. О связи тория и золота в рифейских отложениях башкирского антиклиналя // Геологический сборник: Юбилейный выпуск. – Уфа, 2011. – С. 208-215.
4. Овчарова Е.С., Кучеренко А.А., Фомин В.Ю. «Отчет о выполнении прогнозно-поисковых работ на участке Амамури Кооперативная Республика Гайана» по состоянию 20.07.2016 г.- г. Москва, 2016.
5. Портнов А.М. Радиогеохимический поиск руды // Природа, 1984. - №5. С. 99-105.

СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ ГРАНИТОИДОВ БАЯНХОНГОРСКОГО МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОГО ПОЯСА

В.И. Романов

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Баянхонгорский металлогенический пояс, располагающийся в Центральной Монголии, включает в себя палеозойскую систему зон субдукций. В строении пояса принимают участие следующие зоны: Байдраг, Бурд Гол, Баянхонгор, Дзаг и Хангай. Дуговой магматизм Баянхонгорского района характеризуется большим преобладанием гранитоидов ильменитовой серии и магнетитовой серии раннепалеозойского и позднепалеозойского возраста, соответственно. Они сопровождаются множеством гидротермальных месторождений различного типа (порфировые, скарновые и жильные). В пределах Баянхонгорского района располагается множество месторождений золота, меди, вольфрама, железа, элементов платиновой группы и др. Баянхонгорский регион расположен в 600 км к В, ЮВ от г. Улан-Батор, в средней части U-образного блока Тувино-Монгольского микроконтинента (рис.1)



Рис. 1. Положение Баянхонгорского металлогенического пояса в структурах Тувино-Монгольского микроконтинента (складчатая зона, выделенная тонкими линиями), согласно представлениям Силлитоу и др. (1966) по Лэмбу и Бадарч (1977). Т: Тарбагатайский блок, В: Байдрагский блок.

Как было сказано, Баянхонгорский пояс представляет собой палеозойскую систему зон субдукций, в которую входят докембрийские микроконтиненты (Байдраг и Бурд Гол), обдуцированные офиолиты и аккреционные осадочные породы (Баянхонгор и Дзаг, соответственно), а также преддуговые осадочные породы (Хангай) (рис.2).

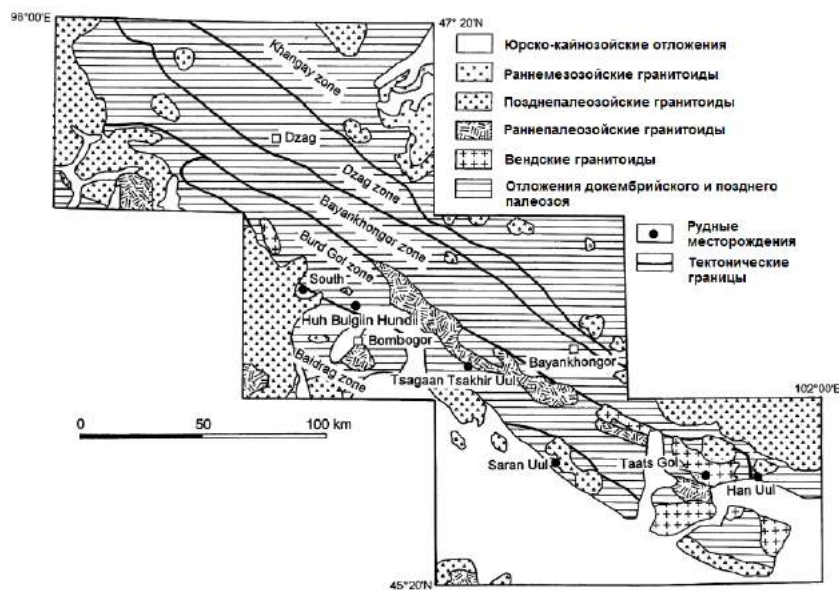


Рис. 2. Размещение рудных месторождений в тектонических структурах Баянхонгорского металлогенического пояса (Тераока, 1996; Такахаси и др. 1998)

Зона Байдраг сложена в основном гнейсами, амфиболитами, чарнокитами и гранитогнейсами. В зоне Бурд Гол преобладают пелитовые сланцы зеленосланцевой фации с псаммитовой глиной и роговиками позднепротерозойского возраста. Пелитовые сланцы состоят из олистолитов метабазальта, известняков, амфиболитов и тонкозернистой глины. Баянхонгорская зона в целом сложена темноцветной глиной, известняком, песчаником и базальтом с подчиненными габбро и серпентинитами протерозой-каменноугольного возраста. В зоне Дзаг и Хангай преобладают тонкозернистые и псаммитовые глины кембрий-ордовикского возраста, а также девонские песчаники и каменноугольные аргиллиты. Все эти породы перекрыты юрскими и меловыми отложениями, сложенные углистыми аргиллитами, песчаниками, конгломератами и поверхностными вулканическими породами. Возраст гранитоидов Баянхонгорского пояса колеблется в широких пределах: протерозой-вендские и раннепалеозойские гранитоиды расположены в пределах зон Байдраг и Бурд Гол; широко проявлены продукты позднепалеозойского гранитоидного магматизма; мезозойские гранитоиды встречаются лишь в пределах зоны Хангай [1].

С. Ишихара, выделивший магнетитовую и ильменитовую серии гранитоидов, показал, что они широко распространены в мезо-кайнозойских орогенных поясах Восточной Азии. Причем магнетитовые серии преобладают в прибрежной части континента, а ильменитовые – на удалении от нее. Однако, стоит отметить здесь, что на Тихоокеанском побережье Америки, наоборот, преобладают ильменитовые гранитоиды. При этом устанавливается четкая связь месторождений полиметаллов, золота, реже меди и молибдена с магнетитовыми гранитами, а гранитоиды ильменитовой серии контролируют положение главным образом оловорудных месторождений и более редких проявлений вольфрама [2].

По данным Такахаси и др. [4] позднепротерозойские и большая часть раннепалеозойских гранитоидов относятся к ильменитовой серии, и частично к магнетитовой серии, и располагаются они на юго-восточной окраине пояса. В позднепалеозойское время в зонах Байдраг и Дзаг шло интенсивное внедрение гранитной интрузии магнетитовой серии, а в зоне Хангай – ильменитовой серии. В юрском комплексе Эжийн Даваа и зоне Хангай распространение мезозойских гранитоидов ограничено. К-Аг метод датировки показал, что металлическая минерализация на месторождениях Южное, Хух Булгийн Хунди, Таац Гол и Хан Уул, расположенных в пределах Баянхонгорского региона, в основном формировалась в каменноугольном и пермском периодах. Следует отметить, что значительная часть Au-Cu месторождений [3], генетически связанных с гранитоидами магнетитовой серии, в основном соотносится с пермским периодом. Таким образом, гранитоиды ильменитовой серии имеют малое отношение к металлической минерализации Баянхонгорского региона. Оруденение по большей части приурочено к пермским гранитоидам магнетитовой серии. Вольфрамовая же минерализация может быть связана как с теми, так и с другими [1]. Вышеуказанные гранитоиды являются возможными источниками россыпных месторождений, широко представленных в регионе.

#### Литературы

1. Watanabe, Y., Turmagnai, D., Byambasuren, D., Oyuchimeg, G., Tsendenbaljir, Y. And Sato, Y. (1999). Geology and K-Ar ages of the South, Huh Bulgiin Hundii, Saran Uul, Taats Gol and Han Uul deposits in the Bayankhongor region, Mongolia. *Resource Geology*, 49, 123-30.
2. Генетические аспекты формирования магнетитовых и ильменитовых гранитоидов (на примере Сихотэ-Алиня)/Г. А. Валуй, В. Г. Моисеенко, А. А. Стрижкова, Е. Ю. Москаленко // Докл. РАН, 2005. т.Т. 405, № 4.- С.507-510.
3. Factors controlling gold deposit, kupferschiefer type in Poland and Tsagaan Tsakhir Uul in Central Mongolia / A. Piestrzynski // *Геохимия та рудоутворення*. - 2009. - № 27. - С. 42-43.
4. Takahashi, Y., Oyungerel, S., Naito, K. and Delgertsogt, B. (1998) The granitoid series in Bayankhongor area, central Mongolia. *Bull. Geol. Surv. Japan*, 49, 25–32.

**ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И  
ВОЗМОЖНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТАЛЛОВ НА ПРИМЕРЕ  
ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Е.Ю. Чукарин**

*Научный руководитель В.А. Домаренко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Материалом исследования послужил образец керна скважины №501П Орехово-Ермаковского месторождения баженовской свиты (абсолютная отметка ~ 2400 м).

Площадь Орехово-Ермаковского месторождения нефти и газа расположена в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области к югу от г. Мегион и в 65 км на юго-запад от г. Нижневартовска [1]. Месторождение находится в районе с хорошо развитой инфраструктурой. В 35 км от месторождения пролегает трасса нефтепровода Нижневартовск-Омск, вблизи проходит железная дорога Нижневартовск-Тюмень. Ближайшие разрабатываемые месторождения - Ватинское, Мегионское, Мыхпайское, Самотлорское, Южное. Нижневартовск имеет ежедневное железнодорожное и авиасообщение с областным центром, а в период навигации еще и водное.

Низкопроницаемые коллекторы – коллекторы с низкой проницаемостью (плотные), такие как сланцы, плотные песчаники, известняки [4]. Проницаемость таких коллекторов ниже 0,1 – 0,05 мкм<sup>2</sup>. В эту группу входят: 1) песчаные коллекторы с проницаемостью менее 0,05 мкм<sup>2</sup>; 2) глинодержащие коллекторы; 3) со слабоденитруемые зонами низкопроницаемых коллекторов; 4) низкодебитные пласты-коллектора.

Существуют различные формулировки определения для нефти низкопроницаемых пород (Tight oil): 1. Департамент энергетики Соединенных Штатов Америки - это нефть, производимая из нефтяных сланцев, или других крайне низко-проницаемых пород, горизонтальным бурением и мультистадийным гидроразрывом пласта [3]. 2. Международное энергетическое агентство - это нефть, добываемая из сланцевых плесев, или другой очень низкопроницаемой породы, технологиями, сходными с теми которые используются при добыче сланцевого газа, такими как: горизонтальные скважины, мультистадийный гидроразрыв пласта.

В качестве примера была разобрана поисковая скважина №501П [2]. Данные по скважине: 1) Пробуренный забой – 2700 м; 2) 324 мм направление спущено на глубину 54м., зацементировано до устья; 3) 245 мм кондуктор спущен на глубину 900 м., уровень цемента 8 м. от устья; 4) Максимальный угол -3,55 градуса на глубине 1700 м; 5) 146 мм экспл. колонна спущена на глубину 2696 м; 6) В скважине проведен комплекс промыслово-геофизических исследований: радиоактивный каротаж, гамма-каротаж, электротермометр в масштабе 1:500; 1:200 в интервале 5-1650-2637,6 м; 7) Пластовое давление гидростатическое.

Данные о нефтенасыщенных коллекторах: 1) пласты группы АВ<sub>1,2</sub>, - вскрыты в интервале 1701-1784 м. По данным промыслово-геофизических исследований коллектора с удельным сопротивлением от 2,2 до 4,6 ом. и L пс от 0,18 до 0,99 интерпретируется как «пн» и нефть при отдаче. Отобран керн с интервала 1730,6-1747,0 м. Керн, отобранный с интервала 1733,4-1734,7 м характеризуется пятнистым содержанием нефти; 2) пласт ЮВ, вскрыт в интервале 2445,6.0-2481,0 м. По данным промыслово-геофизических исследований коллектор с удельным сопротивлением от 3,6 до 13,7 ом. и L пс от 0,44 до 0,82 интерпретируется нефтенасыщенным до глубины 2452,2 м. Произведен отбор керна в интервале 2445,0-2470,7 м. До глубины 2452,0 м песчаники нефтенасыщенные и с признаками УВ.

Керн представлен глинистым сланцем темно-серым до черного. В открытом стволе при бурении проведено испытание интервала 2583-2663 м. пластоиспытателем комплексом испытательного оборудования. Получен приток фильтрата бурового раствора средним дебитом - 5,3 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии - 147,4 атм. Пластовое давление составило 281,59 атм.

При изучении образца керна были использованы следующие анализы: макро- и микроскопическое образца и шлифа, рентгеноструктурный анализ, сканирующая электронная микроскопия.

Результаты макрокопического описания: порода имеет темно-серый цвет. Для нее характерна мелкозернистая структура, со сланцеватой, плотной текстурой (рис. 1).



*Рис. 1. Фото №1 керна со скважины №501П Орехово-Ермаковского месторождения*

Результаты микроскопического описания: основная масса сложена мусковитом (50%), кварцем (25%), альбитом (10%), органикой (10%) и рудным минералом (5%). Альбит представлен длинно- и короткопризматическими, изометричными, таблитчатыми кристаллами правильной формы. Органика

представлена длиннопризматическими агрегатами, которые при скрещенных николях наблюдаются в черном цвете. Рудный минерал (?) имеет в основном форму квадрата. Представлен, предположительно, пиритом и сидеритом (рис.2).

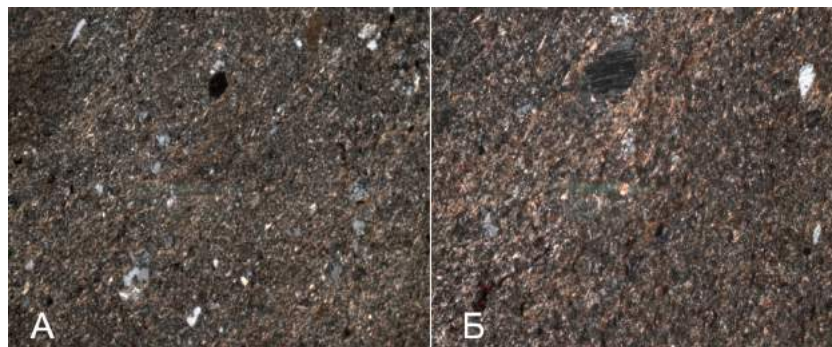


Рис.2. А - фото шлифа при скрещенных николях, в верхней части наблюдается агрегат рудного минерала (предположительно, пирита).

Б - Фото шлифа при скрещенных николях, в верхней части наблюдается агрегат плагиоклаза (альбита)

Результаты рентгеноструктурного анализа: при помощи программы EVA получили дифрактограмму (рис.3), по которой были определены следующие минералы: кварц, клинохлор, мусковит, каолинит, альбит, галенит, сфалерит, халькопирит.

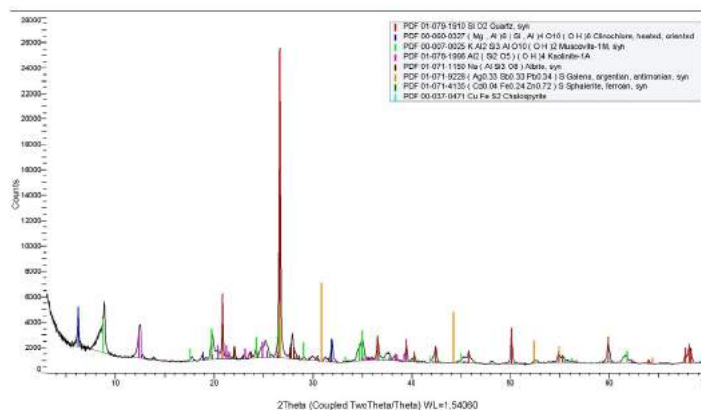


Рис.3. Дифрактограмма исследуемого состава пробы

Результаты электронной микроскопии: был исследован шлиф, в котором были найдены зерна с редкоземельными элементами (рис.4), также найдены зерна халькопирита, сфалерита, галенита.

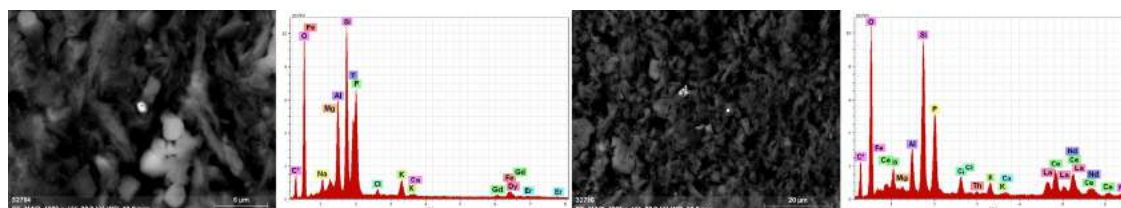


Рис. 4. Сканирующий электронный микроскоп - зерна с редкоземельными элементами

#### Литература

1. Газпромнефть-Хантос [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://hm.gazprom-neft.ru/about/>. – О предприятии (дата обращения: 06.08.2016).
2. Дело скважины №501П. – 147 с.
3. ИНЭИ РАН [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://www.eriras.ru/files/spravka\\_slanc\\_njeft.pdf](https://www.eriras.ru/files/spravka_slanc_njeft.pdf). – Нефть сланцевых плеев - новый вызов энергетическому рынку? (дата обращения: 06.08.2016).
4. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. – М: МО МАНПО, 2000. – 525 с.

**О ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ СЛАНЦЕВЫХ  
ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ**

**К. Ю. Чучалина**

*Научный руководитель доцент В.А. Домаренко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

«Трудноизвлекаемые запасы», «сланцевые» углеводороды прочно вошли в лексикон нефтяников. Для разработки таких объектов требуются новые подходы и инновационные технологии. Основной рецепт, сотворивший сланцевую революцию в США, является многостадийный гидроразрыв пласта. Как известно, метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) активно применяется на месторождениях Западной Сибири, крупнейшей нефтегазоносной провинции мира с площадью более 1 млн. км<sup>2</sup>. В её пределах особую роль играет нефтематеринская баженовская свита. Кроме огромных ресурсов углеводородов отложения баженовской свиты характеризуются аномальными концентрациями урана, молибдена, ванадия и других микроэлементов [2]. В перспективе баженовиты Западно-Сибирской плиты могут стать потенциальным источником широкого круга полезных ископаемых, в том числе урана, ресурсная база которого в России сосредоточена в четырех урановорудных районах (Зауральский, Витимский, Стрельцовский и Эльконский) и не обеспечивает потребности РФ в этом виде сырья. Однако по данным [Рихванов, Усольцев, Ильенок, Ежова, 2015, с. 52-60] ресурсный потенциал урана только баженовской свиты в разы превосходит суммарные ресурсы урановорудных провинций мира. Проблема заключается в отсутствии с одной стороны, технологии добычи его с глубин более 1,5 км, а с другой – его извлечения из углеродсодержащих пород.

Объединение усилий специалистов нефтяников и уранщиков позволит решить эту проблему с минимальными затратами труда, времени и средств.

Решение проблемы, как нам кажется, заключается в следующем:

Как известно, основным методом интенсификации притока трудноизвлекаемых ресурсов является гидроразрыв пласта, эффективность разработки достигается за счет увеличения площади дренирования скважины посредством создания крыльев трещин, которые позволяют гидродинамически сообщить проницаемые пропластки в высокорасчлененном разрезе. Метод ГРП заключается в создании в продуктивном пласте искусственных трещин высокой проводимости путем закачки в пласт жидкости под давлением, превышающим минимальное региональное горное напряжение, и заполнения созданных трещин, закрепляющим зернистым материалом – проппантом. В качестве рабочей жидкости ГРП обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, в том числе техническую или пластовую воду, к тому же солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть [1].

В качестве примера приведем характеристики низкопроницаемых коллекторов Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного в юго-восточной части полуострова Ямал – в 250 км от Надыма, в 30 км от побережья Обской Губы. Добываемый здесь новый сорт нефти, получивший название Novu Port, по своим свойствам относится к категории средней плотности с меньшим содержанием серы (около 0,1%), чем в марке Brent. В процессе эксплуатации выявлено закономерное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород с глубиной: пористость и проницаемость уменьшается в направлении от апт-альбских отложений к пластам новопортовской толщи и далее к среднеюрским (пласты Ю<sub>2-6</sub>) и нижнеюрским (пласты Ю<sub>11</sub><sup>1</sup> – Ю<sub>11</sub><sup>3</sup>) отложениям.

Для повышения нефтеотдачи на месторождениях углеводородного сырья Западной Сибири в качестве химических реагентов применяют гуаровую смолу и её производные - гидроксипропилгуар и карбоксиметил-гидроксипропилгуар. В качестве тампонирующего материал наиболее эффективным и недорогим является молотый кварцевый песок. Химические реагенты, используемые в процессе гидроразрыва пласта, включают деструкторы жидкостей гидроразрыва - энзимы, инкапсулированные энзимы, персульфаты (натрия, аммония), активированные персульфаты, инкапсулированные персульфаты и высокотемпературные окислители, кроме того при большинстве гидроразрывов используются поверхностно-активные вещества. В настоящее время основным методом интенсификации притока углеводородов из карбонатных объектов является применение различного вида кислотных обработок. В качестве кислот применяют соляную кислоту HCl 8–15%-ной концентрации, растворяет карбонатные породы (известняки, доломиты), а также загрязняющие частицы, плавииковую кислоту HF в смеси с соляной, которая предназначается для воздействия на песчаники, а также для удаления глинистого раствора, уксусную кислоту CH<sub>3</sub>COOH, добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы. Также используют концентрированную серную кислоту H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, с помощью которой снижается вязкость нефти и увеличивается дебит скважины. Угольная кислота применяется для воздействия на породы, содержащие карбонаты кальция и магния, а также асфальто-смолистые отложения [3].

На Новопортовском НГКМ состав химического реагента представлен: биоцид, Formic Acid/Муравьиная кислота, WCS/Стабилизатор глин, WNE/Понизитель трения, DBXL/Сшиватель, брейкер WBCap-LT, WGB/Брейкер, Сшиватель WGXL.

Нам представляется, что применяемые агрессивные реагенты, улучшающие емкостные свойства пласта попутно должны выщелачивать металлы, которые вместе с нефтью будут выдаваться «не гора», с одной стороны, а с другой стороны, нефтедобытчики попутно подготавливают благоприятную среду для подземного выщелачивания металлов, в том числе дешевого урана, из истощенных нефтематеринских пород. Использование отработанных скважин нефтяников позволит в разы удешевить попутную добычу радиоактивных металлов.

Строительство горизонтальных скважин с множественными ответвлениями, получивших в нефтяной отрасли

название «рыбья кость» (fishbone), позволит не только повысить нефтедачу пласта, обеспечить равномерную разработку пласта, но и добыть металл.

**Литература**

1. Гидравлический разрыв пласта (ГРП): сайт Neftegaz.RU 2. — 2000. [Электронный ресурс]. — URL: [http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP) (дата обращения: 05.01.2017).
2. Рихванов Л. П. , Усольцев Д. Г. , Ильенок С. С. , Ежова А. В. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований // Известия Томского политехнического университета. - 2015 - Т. 326 - №. 1. - С. 50-63.
3. Методы воздействия на призабойную зону пласта. [Электронный ресурс]. — URL: <http://mldd.lcg.tpu.ru/mod/resource/view.php?inpopup=true&id=486> (дата обращения: 07.01.2017).

**ПРОЯВЛЕННОСТЬ ШЛИХОВЫХ ОРЕОЛОВ ЗОЛОТА В РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЯХ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО РУДНОГО ПОЛЯ АМАМУРИ (РЕСПУБЛИКА ГАЙЯНА)**

**Ю.С. Юрьева**

*Научный руководитель доцент В. А. Домаренко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

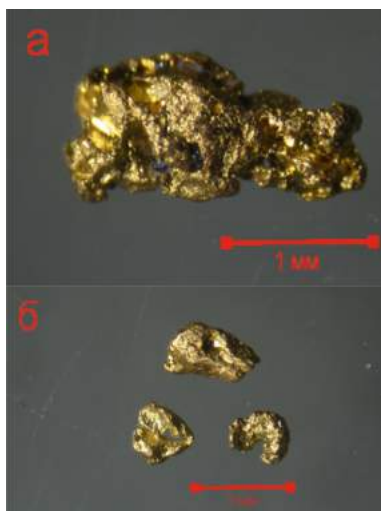
Рудопроявление Амамури расположено в северо-восточной части участка Амамури, вытянуто на 2,6 км вдоль серии тектонических нарушений С и ССВ ориентировки. Участок «Амамури» расположен на севере округа Куюни-Мазаруни северо-западной части Кооперативной республики Гайана. Рельеф местности – переходный от высокого пластово-равнинного плоскогорья к низкому цокольно-всхолмленному плоскогорью: мелкогорно-холмистый, пологоволнистый с невысокими (до 260 м) холмами [2].

В геологическом строении площадь «Амамури» расположена в пределах северной окраины Гвианского кристаллического массива (щита), сложенного, преимущественно, гранитами, гнейсами и кристаллическими сланцами раннего протерозоя (около 2 млрд. лет).

Одним из основных структурных элементов Гвианского щита является гранит-зеленокаменный комплекс Birimian, в который входит надгруппа зеленокаменных поясов Varama-Mazaruni. Зеленокаменные породы надгруппы Varama-Mazaruni и гнейсы архей-протерозойского возраста прорваны интрузиями гранитов Trans-Amazonian серии, а также основными и ультраосновными породами ранне-среднего протерозоя. Фация метаморфизма пород зеленокаменного пояса, преимущественно, амфиболитовая. В горах и на высоких плато Сьерра Пакарайма фрагментарно перекрываются мощным осадочно-вулканогенным платформенным чехлом формации Роайма среднего протерозоя [3].

Вмещающими породами являются амфиболиты протерозойского возраста. Рудоносными - кварц-серицитовые сланцы и метаэффузивы в зонах метасоматического окварцевания. Рудопроявление фиксируется в виде ореола аномальных содержаний золота по площадному геохимическому опробованию, в штучных пробах, при шлиховом опробовании русел ручьёв и сухих временных водотоков, в поисковых канавах и траншеях, шурфах и картировочных скважинах. Мощность рудных интервалов колеблется от 1 до 6,1 м, содержание золота в бороздовых пробах составляет от 0,16 до 7,8 г/т.

Основными минералами шлихов с переменным соотношением являются кварц, черные оксиды, гидроксиды железа, пирит, эпидот, амфибол, циркон, рутил, анатаз, топаз, турмалин. Золото на данном участке весьма мелкое и тонкое, но также встречается мелкое и среднее. Золото представлено отдельными кристаллами, кристаллическими сростками, формы выделения трещинно-прожилковые и смешанные, не исключены и комковатые частицы (Рис. 1).



*Рис. 1. Полуокатанное комковидно-ячеистое (а), идиоморфное и гемидиоморфное (б) золото с прерывистой коррозией уч. Амамури шлих 4157*



По окатанности, золотины встречаются от неокатанной до полуокатанной степени. Средне и хорошо окатанные золотины отмечаются редко только среди крупного золота.

Определение пробности отдельных золотины методом пробирного камня с порошковыми эталонами показало, что пробность остаточного золота варьирует от 830‰ до 930‰ с коррозийной оболочкой 970‰, встречается вторичное «хрупкое» золото пробности 800‰ [2].

Результаты минералогических исследований шлифов и математической обработки аналитических данных явились основой для составления шлиховых карт. Шлиховые карты предназначены для наглядного представления о пространственном размещении в разновозрастных рыхлых отложениях генетических типов полезного компонента (в нашем случае золота) и их спутников, выявить контуры и установить связь с коренными образованиями [1].

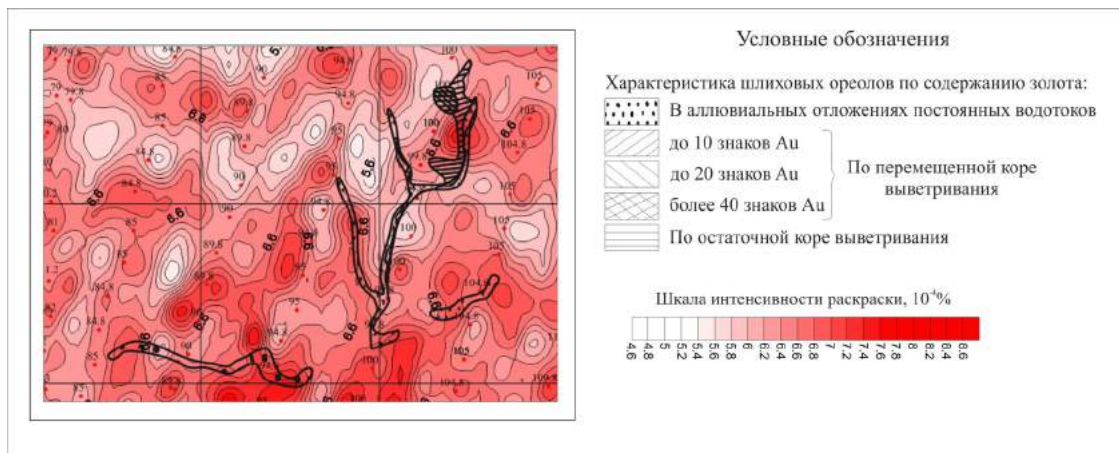
На шлиховую карту фактического материала были вынесены все материалы, собранные в процессе выполнения шлиховых поисков. Содержание золота в шлиховых пробах было вынесено в виде секторных диаграмм.

Ореольная шлиховая карта отражает динамику движения полезного ископаемого от коренного источника к пониженным участкам рельефа, где создаются шлиховые аномалии. Таким образом, были выделены экзогенные ореолы по генетическому типу рыхлых отложений. Выделены ореолы трех типов: в аллювиальных отложениях постоянных водотоков, по перемещенной коре выветривания и по остаточной коре выветривания.

При сопоставлении карты ландшафтного районирования и выделенных шлиховых ореолов можно сделать вывод о приуроченности ореолов к областям трансаккумулятивного ландшафта, которые распространены в понижениях и равнинных частях рельефа.

Особенность распределения радиоактивных элементов на золоторудных месторождениях могут использоваться в качестве поисково-оценочного радиогеохимического критерия, который используется на стадиях предварительных поисков и поисково-оценочных работ. Гамма-спектрометрические методы, а также оценка концентраций калия, урана и тория, их взаимодействия бывают эффективными в выявлении золотоносных зон.

Радиогеохимические поля потенциального рудного поля Амамури по трем элементам (каждого в отдельности) - калий, торий, уран, были сопоставлены с проявленностью шлиховых ореолов по содержанию золота и характеру отложений. Закономерности в распределении шлихового золота и концентрациями калия и тория не обнаружено, поскольку поля и ореолы имеют произвольное соотношение. Так, один шлиховой ореол в полях калия и тория может попадать как в повышенные, так и пониженные части радиогеохимических полей. Другая ситуация наблюдается при сопоставлении шлиховых ореолов с концентрациями урана (Рис. 2).



**Рис. 2. Фрагмент плана изоконцентрат урана (10<sup>-4</sup>%) и ореолов по результатам шлихового опробования**

Шлиховые ореолы по содержанию золота в аллювиальных отложениях постоянных водотоков в большинстве случаев приурочены к повышенным концентрациям урана (7\*10<sup>-4</sup>% - 8,6\*10<sup>-4</sup>%).

#### Литература

1. Захарова Е.М. Шлиховой метод поисков полезных ископаемых: Учеб. пособие для техникумов. - М: Недра, 1989. – 160 с.
2. Овчарова Е.С., Кучеренко А.А., Фомин В.Ю. «Отчет о выполнении прогнозно-поисковых работ на участке Амамури Кооперативная Республика Гайана» по состоянию 20.07.2016 г.- г. Москва, 2016.
3. Сорокин А.Б., Филин А.И., Кожевникова Е.Г. Отчет по поисково-рекогносцировочным работам, проведенным DiamGold Inc. В Кооперативной Республике Гайана на концессиях D-15, D-17 в марте-мае 2012 г. Гайана, 2012.

**СЕКЦИЯ 12**  
**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**РАЗРАБОТКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗМЫВА ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ПРИ**  
**КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

**А.П. Аладьев, Г.А. Казаров**

*Научный руководитель доцент И.А. Пахлян*

*Армавирский механико-технологический институт (филиал)*

*Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

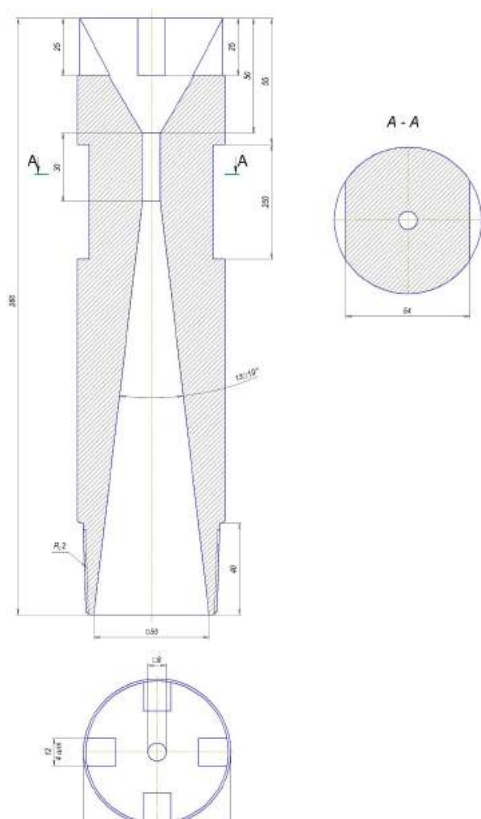
Нефть, газ и продукты их переработки оказывают огромное влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства России, на повышение материального уровня жителей страны. В условиях нынешней экономики предприятия бурения, добычи и переработки нефти и газа, а также предприятия, специализирующиеся на реализации продуктов их переработки, являются бюджетообразующими не только для ряда городов и регионов, но и страны в целом, обеспечивая свыше 25 % валового внутреннего продукта Российской Федерации.

Одной из основных проблем недропользователей является проблема проведения эффективного капитального ремонта, а именно изоляционно-ликвидационных работ по скважинам.

Для сокращения затрат времени на разрушение глинисто-песчаной пробки на забое скважины при ликвидационных работах предлагается усовершенствование технологии размыва глинисто-песчаной пробки с забоя скважин за счет использования кавитационного и гидродинамического устройств для интенсивного разрушения пробки.

Анализ проводимых в скважине работ по разрушению песчаных пробок при осуществлении изоляционных работ показал, что очистка забоя скважин от песчаных пробок является сложнейшей задачей. Процессы разрушения пласта и выноса механических примесей в ствол скважины, происходят в результате действия ряда геологических, технико-технологических, физико-химических и механических факторов. А на ряду с такими осложнениями, как выпадение и отложение солей из попутно добываемых вод, а также асфальтено-смоло-парафинистых составляющих нефти, формируются очень плотные глинисто-песчаные пробки с частичным или полным перекрытием интервала перфорации и их удаление является важной проблемой при ремонте и освоении скважин.

Задачей разработки является упрощение способа осуществления разрушения песчаной пробки, повышение надежности работы установки, повышение эффективности проводимых работ по разрушению песчаных пробок в скважинах при изоляционно-ликвидационных работах.



**Рис.1. Гидродинамическое устройство для скважин с обсадной колонной Ж**

Работа данного устройства в скважине ускоряет процесс размыва пробки, повышает эффективность проводимых работ по разрушению песчаных пробок.

На рисунке 3 представлена принципиальная схема для реализации предлагаемой технологии удаления уплотненной глинисто-песчаной пробки в ликвидируемой скважине.

Сущность технологии заключается в том, что на колонне насосно-компрессорных труб (60, 73 или 89 мм) до песчаной пробки спускают в скважину кавитационное или гидродинамическое устройство, заменяющее собой «косой срез». Внутри устройства расположен профилированный канал, который формирует траекторию истечения рабочей жидкости и генерирует кавитационное истечение, разрушающее и размывающее песчаную пробку. Это происходит за счет гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй, а также амплитудных и частотных колебаний, возникающих при истечении высоконапорных кавитационных струй.

Технические характеристики: наружный диаметр 60, 73 мм; номинальный перепад давления 3–12 МПа; номинальная подача – 3,0–10,0 л/

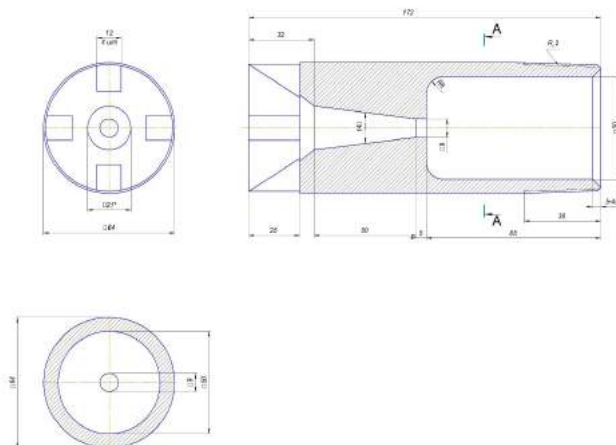


Рис.2. Кавитационное устройство для скважин с обсадной колонной Ж

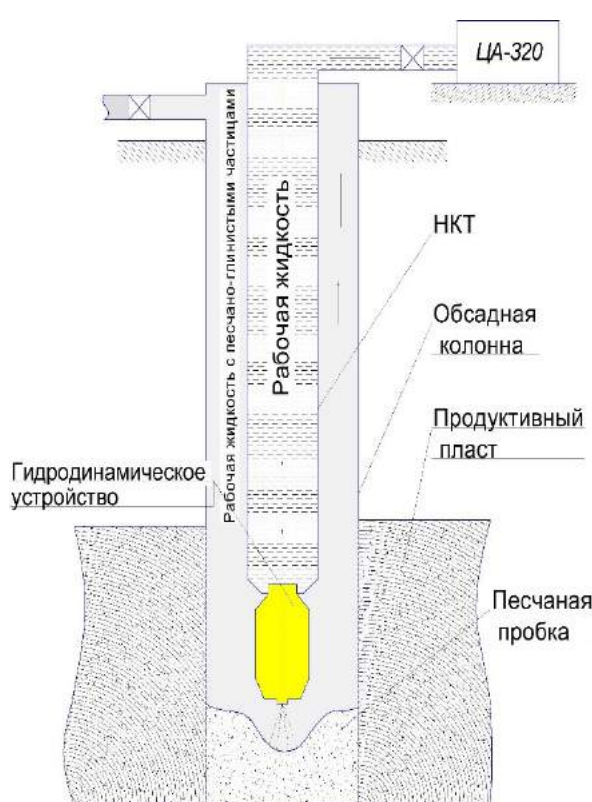


Рис.3. Принципиальная схема удаления уплотненной глинисто-песчаной пробки в скважине

В процессе возбуждения кавитации жидкостная среда под напором поступает в генератор кавитации, пройдя внутреннюю цилиндрическую поверхность, поток жидкости ускоряется и попадает в коническую поверхность с углом раскрытия канала  $13-14^\circ$ , при этом достигается очень резкое увеличение скорости потока рабочей среды с возникновением локального разрыва сплошности потока с образованием полостей и каверн, заполненных паром и газом. Как результат, поток выносит полости и каверны за пределы размывочного устройства, полости и каверны схлопываются, создавая гидравлические удары и, как следствие, вибрацию в песчано-глинистой пробке. Поскольку описанные выше процессы происходят многократно, мгновенно и, как правило, через равные периоды времени, и сопровождающие их звуковые волны, гидравлические удары приводят к гармоничным явлениям, резонансу с большой разрушающей силой песчано-глинистой пробки, т.е. песчаная пробка разрушается не только гидравлическим размывом, но и глубоким многократным встряхиванием для полного разрушения ее сцементированной структуры, что способствует более интенсивному разрушению песчаной пробки в скважине.

#### Литература

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Пахлян И.А. Совершенствование технологии и модернизация погружного эжекционного оборудования для очистки забоя скважин от глинисто-песчаных пробок// Инженер-нефтяник/ / Общество с ограниченной ответственностью «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – №3. – С. 51–52.
3. База данных «Техника и технологии гидродинамической очистки нефтепромыслового оборудования от отложений». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2016621297 Дата регистрации в фед. органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 21.09.2016 года. Авт. Аладьев А.П., Казаров Г.А., Пахлян И.А., Омелянюк М.В.
4. База данных «Техника и технология ликвидации глинисто-песчаных пробок в добывающих скважинах». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2016621298 Дата регистрации в фед. органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 21.09.2016 года. Авт. Аладьев А.П., Казаров Г.А., Пахлян И.А., Омелянюк М.В.

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «М»**

**И. Банчу**

*Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Цель данного исследования – расчет состава пластового газа и потенциального содержания  $C_{5+}$ , определение физико-химических характеристик дегазированного конденсата. Результаты получены на основе исследования проб нестабильного конденсата, газа сепарации, дегазированного конденсата.

Физико-химическое исследование пластового флюида проводилось на основе проб нестабильного конденсата, газа сепарации, дегазированного конденсата, полученных при промысловых исследованиях скважины X месторождения М. Промысловые газоконденсатные исследования скважины проведены с использованием передвижного тест-сепаратора, установленного на устье скважины, и являющегося частью комплекса для исследования и освоения скважин. Физико-химические, хроматографические исследования и обработка данных выполнялись в лаборатории с использованием средств измерений и испытательного оборудования совместно со специалистами ООО «ОЙЛТИМ Экосервис».

Для определения компонентного состава газов и конденсатов применялись три хроматографических аппаратно-программных комплекса «Хроматэк-Кристалл 5000.2» настроенных в зависимости от целей исследования пластового флюида. В данной лаборатории «Хроматэк-Кристалл 5000.2.» служит для определения:

- компонентного состава дегазированного конденсата методом имитированной дистилляции по ASTM D 2887-13.

- детального углеводородного состава дегазированного конденсата до  $C_{13}$  по ГОСТ Р 52714-2007.
- компонентного состава природного газа по ГОСТ 31371.7-2008.

Для разгазирования нестабильного газового конденсата использовалось следующее оборудование:

- газометр «VINCI TECHNOLOGIES» (Франция) объемом 10 000 см<sup>3</sup>;
- flash-сепаратор «VINCI TECHNOLOGIES» (Франция) с термостатируемой измерительной емкостью;
- двухплунжерный насос высокого давления «ЛН-800-100» (Россия);
- плотномер «ANTON PAAR 4500M» с внешней измерительной ячейкой высокого давления DMA HP (Австрия).

Основные результаты промысловых исследований с использованием малогабаритной термостатирующей сепарационной установки представлены в таблице 1, параметры комплекса для исследования и освоения скважин представлены в таблице 2.

**Таблица 1**

**Результаты промысловых исследований на малогабаритной термостатируемой сепарационной установке**

Режим / Степень открытия регулирующей задвижки, %	Параметры сепарации					Р <sub>заб</sub> <sup>7</sup> , МПа	Параметры на устье	
	Р, МПа	Т, °С	Q газа сепарации, м <sup>3</sup> /сут	Q нестабильного конденсата, см <sup>3</sup> /сут	Конденсатогазовый фактор по нестабильному конденсату см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		Р, МПа	Т, °С
Эксплуатационный / 37	4,57	17,7	1164,9	1025,4	0,880	12,3	10,6	23,5
1 режим / 23	4,41	2,1	1195,6	943,4	0,789	12,4	10,8	20,1
2 режим / 46	4,41	4,4	1133,4	822,7	0,726	12,3	10,4	24,0

**Таблица 2**

**Параметры и результаты промысловых исследований на передвижном комплексе исследования и освоения скважин**

Режим	Р, МПа	ρ, кг/см <sup>3</sup>	Т, °С	Q газоконденсатной смеси, тыс.м <sup>3</sup> /сут
Эксплуатационный	9,24	94,2	19,8	221,410
1 режим	9,16	93,4	15,4	123,490
2 режим	9,24	94,2	21,0	264,878

На основе промысловых данных и лабораторных исследований было произведено обобщение результатов исследований пластового флюида на эксплуатационном режиме работы скважины. Основные результаты газоконденсатных исследований скважины X приведены в таблице 3.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Таблица 3**

**Основные результаты промысловых исследований скважины X**

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
Дебит при стандартных условиях			
газа сепарации, м <sup>3</sup> /сут	1164,91	1195,61	1133,42
нестабильного конденсата, см <sup>3</sup> /сут	1025,45	943,43	822,71
Конденсатогазовый фактор (по нестабильному конденсату), см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,880	0,789	0,726
<b>Свойства газа сепарации малогабаритной термостатируемой сепарационной установки</b>			
	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
молекулярная масса, г/моль	16,25	16,25	16,25
плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	0,676	0,676	0,676
молярная доля газа сепарации в пластовом газе	0,99988	0,99988	0,99989
Содержание C <sub>5+</sub>			
на пластовый газ, г/м <sup>3</sup>	2,208	2,108	1,908
на газ сепарации, г/м <sup>3</sup>	2,209	2,108	1,909
на «сухой» газ, г/м <sup>3</sup>	2,209	2,109	1,909
молярная доля «сухого» газа в пластовом газе	0,99954	0,99955	0,9996
молярное соотношение газа сепарации к «сухому» газу	1,00034	1,00033	1,0003
газосодержание нестабильного конденсата, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	21,19	35,35	40,74

Результат расчета критических параметров газа сепарации и пластового газа представлен в таблице 4.

**Таблица 4**

**Критические параметры газа сепарации и пластового газа скважины X**

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46	37	23	46	
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим	
Флюид	Газ сепарации малогабаритной термостатируемой сепарационной установки			Пластовый флюид			
Плотность при 760 мм, и 20°С, кг/м <sup>3</sup>	0,676	0,676	0,676	0,677	0,677	0,676	
Относительная плотность по воздуху	0,561	0,561	0,561	0,562	0,562	0,561	
Критические параметры							
Т <sub>кр</sub>	°К	191,43	191,45	191,91	191,47	191,97	191,94
Р <sub>кр</sub>	МПа	4,584	4,585	4,596	4,584	4,595	4,595
Условия сепарации							
Т <sub>сеп.</sub>	°С	17,66	2,14	4,43	-	-	-
Р <sub>сеп.</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	46,6	45,0	45,0			
Условия устья							
Т	°С	-	-	-	23,54	20,04	24,02
Р	кгс/см <sup>2</sup>				107,8	110,32	105,87

В результате физико-химических исследований пластового флюида месторождения М произведен расчет состава пластового газа и потенциального содержания углеводородов C<sub>5+</sub>, определены физико-химические характеристики пластового флюида (таблица 5). С учетом результатов промысловых исследований выполнена математическая рекомбинация состава пластового газа, рассчитано потенциальное содержание углеводородов C<sub>5+</sub> в составе пластового газа.

Таблица 5

**Характеристика пластового флюида по режимам скважины X**

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
Содержание компонентов в пластовом флюиде, % мольн.			
Метан	98,773	98,763	98,780
Углеводороды C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	0,721	0,732	0,720
Азот	0,364	0,363	0,363
Углекислота	0,089	0,091	0,089
Гелий	0,007	0,007	0,007
Водород	0,000	0,000	0,000
Потенциальное содержание углеводородов C <sub>5+</sub> в составе пластового газа, г/м <sup>3</sup>	2,208	2,108	1,908
Плотность дегазированного конденсата, кг/м <sup>3</sup>	829,90	826,00	829,50
Молярная масса дегазированного конденсата, г/моль	161,91	156,87	160,72

Исследования состава пластового газа с помощью малогабаритной термостатируемой сепарационной установки показали, что содержание углеводородов C<sub>5+</sub> в его составе меняется в зависимости от режима в диапазоне 1,91–2,21 г/м<sup>3</sup>. Лабораторное исследование дегазированных конденсатов показало незначительное расхождение в свойствах в зависимости от режима работы скважины.

**ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ БАРАКАЕВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****Н.С. Бельгесова, М.А. Казакова***Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк**Армавирский механико-технологический институт (филиал)**Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

При выделении эксплуатационных объектов на Баракаевском месторождении учтены следующие основные геологопромысловые факторы, характеризующие особенности строения: диапазон нефте- и газонасыщенности по разрезу; глубины залегающих пластов; литологическая характеристика продуктивных отложений; число продуктивных пластов; положение ВНК и ГНК по пластам; совпадение залежей в плане; диапазон изменения коллекторских свойств; величина запасов нефти и газа по пластам, горизонтам; свойства нефти и газа по разрезу; режимы залежей, их возможное изменение; термобарические условия залежей; их продуктивность.

В результате в разрезе месторождения были выделены залежи нефти и газа, приуроченные к юрским отложениям: в келловейском ярусе – II горизонт, в бат-байосском ярусе – горизонты IIIa, IIIb и IIIг. При этом нефтегазонасыщенность двух последних горизонтов рассмотрена совместно, что связано с тем, что при проведении геологоразведочных работ, а также в процессе эксплуатации их объединяли в единый объект. Собственно, в качестве самостоятельных объектов эксплуатации данные залежи и находились в разработке. Таким образом, на месторождении выделено три эксплуатационных объекта – горизонты II, IIIa, IIIг.

На основе выполненного анализа разработки продуктивных отложений Баракаевского месторождения были построены трёхмерные геолого-гидродинамические модели в программном продукте «Eclipse 100» фирмы «Schlumberger», которые позволили сформировать следующие варианты дальнейшей разработки.

Вариант 1 «без изменений» – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный упруговодонапорный, замкнуто-упругий и растворённого газа).

Вариант 2 «мероприятия утверждённого ПТД без разбуривания газовых шапок» – в дополнение к Варианту 1 предусматривается выполнение мероприятий действующего ПТД без разбуривания газовых шапок.

Вариант 3 «полное извлечение запасов нефти и газовых шапок» – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные ГТМ, позволяющие достичь утверждённую нефтеотдачу с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок.

**Горизонт II.**

Вариант 1 – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный упруговодонапорный и растворённого газа). Фонд скважин для бурения отсутствует. Общий фонд скважин – 58, в т. ч. 57 – добывающих нефтяных (из них 7 – действующих, 14 – наблюдательных, 36 – ликвидированных), 1 – газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1033 тыс. т, КИН – 0,403; Квгт – 0,649; Кохв – 0,621; ПСС – 17,2 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 412 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,436.

Вариант 2 – предусматривает мероприятия утверждённого ПТД без разбуривания газовых шапок. Бурение боковых стволов в наблюдательных скважинах – 4 скв.-опер. Общий фонд скважин – 58, в т. ч. 57 – добывающая нефтяная (из них 11 – действующих, 10 – наблюдательных, 36 – ликвидированных) и 1 – газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1077 тыс. т, КИН – 0,421; Квгт – 0,649; Кохв – 0,649; ПСС – 15,3 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 412 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,436.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку

газовых шапок. Бурение боковых стволов – 7 скв.-опер. (в т. ч. 5 скв.-опер. – в наблюдательных скважинах, 1 скв.-опер. – в действующей скважине и 1 скв.-опер. – в ликвидированной скважине). Бурение двух газовых скважин. Общий фонд скважин – 61, в т. ч. 58 – добывающая нефтяная (из них 14 – действующих, 9 – наблюдательных, 35 – ликвидированных) и 3 – газовые (2 – действующие, 1 – в консервации). Накопленная добыча нефти – 1100 тыс. т, КИН – 0,430; Кывт – 0,649; Кохв – 0,663; ПСС – 14,1 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 943 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 1,0.

Горизонт Ша. Вариант 1 – не рассматривался, так как разработка объекта не ведётся.

Вариант 2 – предусматривается выполнение мероприятий действующего проектного документа без разбуривания газовых шапок на смешанном режиме (естественный замкнуто-упругий и растворённого газа). Бурение боковых стволов – 2 скв.-опер. (перевод одной наблюдательной с объекта II и перевод одной ликвидированной с объекта II). Общий фонд скважин – 2 добывающие. Накопленная добыча нефти – 109 тыс. т, КИН – 0,207; Кывт – 0,649; Кохв – 0,319; ПСС – 25,5 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 9 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,021.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок. Бурение боковых стволов – 4 скв.-опер. (перевод двух наблюдательных скважин с объекта II и перевод двух ликвидированных скважин с объекта II). Бурение 2 газовых скважин. Общий фонд скважин – 6, в т. ч. 7 – нефтяных (из них 4 – действующие) и 2 – газовые (действующие). Накопленная добыча нефти – 125 тыс. т, КИН – 0,237; Кывт – 0,649; Кохв – 0,365; ПСС – 19,1 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 446 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 1,0.

Горизонт Швг. Вариант 1 – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный замкнуто-упругий и растворённого газа). Фонд скважин для бурения отсутствует. Общий фонд скважин – 6 добывающих нефтяных (из них 3 – действующие, 2 – наблюдательных, 1 – ликвидированная). Накопленная добыча нефти – 24 тыс. т, КИН – 0,086; Кывт – 0,649; Кохв – 0,133; ПСС – 16,9 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 43 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,066.

Вариант 2 – предусматривается выполнение мероприятий действующего проектного документа без разбуривания газовых шапок. Перевод одной на наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт Швг в 2019 году. Бурение боковых стволов – 2 скв.-опер. (в т. ч. 1 скв.-опер. – из действующей скважины и 1 скв.-опер. – из наблюдательной скважины II горизонта). Общий фонд скважин – 8 добывающих нефтяных (из них 5 – действующих, 2 – наблюдательные, 1 – ликвидированная). Накопленная добыча нефти – 44 тыс. т, КИН – 0,157; Кохв – 0,242; ПСС – 13,0 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 43 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,066.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок. Перевод одной на наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт Швг в 2019 г. Бурение боковых стволов – 5 скв.-опер. (в т. ч. 1 скв.-опер. – из действующей скважины, 2 скв.-опер. – из наблюдательных скважин II горизонта и 2 скв.-опер. – из ликвидированных скважин II горизонта). Бурение четырех газовых скважин. Общий фонд скважин – 15 добывающих нефтяных (из них 8 – действующих, 2 – наблюдательные, 1 – ликвидированная) и 4 газовые (действующие). Накопленная добыча нефти – 67 тыс. т, КИН – 0,237; Кохв – 0,365; ПСС – 10,6 га. Накопленная добыча газовых шапок – 644 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 1,0.

Месторождение в целом. Вариант 1 – является суммой Вариантов 1 по всем эксплуатационным объектам. Общий фонд скважин – 64, в т. ч. 63 добывающие нефтяные (из них 10 – действующих, 16 – наблюдательных, 37 – ликвидированных) и 1 газовая (в консервации). Фонд скважин для бурения отсутствует. Накопленная добыча нефти – 1149 тыс. т, КИН – 0,341. Накопленная добыча газа газовых шапок – 463 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,228.

Вариант 2 – является суммой Вариантов 2 по всем эксплуатационным объектам. Перевод одной наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт Швг в 2019 г. Бурение боковых стволов – 8 скв.-опер. (в т. ч. 6 скв.-опер. – из наблюдательных скважин, 1 скв.-опер. – из ликвидированной скважины и 1 скв.-опер. – из действующей скважины). Общий фонд скважин – 64, в т. ч. 63 добывающие нефтяные (из них 18 – действующих, 9 – наблюдательных, 36 – ликвидированных) и 1 газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1231 тыс. т, КИН – 0,365. Накопленная добыча газа газовых шапок – 463 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 0,228.

Вариант 3 – является суммой Вариантов 3 по всем эксплуатационным объектам. Перевод одной наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт Швг в 2019 г. Бурение боковых стволов – 16 скв.-опер. (в т. ч. 9 скв.-опер. – из наблюдательных скважин, 5 скв.-опер. – из ликвидированных скважин и 2 скв.-опер. – из действующих скважин). Бурение восьми газовых скважин. Общий фонд скважин – 72, в т. ч. 63 добывающие нефтяные (из них 25 – действующих, 6 – наблюдательных, 32 – ликвидированных) и 9 газовых (из них 8 – действующих, 1 – в консервации). Накопленная добыча нефти – 1292 тыс. т, КИН – 0,383. Накопленная добыча газа газовых шапок – 2032 млн. м<sup>3</sup>, КИГ – 1,0.

С учётом текущего состояния разработка эксплуатационных объектов предполагается на смешанном режиме с преобладанием и дальнейшим развитием режима растворённого газа.

Довольно высокая степень выработки извлекаемых запасов (88,9 %) и низкая проницаемость в сочетании с высокой глинизацией пород-коллекторов при небольшом фонде скважин и полном отсутствии соответствующей инфраструктуры, учитывая финансовую затратность возможного процесса ППД, обуславливают нецелесообразность и проблематичность в создании соответствующей системы на Баракаевском месторождении.

Для применения других методов воздействия (физико-химических, газовых), необходимо тщательное изучение эффективности процессов вытеснения в лабораторных условиях, а затем проведение опытных работ. На

настоящий момент времени никаких исследований по определению на кернах остаточной нефтенасыщенности, коэффициентов вытеснения различными агентами по Баракаевскому месторождению не существует.

Учитывая аварийное состояние большого количества скважин, а также резервы по нефтенасыщенной мощности, которые не охвачены дренированием, необходимо предусмотреть восстановление продуктивности ряда скважин, как бездействующих, так и действующих.

Наиболее распространённым мероприятием в подобных обстоятельствах является забуривание боковых стволов в направлении наибольших остаточных подвижных запасов нефти, определяемым на основе созданных геолого-гидродинамических моделей.

### Литература

1. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта. / Нефтепромысловое дело, 2014. – С. 19–23.
2. Пахлян И.А. Современные методы и технологии обработки призабойной зоны пласта. Статья в сборнике трудов конференции / Проблемы геологии и освоения недр. Изд-во «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2003. – С. 561–562.

## АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗОЛЯЦИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

А.В. Большунов

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта (ГРП) является самым эффективным мероприятием по увеличению нефтеотдачи. С увеличением притока флюида к скважине, помимо увеличения добычи нефти, увеличивается добыча жидкости, особенно при проведении повторных ГРП. Проблема снижения обводненности является ключевой проблемой нефтегазовой промышленности, решение этой проблемы приведет к увеличению срока службы насосных агрегатов и снизит нагрузку на оборудование первичного разделения нефти от воды.

Целью данной статьи является привлечение внимания к разработке запасов нефти, сосредоточенных в застойных зонах месторождения, которые не позволяют вовлечь в разработку сложившаяся система гидропотоков. А также обоснование эффективности применения и выбора способов изоляции и ограничения водопритока. В статье рассматривается выбранная группа скважин Тевлинско-Рускинского месторождения и анализируется влияние изоляционных работ на дебит жидкости и нефти после ГРП, обводненности и фазовой проницаемости.

Исследуемый объект X разработки Тевлинско-Рускинского месторождения имеет сложное строение продуктивных горизонтов и 30-летнюю историю эксплуатации. Для проведения работ по ограничению водопритока на исследуемом объекте X используют две технологии: закачка в разграничивающий интервал модификаторов фазовой проницаемости (МФП) и технология изоляции цементно-глиняным кольцом (мостом).

При изоляции пластов с использованием МФП для снижения риска преждевременного обводнения скважин и на высокообводненных скважинах при ГРП применяют реагенты, снижающие относительную фазовую проницаемость по воде. Модификаторы фазовой проницаемости представляют собой смесь полимеров и поверхностно-активных веществ, принцип действия которых основан на изменении смачивающих свойств породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов, полимерная цепь молекулы МФП удлиняется при взаимодействии с водой, а при контакте с углеводородами сжимается, не препятствуя их прохождению.

На объекте X проведено несколько ГРП с использованием технологии МФП. Необходимо отметить, что увеличение объема и удельного расхода МФП на метр эффективной мощности пласта приводит к меньшему уровню обводненности после ГРП.

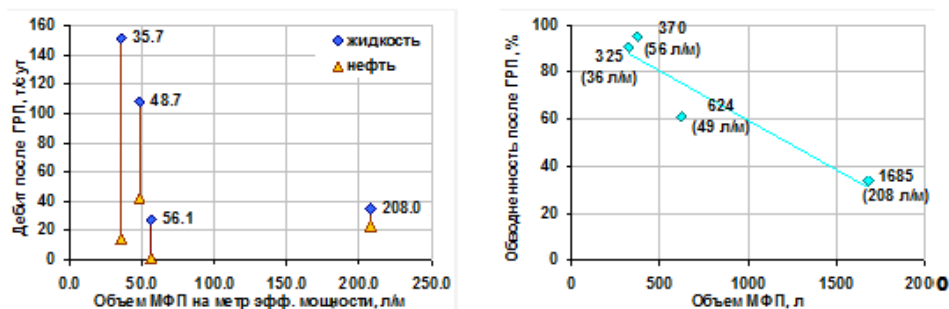


Рис.1. Зависимость дебитов нефти и жидкости после ГРП (а) и обводненности (б) от объема МФП. ГРП с применением модификатора фазовой проницаемости



На низкообводненных скважинах в условиях близкого расположения водонасыщенных/водопромытых интервалов применяют технологию ГРП с использованием составов МФП ClearFrac (Schlumberger), Seurvey RPM, полиакриламид, обладающего низкой вязкостью (порядка вязкости чистой воды) при высокой песконесущей способности, что позволяет ограничивать высоту трещины ГРП в пределах маломощных перемычек. Используемый метод показал свою неэффективность при высокой обводненности, более 95 %.

Для успешности данного мероприятия очень важным является наличие глинистой перемычки достаточной мощности между продуктивными интервалами пласта. Осложняющим фактором является то, что пласт X вскрыт перфорацией единым фильтром, это затрудняет установку отсекающего пакера между верхней и нижней пачками при ГРП.

Технология применялась и на скважинах с низкими показателями эксплуатации на момент остановки, в большинстве случаев обводненность составляла более 90 %.

В ходе анализа установлено, что при выполнении изоляции перед ГРП на скважинах, величина обводненности на которых превышает 90 %, преимущественно происходит снижение обводненности после обработки (рисунок 2). Отметим, что по обработкам на скважинах неработающего фонда обводненность до ГРП в среднем составляла 97,6 %, снижение доли воды в продукции после данных операций составило 5,7 % в абсолютных единицах. По обработкам на действующих скважинах с долей воды в продукции до ГРП 98,5 % отмечено снижение после воздействия в среднем на 4,9 % в абсолютных единицах. По скважинам с обводненностью менее 90 % после реализации ГРП произошел рост обводненности. Операции выполнены при различном показателе накопленной обводненности – от 7,8 до 89,7 %.

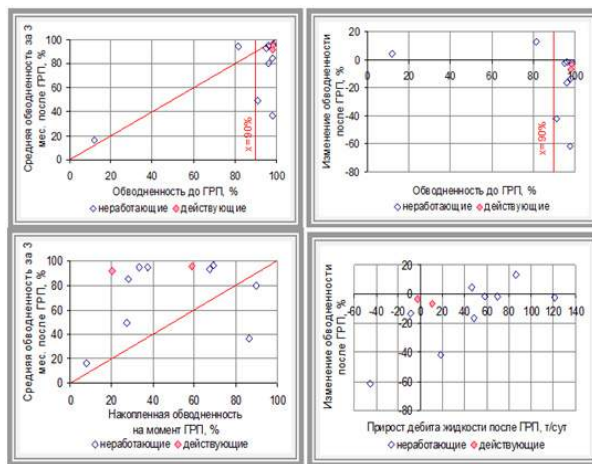


Рис. 2. Динамика изменения средних дебитов нефти и жидкости, приведенных на дату ГРП

На объекте X Тевлинско-Русскинского месторождения было проанализировано несколько операций ГРП с предварительной изоляцией верхней части пласта. В ходе анализа установлено, что при выполнении изоляции перед ГРП на скважинах, величина обводненности на которых превышает 90 %, преимущественно происходит снижение обводненности после обработки.

По скважинам неработающего фонда после ГРП с предварительными изоляционными работами произошло значительное увеличение дебитов нефти, остановленные ранее скважины из-за высокой обводненности, вернули в эксплуатацию. Среднее увеличение дебита нефти составило около 10 %, с продолжительностью эффекта более 3 месяцев.

По обработкам на действующих скважинах отмечено снижение обводненности после воздействия в среднем на 5 %. По скважинам с обводненностью менее 90 % после реализации ГРП произошел рост обводненности.

В ходе анализа не обнаружено зависимостей обводненности после обработки от величин удельного объема цемента и глинистого раствора.

Технологию изоляцией цементно-глиняным кольцом следует использовать, когда использование МФП не приносит результатов.

В данной статье были рассмотрены методы ограничения водопритока к скважине в результате проведения гидроразрыва пласта. Повышение нефтеотдачи возможно путем изоляции части пласта, имеющего самую высокую обводненность по сравнению с другими участками. Используемый метод позволил, изолировав водоприток водонасыщенной части пласта, добиться больших показателей добычи по нефти. Также рассмотрены два метода изоляции и ограничения водопритока. Методика увеличит время службы насосных агрегатов за счет уменьшения объема добываемой воды. Опыт системного применения изоляционных работ при проведении ГРП позволит увеличить планируемые значения добычи нефти и понизить показатель обводненности.

#### Литература

1. Glandt C. A., Vinegar H. J., Prats M. Method of producing tar sand deposits containing conductive layers: пат. 4926941 США. – 1990.
2. Peiwei G. et al. Using a new composite expansive material to decrease deformation and fracture of concrete // Materials Letters. – 2008. – Т. 62. – №. 1. – С. 106–108.
3. Загуденко А. Г. и др. Комплексная система планирования и проведения гидроразрыва пласта на месторождениях // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №. 4. – С. 78–80.
4. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 1999. – 212с. – 1999.
5. Пестриков А. В., Башаров А. Р., Кравченко М. Н. Универсальный подход к математическому моделированию класса технических задач о притоке флюида к трещине гидроразрыва пласта // Вестник Удмуртского университета. Математика. Механика. Компьютерные науки. – 2009. – №. 4. – С. 107–117.

**ВЫБОР СПОСОБА ПРИ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА**

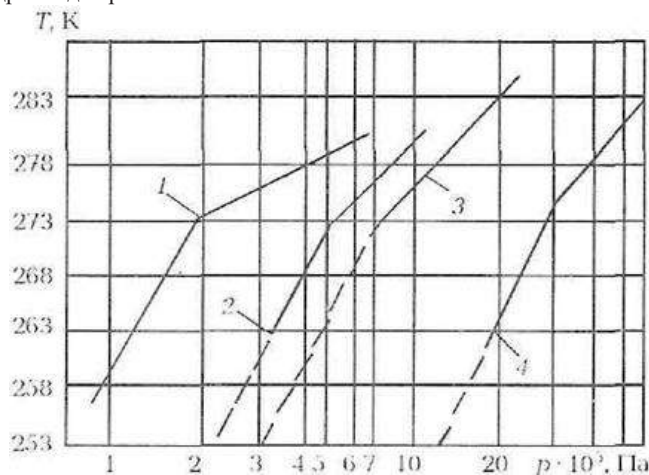
**П.В. Волков**

*Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Газовые гидраты – это кристаллические соединения, которые образуются при определённых термобарических условиях из капельной влаги и газа. Природные газовые гидраты представляются в виде метастабильных минералов, образование и разложение которых зависит от температуры, давления, химического состава газа и воды, свойств пористой среды. [1] В настоящее время для борьбы с гидратами используют метанол. При добыче углеводородов в промышленных масштабах данный метод является наиболее эффективным, так как является самым дешёвым. [2]. Метанол очень токсичен, после его выведения из системы его утилизируют в окружающую среду или в скважины для закачки в пласт. Это является крайне вредным влиянием на окружающую среду. Актуальность темы заключается в том, что на данный момент нет устройств, которые разрушают гидраты теплофизическим воздействием, что является намного эффективней и экономичней. Так, предлагаемая установка будет использовать энергию движения потока для разрушения и уменьшения дисперсности кристаллов гидратов и завихрения потока, а также дополнительно нагрева данных кристаллов. При опытной настройке и подборе оптимального наклона лопаток и площади контакта с тепловой ванной можно полностью исключить образование гидратов или исключить их вредное воздействие на установку подготовки газа и конденсата, а также нефти. Это исключит необходимость применения закачки метанола на точках впрыска по всей системе завода. На примере газового месторождения Томской области суточный расход метанола составляет 2–3 т/сут.

Условия образования гидратов зависят от состава природного газа. При увеличении молекулярной массы индивидуального газа или смеси газов, а также при достижении больших значений давления и соблюдении условия постоянства температуры наиболее вероятно образование гидратов. В большинстве случаев процесс гидратообразования протекает на границе раздела фаз газ – вода при условии полного насыщения природного газа влагой. Однако эти же процессы могут спокойно протекать и в условиях недонасыщения природного газа парами воды. В связи с этим возникает необходимость прогнозирования интенсивности возникновения и мест образования и гидратов в системах добычи, подготовки и транспорта газа. [3]. На рисунке 1 изображены условия образования газовых гидратов для различных компонентов.



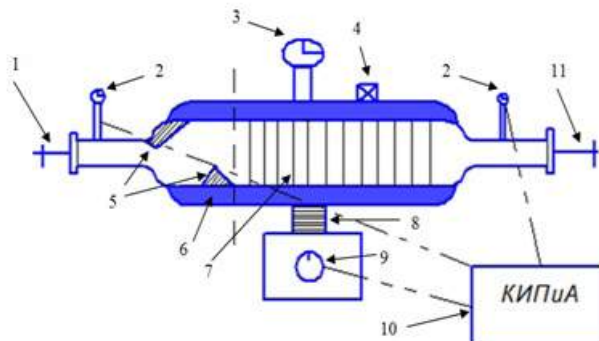
**Рис. 1. Условия образования некоторых гидратов (с газом: 1 - пропан, 2 - этан, 3 - природный газ, 4 - метан) [1]**

В данной работе представлен механизм воздействия на гидратообразование. Газовые гидраты могут препятствовать прохождению потока, что повлечет за собой остановку, как основного, так и смежного оборудования. Для решения этой проблемы используют введение метанола, что не всегда помогает и в то же время является сильнейшим воздействием на окружающую среду, так как после его выведения из системы, метанол закачивают в пласт вместе с техническими жидкостями. Рассматриваемая система имеет теплофизический способ воздействия, что исключит необходимость подачи метанола для предотвращения гидратообразования. В рассматриваемом примере температура потока составляет минус 3 °С, а давление – 20 атм.

Рассмотрим устройство и принцип работы оборудования. На рисунке 2 изображена принципиальная схема работы предлагаемой установки.

1. Вход газоконденсатной смеси в установку, содержащей гидраты различной дисперсности
2. Датчик температуры и давления потока
3. Датчик температуры теплоносителя
4. Заливное отверстие теплоносителя
5. Выступы для первичного разрушения гидратов

6. Теплоноситель
7. Завихритель-разрушитель
8. Нагревательный тен
9. Регулятор температуры теплоносителя
10. Приборы КИПиА для автоматической работы системы
11. Выход смеси газа и конденсата из установки



**Рис. 2. Схема технологической сборки для теплофизического воздействия и предотвращения гидратобразования**

Рассмотрим составные части технологической сборки, встраиваемой в основную линию газожидкостного потока, для предотвращения образования гидратов. Установка состоит из приемной секции для перенаправления потока, размельчения крупных гидратов, завихрения потока (для увеличения площади контакта измельченных гидратов с нагревательным элементом) и нагревающей секции, которая представлена тепловой ванной. Внутренние полости ванны наполнены тосолом, которые нагреваются тенем.

Краткий обзор работы схемы: газожидкостный поток, идущий по трубе ударяется о верхний выступ в форму полудуги, далее о нижний в форме полудуги (размельчаются все гидраты в потоке), далее в завихрителе в форме выступа по инерции кристаллы гидратов располагаются в околостенном пространстве, где, проходя через тепловую ванну, разрушаются тепловым воздействием окончательно.

Технологические особенности внедрения установки

При расчете необходимого количества теплоты (совершаемой работы) для установки были получены входные данные:  $P = 30 \text{ атм}$ ,  $Q = 40000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $D = 400 \text{ мм}$ ,  $t = -3 \text{ С}^\circ$ . Для разрушения гидратов необходимо нагреть их на  $3 \text{ С}^\circ$  и расплавить. Необходимое количество энергии рассчитано в формуле (1).

$$Q_{\text{гидр}} = C_{\text{гид}} \cdot m_{\text{гид}} \cdot \Delta t + \lambda \cdot m = 2226 \cdot 36 \cdot 3 + 306000 \cdot 36 = 11256408 \text{ Дж (12,2 МДж)}, \quad (1)$$

где:  $C_{\text{гид}}$  – удельная теплоемкость газовых гидратов;

$m_{\text{гид}}$  – масса гидратов;

$\Delta t$  – изменения температуры;

$\lambda$  – удельная теплота плавления газовых гидратов.

При правильной настройке прибор КИПиА (контрольно-измерительных приборов и автоматики) можно установить необходимый объем передачи количества тепла и исключения гидратообразования. Это даст возможность бесперебойной работы оборудования и исключения подачи метанола на установку, что, в свою очередь, уменьшит количество метанола, которое необходимо утилизировать в окружающую среду и в пласт.

Потери энергии на теплообмен с окружающей средой исключены, так как трубопровод и технологическая сборка изолированы и обогреваются греющим кабелем.

### Литература

1. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
2. Бучинский С.В. Управление тепловыми режимами гидратообразования с учетом конструктивных особенностей промышленных трубопроводов: Автореферат. Дис. канд. геол.-минер. наук. – Тюмень, 2002. – 19 с.
3. Ахмедов М.И. Технология очистки метанолсодержащих сточных вод нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2016. – № 5. – С. 106–108.

**АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ  
ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

**Бу Куанг Дык**

*Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Рассматриваются задача интерпретации нестационарных гидродинамических исследований адаптивным методом детерминированных моментов давлений в условиях неопределенности модели влияния ствола скважины и предлагается метод ее решения с использованием интегрированной системы моделей кривой восстановления давления с переменными параметрами. Приводятся результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин нефтяного месторождения Тюменской области.

Введение. Для определения фильтрационных параметров и типа пластовой системы в процессе проведения гидродинамических исследований по кривой восстановления давления (КВД) в [1] предложен адаптивный метод детерминированных моментов давлений (ДМД). Однако при обработке коротких недовосстановленные КВД возникает необходимость учета влияния ствола скважины (ВСС). В этой связи, основываясь на результатах работы [2], предлагается метод определения пластового давления и прогнозных значений забойного давления с учетом ВСС, что позволяет существенно расширить возможности адаптивного метода ДМД и значительно сократить время простоя скважин.

**Модели и алгоритмы интерпретации КВД адаптивным методом ДМД.** В основе адаптивного метода ДМД использованы оценки детерминированных моментов давлений  $\mu_k^*(t_n)$ , полученные в моменты времени  $t_n$  [1]

$$\mu_k^*(t_n) = \int_{t_0}^{t_n} (P_{nl,n}^* - P_z^*(t)) t^k dt + \int_{t_n}^T (P_{nl,n}^* - P_z(t_n + \tau)) \tau^k d\tau, k = 0, 1, 2 .$$

Оценки пластового давления  $P_{i\bar{e},n}^*$  и прогнозных значения забойного давлений  $P_{\zeta}(t_n + \tau)$  на недовосстановленные участке КВД  $(t_n, T)$  определялись методом интегрированных моделей с использованием уравнения Вольтерра 1 рода [2]

$$P_z(t) = P_z(t_0) + \int_{t_0}^{t_n} q(t-\tau) f(\tau) d\tau \tag{2}$$

при  $q(t) = q_0(1 - \exp(-\alpha_3(t) \cdot t))$ ,  $f(\tau) = \alpha_1(\tau)(\exp(-\frac{\alpha_2(\tau)}{\tau})) / \tau$ , где  $\alpha_j(t), j = \overline{1,3}$  - неизвестные однозначные функции времени.

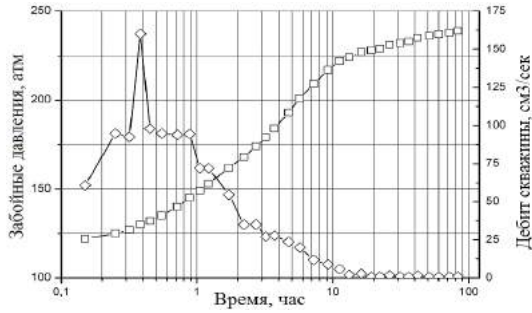
**Результаты интерпретации КВД адаптивным методом ДМД.** Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивного метода ДМД при интерпретации КВД скважины нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1 – 4 и в таблице 1. На рис. 1 приведены фактические значения забойных давлений

$P_{\zeta}^*(t)$  (линия 1) и дебита притока (линия 2), на рис. 2 – 4 приведены оценки гидропроводности  $\sigma^*(t_n)$ , пьезопроводности  $\chi^*(t_n)$  и диагностического коэффициента  $d^*(t_n)$

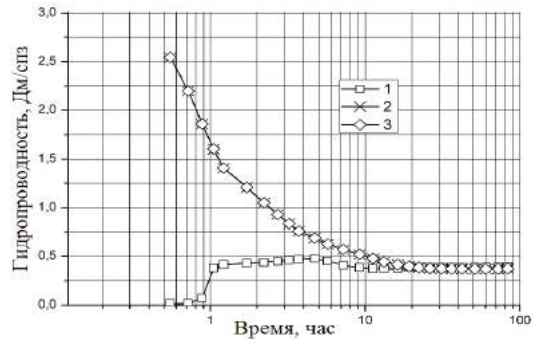
$$\sigma^*(t_n) = \frac{4q_0\mu_1^*(t_n)}{5\pi(\mu_0^*(t_n))^2}, \chi^*(t_n) = \frac{6,4\mu_0^*(t_n)R^2}{\mu_1^*(t_n)}, d^*(t_n) = \frac{\mu_0^*(t_n)\mu_2^*(t_n)}{(\mu_1^*(t_n))^2}$$

полученные из (1), (2) с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) при  $q(t) = q^*(t)$  и без учета ВСС и УП при  $q(t) = q_0 = \text{const}$  (линия 3).

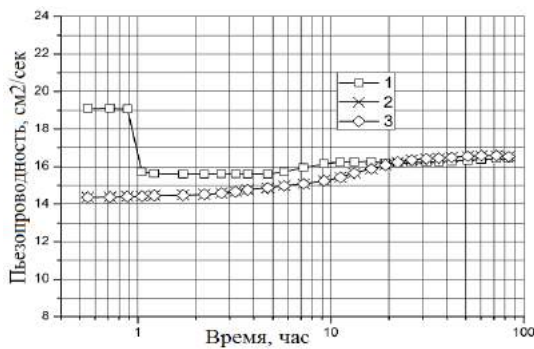
В таблице приведены оценки (3) полученные в момент времени завершения исследований  $t_n^*$ , при котором их относительные ошибки не превышают 5%.



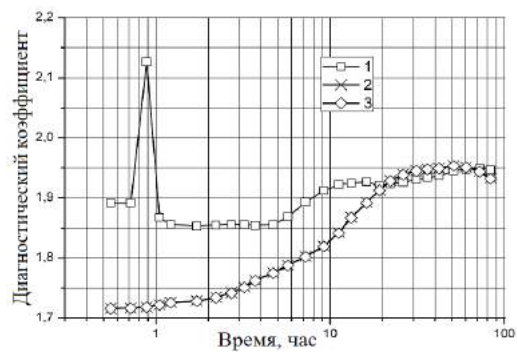
**Рис. 1. Фактические значения забойных давлений (линия 1) и дебита притока (линия 2)**



**Рис. 2. Оценки гидропроводности пласта скважины 335 с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) и без учета ВСС**



**Рис. 3. Оценки пьезопроводности пласта скважины 335 с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) и без учета ВСС и УП (линия 3)**



**Рис. 4. Диагностический коэффициент**

*Таблица*

**Оценки параметров пласта, диагностического коэффициента и момента времени завершения исследований для скважины 335**

Адаптивный метод ДМД	Время исследований, ч	Оценки гидропроводности, пьезопроводности и диагностического коэффициента			Время завершения исследований $t_k^*$ , ч
		$\sigma^*(t_k^*)$ , Дм/спз	$\chi^*(t_k^*)$ , см²/сек	$d(t_k^*)$	
Saphir	72,28	0,38	16,91		
С учетом влияния ствола скважины	1,22	0,41	15,62	1,86	9,22
	9,22	0,38	16,15	1,91	
	22,22	0,38	16,18	1,92	
	72,28	0,39	16,41	1,95	
С учетом притока продукции в скважине	1,22	1,41	14,46	1,73	19,22
	9,22	0,52	15,25	1,82	
	19,22	0,39	16,09	1,93	
	72,28	0,37	16,59	1,94	
Без учета ВСС и ПУ	1,22	1,41	14,46	1,73	22,22
	9,22	0,52	15,24	1,82	
	22,22	0,39	16,23	1,93	
	72,28	0,37	16,53	1,94	

Из рисунков 2–4 и таблицы видно, что адаптивный метод ДМД (1), (2) позволяет определять фильтрационные параметры пласта, диагностический коэффициент и время завершения исследований в процессе их проведения и значительно сократить время простоя скважины.

Литература

1. Сергеев В.Л., Аниканов А.С., Кемерова П.А. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов давлений // Известия ТПУ. – 2011 – Т. 319 – № 4 – С. 47–50.
2. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 70–77.
3. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Оптимизация адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа. – 2016. – № 1. – С. 98–102.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНАМИ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ**

**С.И. Губанов**

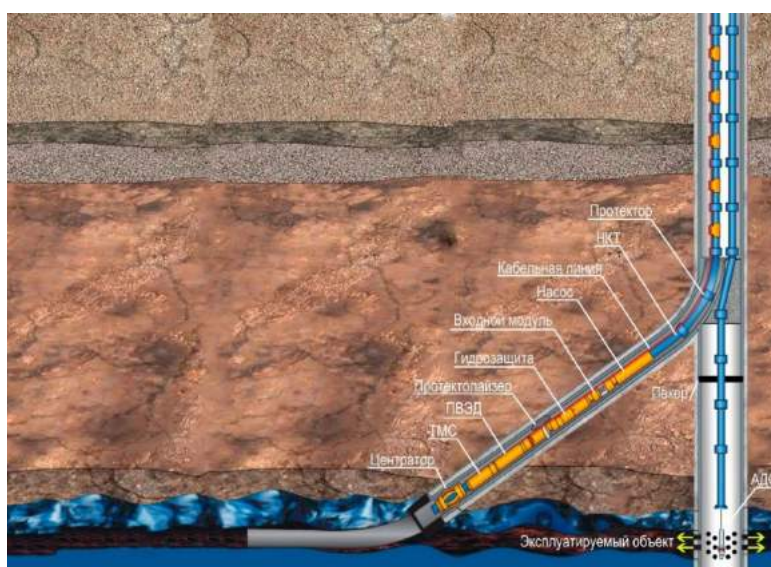
*Научный руководитель доцент В.А. Ольховская*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Россия*

Опыт разработки месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, в частности, в Самарской области и республике Татарстан, а также месторождений ближнего и дальнего зарубежья указывает на отсутствие универсальных технологий и способов комплексного воздействия на залежи высоковязкой нефти. В ряде случаев при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая вязкость которых имеет существенное влияние на скорость течения углеводородов, применяют тепловые методы и увеличение депрессий на пласт.

Наиболее предпочтительны тепловые методы, которые могут быть реализованы без применения наземных парогенераторов. Если источник тепла находится непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважин, это способствует рациональному использованию тепловой энергии для интенсификации добычи нефти и сопровождается значительным сокращением энерго- и ресурсозатрат.

Комплексный подход к разработке месторождений высоковязкой нефти предусматривает вскрытие пласта скважиной с дуальной системой стволов, создание трещин в продуктивном пласте путем интенсивного газодинамического воздействия, а также периодический прогрев пласта с помощью высокотемпературного источника, размещенного в непосредственной близости к объекту воздействия. Предлагается [1] осваивать месторождения высоковязкой нефти вертикальными скважинами с бурением дополнительного бокового ствола, причём и вертикальный, и боковой ствол вскрывают один и тот же нефтенасыщенный пласт. В скважины спускается малогабаритное глубинно-насосное оборудование, например, так, чтобы насос располагался в боковом стволе (рисунок). Реализация интенсивного газодинамического воздействия с применением скважинных газогенерирующих устройств предусматривает применение высокотемпературного источника и горюче-окислительных составов (ГОС), доставляемых на забой вертикального ствола на геофизическом кабеле или порожних насосно-компрессорных трубах в комплексе с пакерно-якорным устройством.



*Рис. 1. Скважина с дуальной системой стволов*

Основным эффектом интенсивного газодинамического воздействия на пласт с применением скважинных газогенерирующих устройств является образование и раскрытие в пласте трещин, которые, вследствие остаточной деформации горной породы, не закрываются после окончания барического воздействия. При горении заряда в интервале продуктивного пласта находящаяся в скважине и в пласте жидкость под избыточным давлением продуктов горения заряда вытесняется в пласт, расширяет естественные трещины, поровые каналы и создает новые трещины. Расчеты показывают, что для типичных коллекторов нефти и газа протяженность образовавшихся трещин составляет 25–30 м с величиной раскрытия 2–4 мм [3]. В зоне горения горюче-окислительного состава температура поднимается до +1000 °С и более, а избыточное давление составляет 40–60 МПа, за счёт чего обеспечивается связь скважины с пластом [3].

По завершении цикла термообработки прогрев прекращается, запускается насос, и начинается отбор продукции из бокового ствола. Продолжительность цикла варьируется в зависимости от темпа снижения дебита, затем отбор продукции прекращается и повторяется цикл прогрева пласта без подъёма насосного оборудования из скважины. Далее повторяется цикл отбора продукции из бокового ствола.

К преимуществам предлагаемого комплексного подхода можно отнести следующее.

1. Отсутствие ограничений, связанных с ростом температуры пласта и происходящими в нем изменениями.
2. Обеспечение гибкости производства работ по термобарохимическому воздействию за счет уменьшения числа спуско-подъемных операций, взаимозаменяемости энергоносителей, периодичности прогрева пласта.
3. Возможность обработки сплошного и достаточно протяженного интервала скважины и, как следствие, получения существенно более продолжительного импульса давления.
4. Возможность оперативного регулирования соотношений между компонентами ГОС перед закачкой в скважину и величины максимального давления в зоне обработки.

В случае оптимального температурного режима основными индикаторами эффективности будут являться интенсификация добычи нефти и увеличение степени выработки запасов. Для достижения эффекта эксплуатационный боковой ствол должен находиться в пределах радиуса зоны прогрева.

Расчёт параметров термобарического воздействия выполнен на примере терригенного пласта одного из месторождений, расположенных на территории Самарской области (Россия).

Для обоснования глубины прогрева и отхода бокового ствола от вертикали использована одна из возможных математических моделей – аналитическая одномерная модель в радиальном приближении, и выполнен модифицированный расчет по способу Ловерье [1].

Поскольку нефть исследуемого пласта является высоковязкой, содержит большое количество структурообразующих компонентов – асфальтенов, смол, парафина (от 3,68 до 11,51%, от 9 до 13% и от 4,17 до 7,4%, соответственно), произведена аналитическая оценка ее структурно-механических свойств. Значения граничных градиентов давления рассчитывались с учётом проницаемости пласта, температуры и компонентного состава углеводородных фаз по корреляционным зависимостям для нелинейно вязкопластичной модели течения нефти, предложенным коллективом специалистов под руководством В.В. Девликамова [2]. Эмпирические зависимости получены для нефти карбона месторождений Татарии, которая по ряду критериев может считаться аналогом нефти исследуемого пласта [4].

Поскольку планируется тепловое воздействие, изменяющее реологическую характеристику нефти, расчеты выполнены для диапазона температур от 28 °С до 80 °С. Результаты были использованы для обоснования потенциальных дебитов добывающих скважин. Парные значения «дебит – депрессия» определены с помощью фильтрационной модели, которая включала такие параметры, как граничные градиенты давления и предельное динамическое напряжение сдвига нефти, рассчитанные с учетом температурных изменений.

Анализ результатов позволяет сделать следующие выводы.

Нелинейно вязкопластичное течение нефти исследуемого пласта в широком диапазоне температур возможно при депрессиях от 2,5 МПа до 4,6 МПа, что свойственно пористым средам с умеренной проницаемостью, где сказывается влияние вязко-структурных свойств нефти на фильтрацию.

Проектный дебит 16 т/сут, который фактически достигнут при депрессии 7,36 МПа, может поддерживаться при депрессии 3,76 МПа, если температура в точке отбора будет доведена до 40 °С. С увеличением температуры до 80 °С посредством теплового воздействия через систему дуальных стволов можно добиться значительного прироста дебита скважины, что в экономическом отношении также может оказаться выгодным.

#### **Литература**

1. Астафьев В.И., Ольховская В.А., Губанов С.И. Прогрев пласта в скважине с дуальной системой стволов и интенсификация добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2016. - № 2. – С. 66-69.
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
3. Меркулов А.А. Научные основы создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием энергии взрыва – Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 25.00.17 / РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Москва, 2016.
4. Миясаров А.Ш. Совершенствование разработки залежи высоковязкой нефти с применением ресурсосберегающей технологии увеличения нефтеотдачи (на примере Солдатского месторождения). – Диссертация кандидата технических наук: 25.00.17. – Уфа, 2015.

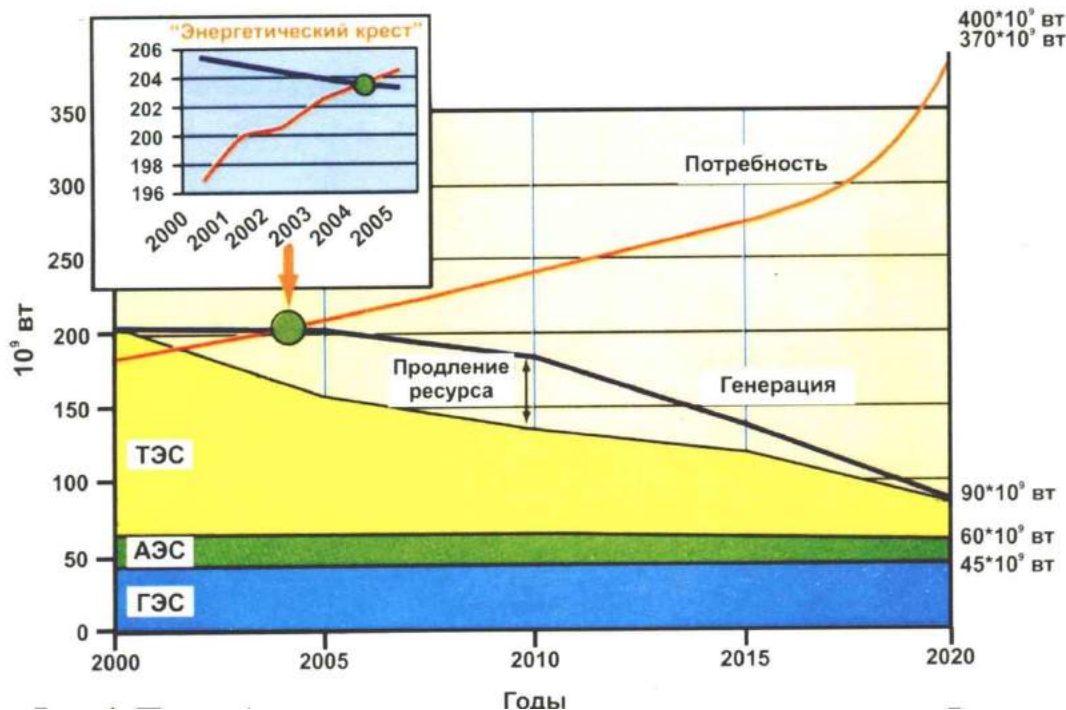
**НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

**Д.С. Дегтярев, М.И. Антипина**

*Научный руководитель профессор И.И. Нестеров  
Тюменский Индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

При формировании залежей углеводородного сырья, наряду с бензинами, керосинами и легкими газойлями образуются тяжелые углеводороды и гетерогенные молекулы – тяжелый газойли, смолы, асфальтены, в которых концентрируются изотопы с угловым магнитным моментом. Это является теоретической базой для обводненных (более 95–98%) залежей и искусственном формировании их в пластовых условиях недр.

Обводненность основных эксплуатируемых объектов достигла 90–92, а в отдельных районах – до 95–98 %. При норме закачки воды для поддержания пластового давления в количестве 1,2 м<sup>3</sup> воды для подъема 1 тонны нефти в среднем по Тюменской области закачивалось более 7 м<sup>3</sup> воды, а по Самотлорскому месторождению – 14 м<sup>3</sup> воды. При этом извлекается вместе с нефтью только 70 % закачанной в залежь воды.



*Рис. 1. Потребности в энергии и возможности энергетики в России на период до 2020 г. (данные В.Е. Фортова и О.Н Фаворского)*

По данным академиков РАН В.Е. Фортова и О.Н. Фаворского, приведенным на рисунке 1, потребление энергии РФ составило 204 ГВт, в том числе за счет топливно-энергетического сырья (нефть, газ, уголь, торф) – 103 ГВт. К 2020 году прогнозируется производство энергии не более 90 ГВт при росте потребности – до 370 ГВт. Дефицит энергии составит 75%.

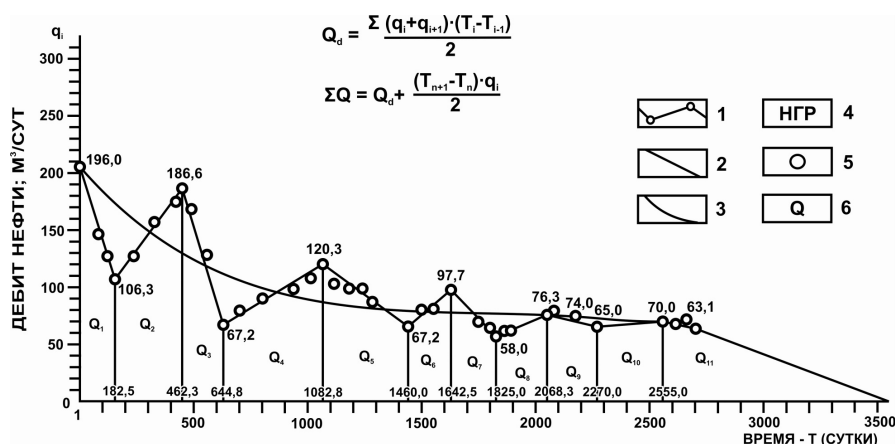
Энергетическим источником формирования залежей углеводородного сырья являются пластовые термобарические условия и наличие неспаренных электронов вокруг смежных ядер углерода в материнском органическом веществе, которые при уменьшении пластового давления проявляются в создании электромагнитных полей, взаимодействующих с неспаренными электронами вокруг смежных ядер углерода в органическом веществе с образованием свободных углеводородных радикалов Н, СН, СН<sub>2</sub>, СН<sub>3</sub> СН в алифатических цепях кольцевых структур с образованием более мелких молекул [1].

Более того, после извлечения определенного количества нефти из скважины запасы определяются по скважинам, которые по проекту разрабатываются в дилатантном режиме разработки (рисунок 2). При этом режиме происходит новообразование более мелких молекул нефти за счет крекинга в пластовых условиях недр части оставшегося органического вещества (РОВ), асфальтенов, смол, мазутов и частично газойлей остаточных запасов нефти, что приводит к повышению пластового давления, не рекомендуется использовать традиционные методы (закачка воды) для поддержания последнего [2].

Сегодня освоение ресурсов нефти в глинистых битуминозных породах является единственной альтернативой залежей нефти в традиционных коллекторах. Для этого нужно создавать инновационные научно-производственные полигоны (ИНПП) с льготными системами недропользования. Прежде всего, такие полигоны следует создавать на базе уже пробуренных, но законсервированных скважин или использовать фонд простаивающих эксплуатационных скважин. Таких скважин только в пределах Уральского Федерального округа



имеется более 80 тысяч. Использование их по новым технологиям позволит довести годовую добычу нефти в Западной Сибири к 2020–2030 годам до 700–800 млн. тонн.



**Рис. 2. Дилатантный режим работы скв.64 Северо-Лемпинской площади Салымского НГР в ХМАО при разработке глинистых битуминозных пород баженовской свиты**

При такой модели разработки бюджетные затраты, по сравнению с принятыми системами разработки нефтяных залежей, уменьшаются на несколько порядков. Например, для извлечения 700–800 млн.т/год на старых технологиях нужно бурить не менее 150000 новых скважин с затратами около 25 трлн. рублей, а с учетом использования уже пробуренных простаивающих скважин на вновь создаваемых полигонах – не более 300–500 млрд. рублей, что дешевле в 25–50 раз, а годовой эффект не менее 500 млрд. руб.

В основе эксплуатационного бурения лежит парадигма – если известно как нефть (газ) зашли в пласт пород, то можно поднять ее (его) на поверхность с максимальным коэффициентом извлечения вплоть до 80 % и больше независимо от коэффициента емкости (пористости) и проницаемости вмещающих пород. Не рекомендуется поддержание пластового давления за счет создания дилатантного режима разработки с возможным сочетанием особого режима отбора растворенного в нефти газа и использованием водорода и углеводородных радикалов H, CH, CH<sub>2</sub>, CH<sub>3</sub> при взаимодействии их внутренней (спиновой) энергии с внешними магнитными полями.

#### Литература

1. Нестеров И.И. Битуминозные глинистые породы – новый глобальный резерв топливно-энергетического сырья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ – Тюмень, 2011. – № 6. – С. 7 – 33.
2. Нестеров И.И. Перечень инновационных, в том числе прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом. – Тюмень, 2015. – 73с.

### АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН АВТО-ГРП ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ РАБОТ

**А.Ю. Демонова, В.И. Гуляев, П.В. Лупанов**

*Научный руководитель доцент А.В. Корзун*

**Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия**

В настоящее время в разработку широко вовлекаются глубокозалегающие, трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренлируемым, неоднородным и сильно расчлененным коллекторам. Глубокие части разреза в гидродинамическом отношении характеризуются пластово-блоковой структурой с наличием многочисленных непроницаемых границ [1].

Одним из эффективных современных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида (жидкость разрыва). В пласте образуются новые трещины или раскрываются существующие [3, 4].

Многолетний опыт эксплуатации месторождений показал, что проведение ГРП выгоднее, чем строительство новой скважины, как с экономической стороны, так и со стороны разработки. Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки флюидов в подземный пласт создаются высокие давления, превышающие в 1,5–2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается, и в нем образуются трещины. Затем во вновь созданную трещину нагнетаются в жидкость-разрыва с зернистыми материалами – называемые «пропантантами» или «расклинивающими агентами», и которыми могут служить самые разнообразные материалы от естественных песков до довольно дорогих синтетических материалов.

Они удерживают в раскрытом состоянии, или «расклинивают», эти вновь созданные трещины после снятия давления нагнетания, используемого для создания трещины, т.е. чтобы предотвратить «схлопывание» трещины. Трещина, заполненная пропантом, создает узкий, но с весьма высокой проводимостью, канал для потока по направлению к скважине. Этот путь потока имеет очень высокую проницаемость, зачастую на несколько порядков выше, чем проницаемость пласта [2, 3].

Проведение гидравлического разрыва пласта требует тщательного изучения не только термодинамических условий пласта, но и состояния призабойной зоны скважины (скин-эффект), состава пород (макро- состав, пористость, проницаемость, анизотропия), свойств и состава жидкостей-разрыва, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на месторождениях углеводородов [3, 4].

В настоящее время лидирующие позиции по количеству проводимых ГРП занимают США и Канада. За ними следует Россия, в которой применение технологии ГРП производят в основном на нефтяных месторождениях Западной Сибири [2].

Целью работы является анализ формирования трещин авто-ГРП при проведении опытно-фильтрационных работ (ОФР).

Под авто-ГРП подразумевается незапланированное увеличение проницаемости прискважинной зоны ввиду раскрытия существующих трещин или образования новых при больших объемах закачиваемых флюидов в скважину.

До проведения ОФР закачка в скважину проводилась в течении трех лет со средним дебитом 302 м<sup>3</sup>/сут, при давлении на устье 7 МПа. Коэффициент приемистости 37 м<sup>3</sup>/сут/МПа. Увеличение дебита до 720 м<sup>3</sup>/сут, по анализу опыта эксплуатации, должно привести к росту давления до 11–12 МПа. Однако, результаты проведения ОРФ показали, что устьевое давление не превысило 7,8 МПа. Это позволяет предположить, что при закачке могли сформироваться трещины авто-ГРП. Обычно трещина авто-ГРП определяется по графику КПД. Результаты ОРФ и оценка образования трещин авто-ГРП были смоделированы с использованием программы MODFLOW 2000 (пакет моделирования гидравлики скважины и фильтровой зоны MNW2) и программы Mayer «MFrac» (Baker Hughes Incorporated (ВНИ)) на кафедре гидрогеологии геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова.

Объектом исследования являлась толща, представленная двумя пластами мелового возраста. Пласты-коллекторы представлены в основном песчаниками, пористость которых составляет порядка 28 %, проницаемость – 0,60 мкм<sup>2</sup>, коэффициент фильтрации – 0,13 м/сут. Водоупорами служат аргиллиты.

При исследованиях была создана нестационарная 3D модель системы «скважина–пласт–коллектор», которая позволит проанализировать распространение трещин в пространстве и оценить их размеры. Моделирование производилось на основе проделанной закачки пластовых вод с заявленным расходом 720 м<sup>3</sup>/сут. В скважину опущены НКТ 73 на глубину 1100 м. Закачка проводилась непосредственно по НКТ. Забой скважины расположен на отметке 1300 м.

Для создания модели были использованы данные, полученные по результатам гидродинамических исследований скважин, опытно-фильтрационных работ и из базы данных программы «MFrac». Геологические условия схематизированы как 7-слойная толща, 4 слоя аргиллитов-водоупоров (Claystone) и три слоя песчаников-коллекторов (Sandstone). Песчаники были выбраны, как зоны (Zone 1, Zone 2, Zone 3), которые соответствуют интервалам перфорации и наиболее проницаемым пластам меловых отложений. Процесс закачки при моделировании происходил одновременно в эти три зоны с расходом 0,5 м<sup>3</sup>/мин. Общий объем воды составил 720 м<sup>3</sup>, а время составило 1440 минут (1 сутки).

При запуске расчета модели было важно установить, откроется ли хотя бы одна трещина. В результате проведения расчета в выбранной модели открылось все три трещины в выбранных зонах (рисунок).

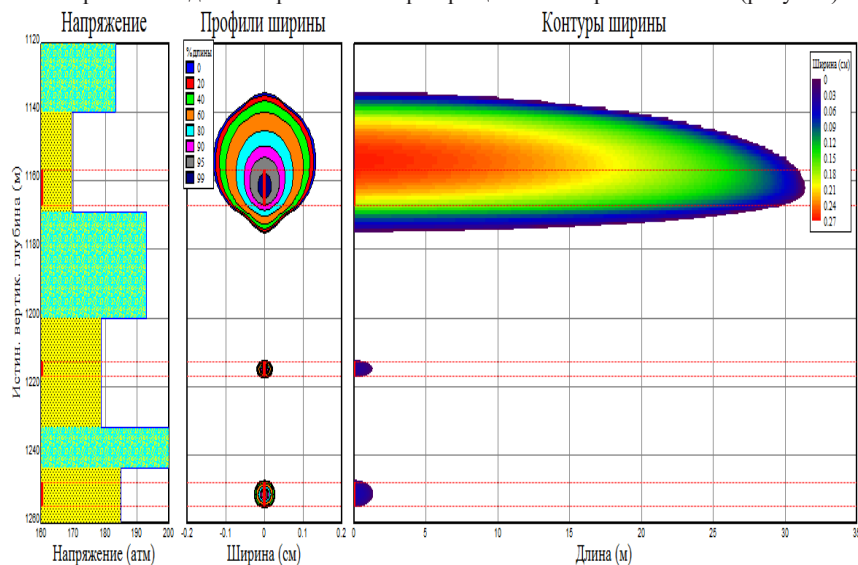


Рис. 1. Развитие трещин на момент окончания эксперимента (красным обозначены интервалы перфорации скважины)

Из этого следует, что в процессе закачки пластовых вод в исследуемой скважине трещины открылись в каждом перфорированном интервале (зоне).

По результатам испытания можно сделать вывод, что объем воды расходуемый в каждую зону различен. Главным образом это связано с величиной интервала перфорации. Так, в зоне 1 с интервалом перфорации 10 м (1157–1167 м) видно, что потребление жидкости составляет 692,032 м<sup>3</sup>, и при этом величина самой трещины в несколько раз превышает аналогичные в других зонах. В зоне 2 интервал перфорации составляет 4 м (1213–1217 м), это самый маленький интервал из трех зон, что и отображается на общем объеме потребленной жидкости в данной зоне (9,80742 м<sup>3</sup>). В зоне 3 интервал перфорации составляет 7 м (1248–1255 м). Образованная трещина больше в габаритах, чем в зоне 2, следовательно, и объем жидкости также больше (18,1605 м<sup>3</sup>).

По результатам моделирования получилось, что при проведении закачки жидкости с расходом 720 м<sup>3</sup>/сут на всех трех интервалах происходит образование трещин. При этом трещины образуются в начальный момент времени и за все время проведения закачки растут во времени. Наибольшей трещиной является трещина зоны 1, достигающая размеров во много раз превышающих другие трещины, что говорит о степени влияния на размер трещины величины интервала перфорации. Также в работе была выявлена зависимость образования авто-ГРП от давления, и его влияние на проведение закачки.

Наибольшей трещиной является трещина зоны 1 (31,42 м\*0,156 см\*40,76 м), достигающая размеров во много раз превышающих другие трещины. Размеры трещины зоны 3 (1,34 м \* 0,036 см \* 8,029 м) больше, чем трещина зоны 2 (1,296 м \* 0,027 см \* 5,127 м), т.к. она имеет меньший размер интервала перфорации (интервал перфорации зоны 2 – 4 м, зоны 3 – 7 м). По результатам моделирования устьевое давление не превысило 8,5 МПа.

Причина нелинейной связи сопротивления скважины и ее расхода, выявленная в результате ОФР не ясна и не может быть однозначно объяснена. Причиной может служить увеличение проницаемости прискважинной зоны (авто-ГРП) или дегазация флюида при снижении давления и, как следствие, снижение проницаемости прискважинной зоны.

Таким образом, данные полученные при проведении ОФР, мы можем использовать в дальнейшем для моделирования ГРП с целью увеличения интенсификации, как для добывающих скважин, так и для нагнетательных скважин на данном нефтяном месторождении и месторождениях-аналогах.

#### **Литература**

1. Дюнин В.И., Корзун А.В. Флюидодинамика нефтегазоносных горизонтов. Вестник МГУ, сер. 4, геология, № 1, 2003. С. 28–35.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1997. – 211 с.
3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986. – 165 с.
4. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. – Алвин, шт. Техас, США, 2002. - 194 с., Пер. – Углов М., 2004.

### **МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

**Д.Г. Денисенко, Г.Н. Хиджакадзе**

**Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В последние годы происходит увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти и газа (ТриЗ). Новые скопления запасов приурочены, в основном, к ТриЗ, это обусловлено географией области нефтедобычи (море, северная территория, болота и т.д.), физико-химическими свойствами пластового флюида, геологией залежи.

По оценке экспертов запасы тяжелой нефти (ТН) в мире превышают 800 млрд. тонн. Геологические запасы тяжелой и высоковязкой нефти в России составляют более 6 млрд. тонн, но для извлечения этих запасов необходимо использовать специальные дорогостоящие технологии. Это служит стимулом для поиска инновационных и эффективных методов добычи ТриЗ, в том числе высоковязких и тяжелых нефтей. Запасы битумных и тяжелых нефтей более, чем в четыре раза превышают мировые остаточные извлекаемые запасы нефти «нормальной» вязкости.

В ближайшем будущем и в настоящее время повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) одна из главных проблем в России и мире. Известные методы извлечения нефти позволяют достичь конечного КИН в пределах от 25 % до 45 %, данных показателей недостаточно для повышения ресурсов нефти. Это означает, что остаточные или не извлекаемые запасы промышленных методов разработки составляют 55–75% от геологических, что представляет собой ощутимый резерв для дополнительного увеличения извлекаемых запасов при использовании методов увеличения нефтеотдачи пластов [2]. Это приводит нас к тому, что повышение КИН, для разрабатываемых месторождений, с использованием прогрессивных методов, является одной из важнейших задач для нефтяной отрасли.

Совместно с традиционными тепловыми методами, используемыми в вертикальных скважинах (внутрипластовое горение, закачка пара), уже используют на промыслах ряда стран новые технологии добычи запасов ВВН и ТН, основанные на использовании горизонтальных, многоствольных и наклонных скважин. Разработаны технологии освоения запасов битумных и тяжелых нефтей, основанные на совместном эффекте теплового и гравитационного воздействия, электропрогрева.

Относительно новым методом освоения тяжелой нефти является метод SAGD (steam-assisted gravity drainage), суть данного метода заключается в том, что бурится два параллельных ствола, находящихся в одной плоскости на расстоянии 7–10 м друг от друга. Верхняя скважина служит для нагнетания пара в пласт, а нижняя для откачивания пластового флюида. Данная технология успешно используется на месторождениях в Татарстане [6]. Так же перспективной является технология Vapex (Vapour extraction), в данном методе для уменьшения вязкости нефти в верхнюю горизонтальную скважину закачивают разогретый газообразный углеводородный растворитель [1].

Происходит внедрение и других новых методик; внутрипластовое горение в горизонтальных скважинах, использование забойных растворителей и катализаторов.

Технология THAI («ТОЕ-ТО-HEEL» AIR INJECTION) предложена как новый метод добычи битуминозной и высоковязкой нефти. В данном методе объединены преимущества существующих термических методов (ВГ, нагнетание пара) в совокупности с использованием горизонтальных скважин [5]. Данная технология позволяет достигать КИН до 85% от начальных балансовых запасов при вязкости нефти от 0,05 до 100 Па·с. Данный процесс можно использовать как на начальных, так и последующих этапах разработки месторождения.

Несмотря на большое количество плюсов, термические методы обладают рядом ограничений и недостатков, следовательно, необходимо ограничивать их применение в определенных ситуациях и улучшать их путем объединения с иными методами.

Новыми технологиями в добыче являются волновые воздействия на пласт. К таким методам относят использование сейсмических импульсов. Зарубежные фирмы, в последние годы, достигли значительных успехов в улучшении технологии и техники добычи высоковязких нефтей насосами различных типов. Данному успеху способствовало изобретение: длинноходового привода установок ШГН, глубинного плунжерного насоса с увеличенным для прохождения вязкой жидкости проходным сечением, винтовых и центробежных насосов с гидроприводами. Используется технология, при которой на забое скважины происходит смешивание вязкой нефти с более легкой нефтью, закачиваемой с поверхности.

Горная порода характеризуется модулем объемной упругости и зависит от минералогического состава, глубин залегания коллекторов, структуры, величин прилагаемых нагрузок. Залежь содержит двухфазную газожидкостную среду, которая находится в упругом состоянии в термобарических пластовых условиях, она слоистая, при этом каждый слой имеет свою частоту. В залежи постоянны незатухающие колебания, которые поддерживаются от внешних источников энергии (солнечно-лунные приливы, землетрясения и т.д.). Данные колебания происходят в неравновесной среде, свойства и вид которых определяются самой системой. Совокупность распространения поля упругих колебаний, определяется расчлененностью и трещиноватостью коллектора (направляющие свойства коллектора), а затухание волнового поля определяют резонансные свойства каждого слоя. Таким образом, продуктивная залежь является нелинейным осциллятором (совокупность колебаний) в неравновесной среде. В неравновесной среде даже незначительные возмущения вызывают непропорционально большие результаты. При совпадении амплитудно-частотных характеристик широкополосного источника возбуждения (импульс давления) с круговой частотой нелинейного осциллятора (продуктивная залежь) возникает эффект параметрического резонанса [4]. Исследование совместного применения термического и физического воздействия на высоковязкие нефти, показало улучшение реологических свойств нефти и перспективность таких методов [3].

Волновое поле, при определенных амплитудных и частотных характеристиках (определяются для конкретных геолого-физических условий), будет стимулировать приток флюида из блоковых частей коллектора в трещины, то есть будет вовлекаться нефть из неподвижных целиков в блоках, соответственно это приведет к увеличению КИН. Волновые воздействия при помощи гидравлического генератора на забое нагнетательной скважины, в которую осуществляется нагнетание горячей воды в целевой пласт на месторождении Татарстана, позволили увеличить приемистость в два раза [7]. Поэтому методы воздействия на продуктивные пласты, основанные на комплексировании тепловых и химических методов с импульсным и волновым воздействиями широкого частотного диапазона, учитывающие резонансные и иные отклики пластовой системы, могут интенсифицировать положительные физико-химические процессы, увеличивающие коэффициенты вытеснения и охвата пласта процессом фильтрации.

Технически можно использовать целый спектр волновых и импульсных методов: виброволновой, вибросейсмический, акустический, мгновенных депрессий-репрессий, электрогидравлический. Каждый метод при определенных геолого-технологических условиях может дать определенный эффект. То есть, к перспективным методам можно отнести группу комплексных методов, объединяющих различное волновое воздействие с химическим и (или) тепловым.

#### Литература

1. Андреев В.Е. и др. Анализ возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах высоковязкой нефти Южно - Татарского свода и Мелекесской впадины / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И., Хузин Р.Р. // НТЖ. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. ГУП «ИПТЭР» №1(91) 2013. – С. 22–30.
2. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484с.
3. Максютин А.В. Комплексная технология плазменно-импульсного и физико-химического воздействия

на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. – автореферат канд. дис. Санкт -Петербург, 2009. 20 с.

4. Молчанов А. А. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты. – Казань: Изд - во «ФЭН», 2012. – С. 417–420.
5. Рамазанов Р.Г. Анализ эффективности разработки небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Татарстане / Р. Г. Рамазанов, З. С. Идиятуллина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №2 – С. 66–69.
6. Хисамов Р.С. и др. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей/ Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмзитов Р.Г., Зарипов А.Т. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2010. – 335с.
7. Итоги научной и научно-организационной деятельности Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ в 2015 г. [Электронный ресурс] – Уфа: Башк.энц., 2016. – URL: [http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415\\_ny51-56.pdf](http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf), – Режим доступа: открытый (дата обращения: 11.01.2017)

## **АДАПТИВНАЯ ИНТЕПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ДЕКОНВОЛЮЦИЕЙ ПОТОКОВ**

**Донг Ван Хоанг**

*Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Рассматривается задача адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин с решением задачи деконволюции и диагностикой линейного потока и приведен метод ее решения основанной на предложенной модели кривой восстановления давления для идентификации участков раннего и позднего радиального потоков. Приводятся результаты интерпретации двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения по кривой восстановления давления, показывающие целесообразность использования предложенного подхода.

**Введение.** В настоящее время перспективным направлением разработки методов идентификации и диагностики параметров нефтяных пластов являются адаптивные технологии ГДИС, позволяющие определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе проведения гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения, что существенно сокращает время простоя скважин [1-2]. Использование адаптивных технологий является актуальным при интерпретации нестационарных ГДИ горизонтальных скважин по кривой восстановления давления (КВД), где поздний радиальный поток не наблюдается вообще, либо его получения связано со значительными материальными затратами [3].

Из рис. 1-4 и таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой **Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации КВД с деконволюцией потоков.** В основе предлагаемого метода адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока использована модель КВД в виде суммы двух интегральных уравнений Вольтерра 1 рода для раннего радиального потока (первое уравнение), линейного и позднего радиального потоков (второе уравнение)

$$P_3(t) = P_3(0) + \int_{t_0}^{t_1} q_1(t-\tau) f_1(\tau) d\tau + \int_{t_1}^{t_2} q_2(t-\tau) f_2(\tau) d\tau \quad (1)$$

где  $t_n - t_{л}$  время начало линейного потока;  $q_1(t-\tau)$  – искажающая функция влияния ствола скважины;  $q_2(t-\tau)$

«искажающая» функция, вызванная наличием горизонтального потока;  $f_1(\tau) = \frac{dP_p}{dt}$  – производная забойного давления

раннего радиального потока;  $f_2(\tau) = \frac{dP_{rp}}{dt}$  – производная забойного давления позднего радиального потока. Для

определения времени начало линейного потока  $t_n^*$  используется производная оценки радиальной проницаемости  $k_{r,d} = \sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$  [3].

$$\left| \frac{\partial}{\partial t} k_{r,d}^* \right| \approx 0 \quad (2)$$

**Результаты интерпретации КВД.** Результаты интерпретации КВД (1) при

$$q_1(t) = 1 - e^{-c(t)}, \quad q_2(t) = 1 - e^{-d(t)\sqrt{t}}, \quad f_j(t) = \alpha_{j1}(t) \exp(-\alpha_{j2}(t)/t), \quad j=1,2 \quad (3)$$

$$\alpha_{11}(t) = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,d} L}; \quad \alpha_{21}(t) = \frac{\phi \mu C_s r_{cs,wp}^2}{4k_{r,d}}$$

с диагностикой линейного потока двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1-4 и в таблице. На рис.1, для примера, приведены данные забойного давления скважин №1 и №2. На рис. 2-3 приведены оценки радиальной проницаемости и ее производной. На рис. 4 приведены оценки проницаемости позднего радиального потока  $k_{r,d} = \sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$ . В таблице приведены оценки раннего и позднего радиального потоков, полученные с использованием программы Saphir (где поздний радиальный поток проявляется за 280 часов исследований), методом адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока (АМД) (1)-(3), адаптивными методами наилучшего совмещения (АМНС) и интегрированных моделей (АМИМ) с учетом дополнительной информации о пластовом давлении (без решения задачи деконволюции). Оценки параметров  $c(t), d(t)$ , ранней радиальной проницаемости  $k_{r,d} = \sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$  и проницаемости псевдоразрабатываемого потока  $\sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$  в (3) определялись по технологии, изложенной в [1-3].

линейного потока позволяет обрабатывать короткие невосстановленные КВД и существенно сократить время простоя скважин.

Выводы. Предложен метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока, позволяющий определять параметры нефтяных пластов в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления. На примере исследования двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока позволяет обрабатывать короткие кривые восстановления давления, что существенно сокращает время простоя скважин. Так для двух скважин (см. рис. 4 и таблица) общее время проведения исследований может быть сокращено с 550,51 ч. до 20,18 ч.

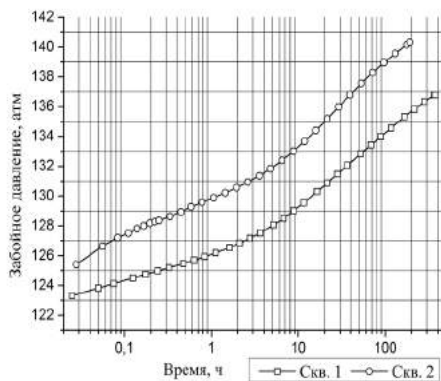


Рис. 1. Кривые восстановления давления скважины №1 и скважины №2

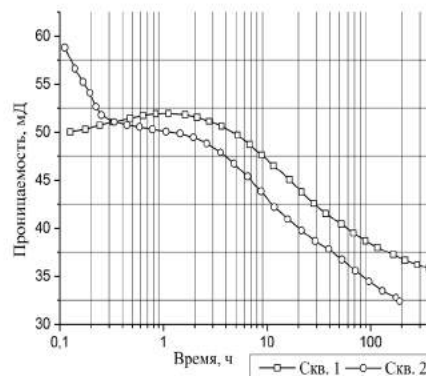


Рис. 2. Оценки радиальной проницаемости скважины №1 и скважины №2

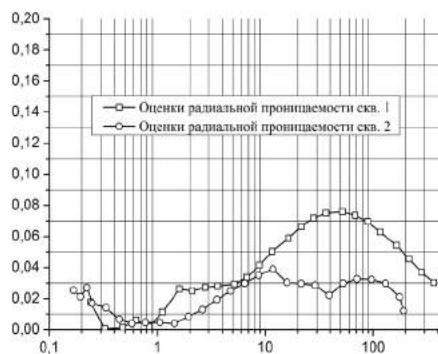


Рис. 3. Диагностические графики выделения потоков скважины №1 и скважины №2

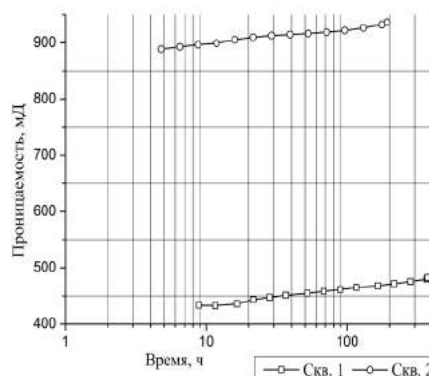


Рис. 4. Оценки проницаемости позднего радиального потока скважины №1 и скважины №2

Таблица

Результаты интерпретации двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения

Скважина	Метод Интерпретации	Время завершения исследования, ч	Проницаемость, мД		Пластовое давление, ат
			$K_{zy}$	$K_{xy}$	
№ 1	Saphir	371,37	46,9	383	138,3
	AMHC	68,1	60,52	443	137,4
	AMIM	52,2	50,72	519	136,6
	AMД	11,54	50,72	432	136,8
№ 2	Saphir	179,14	48,3	850	135,08
	AMHC	48,56	41,21	1018	135,4
	AMIM	19,33	50,54	1392	134,5
	AMД	8,64	50,54	892	135,8

Литература

1. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 9. – С.70–77.
2. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины//Доклады ТУСУРа, № 1 (39), март 2016. – С.98–102.
3. Sergeev V.L., Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives. 2016 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 43, Number 1. – Proceedings.

**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ  
НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ  
И ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ**

**К.Н. Жарнов<sup>1</sup>, Ю.В. Лоскутова<sup>2</sup>, А.С. Ильина<sup>1</sup>**

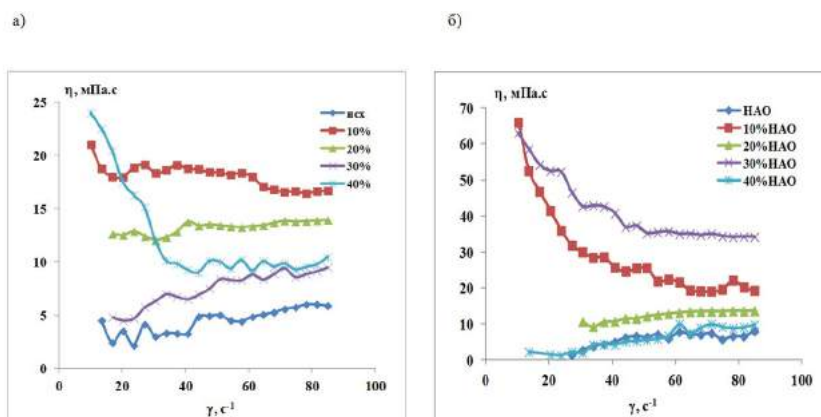
*Научный руководитель – доцент к.х.н. Е.М. Березина<sup>1</sup>*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет  
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук*

В процессе добычи, транспорта и хранения вязких и высоковязких нефтей с понижением температуры происходит значительное ухудшение реологических и гидродинамических характеристик, образование нефтяных отложений на стенках технологического оборудования, что приводит к значительным нарушениям технологических процессов [1, 2]. В последние годы усилился интерес исследователей к малоэнергетическим воздействиям, с помощью которых можно без заметных внешних энергетических затрат или с использованием внутренних резервов перестраивать структуру нефтяных дисперсных систем (НДС). Из литературных данных известно, что процессы структурообразования, протекающие в НДС в физических полях, во многом зависят от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов (САК).

Низкочастотное акустическое воздействие (НАО) является одним из наиболее эффективных, экономичных и доступных методов регулирования структурно-реологических свойств нефтей и нефтепродуктов [3]. Для изучения влияния НАО на реологические характеристики смолистых нефтей была выбрана нефть Северо-Тарасовского месторождения с температурой застывания минус 41 °С и содержанием в нефти масел (парафинов) порядка 86,6 (2,5), смол – 11,2, асфальтенов 2,2 % мас.

Обработку нефти осуществляли на лабораторном вибраторе ЛВ-1, который является аналогом промышленного вибратора ВЭМА-0,3. Были получены устойчивые обратные эмульсии смолистой нефти Северо-Тарасовского (СТН) месторождения с содержанием пластовой воды 10, 20, 30 и 40 % мас. Эмульсии подвергали НАО при температуре 0 °С в течение 5 минут. Реологические свойства нефтяных систем до и после НАО исследовались с использованием ротационного вискозиметра Brookfield LVDV III+ в диапазоне скоростей сдвига от 0,2 до 85 с<sup>-1</sup> (рисунок 1).



**Рис.1. Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига нефти СТН и водонефтяных эмульсий с пластовой водой 0, 10 и 20, 30 и 40 % мас. до (исх) (а) и после 5 мин НАО (б) при температуре 0 °С**

Показано, что 10 %-ая эмульсия нефти СТН имеет максимальную пластическую вязкость. С ростом обводненности до 30 % мас. вязкость понижается, для 40 %-ой эмульсии характерно резкое понижение вязкости с увеличением сдвиговых скоростей за счет снижения ее устойчивости при возрастании механической нагрузки (рисунок 1 а).

Обработка нефти и 10 – 30 %-ых эмульсий полями при пониженной температуре (0 °С) в интервале высоких

сдвиговых скоростей только увеличивает пластическую вязкость, определяющую устойчивость нефтяной системы (рисунок 1 и таблица). Исключение составляет малоустойчивая 40 %-ая эмульсия, которая после НАО быстро расслаивается, поэтому характеризуется значениями пластической вязкости, близкой к вязкости исходной нефти (таблица).

Таблица

Влияние НАО на пластическую вязкость и предельное напряжение сдвига нефти СТН и нефтяных эмульсий и с различным содержанием пластовой воды.

Таблица 1

Образец	Пластическая вязкость мПа·с	Предельное напряжение сдвига, Па
Исходная нефть исх. (НАО)	6,0 (7,1)	1,0 (0,1)
10 % эмульсия исх. (НАО)	16,6 (20,6)	0,5 (2,3)
20 % эмульсия исх. (НАО)	13,8 (13,6)	0,9 (0,7)
30 % эмульсия исх. (НАО)	9,1 (34,2)	0,6 (0,8)
40 % эмульсия исх. (НАО)	9,9 (3,3)	0,9 (0,5)

Было изучено влияние низкочастотного акустического воздействия на температуру застывания  $T_z$  нефти СТН и 10 %-ых водонефтяных эмульсий, а также релаксацию  $T_z$  во времени (рисунок 2).

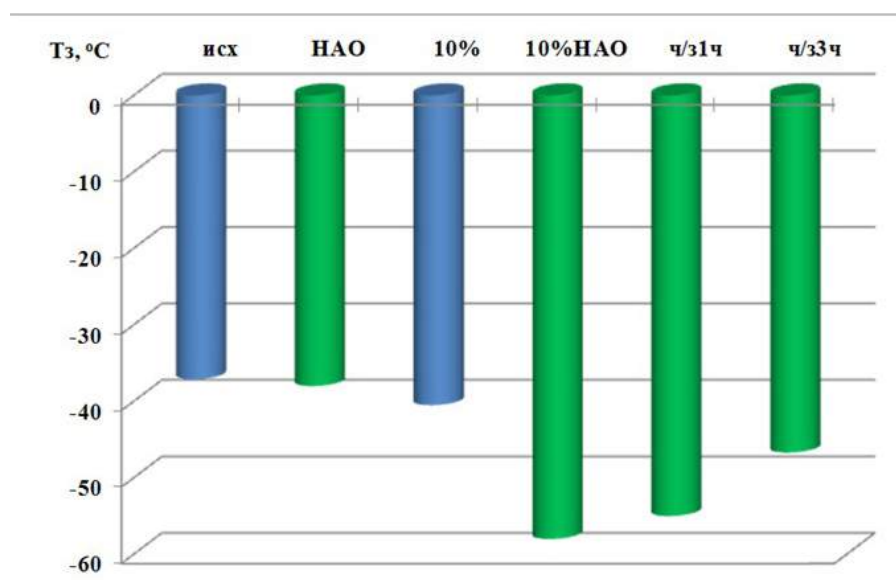


Рис.2. Изменение температуры застывания  $T_z$  нефти СТН и водонефтяных эмульсий после низкочастотного акустического воздействия

#### Литература

1. Обработка нефти СТН низкочастотным акустическим полем практически не влияет на температуру застывания. Добавка в нефть 10 % мас. пластовой воды понижает  $T_z$  на 3,4°Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки. – Уфа: Изд. Уфимск. нефт. ин-та, 1988. – 108 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 260 с.
3. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности. – СПб.: Недра, 2008. – 214 с.



**УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН  
В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ**

**Д.А. Зими́на**

*Научный руководитель профессор М.В. Двойников*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Основной топливно-энергетической базой нашей страны в настоящее время являются месторождения севера Западной Сибири, характеризующиеся наличием в геологическом разрезе многолетнемерзлых горных пород (ММГП). Наличие криолитозоны в геологическом разрезе, а также низкое качество крепи скважин обуславливает возникновение специфических осложнений таких как: растрескивание мерзлых пород, недоподъем тампонажного раствора до проектных значений, приустьевые обвалы горных пород, смятие обсадных колонн при обратном промерзании и др.

Цементирование обсадных колонн является необходимой и важной операцией в процессе строительства скважины. Успешность и качество цементирования определяют длительность, безаварийность и эффективность эксплуатации скважины. Традиционные технологии и материалы для крепления обсадных колонн в таких условиях не всегда обеспечивают создание надежной и долговечной крепи в затрубном пространстве. В первую очередь, это относится к герметизации направлений, кондукторов и технических колонн, которые расположены в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Выделяются следующие геолого-физические и технологические причины негерметичности крепи нефтяных и газовых скважин:

- одностороннее заполнение кольцевого пространства тампонажным раствором;
- разрушение цементного камня вследствие его коррозии;
- контракция твердеющего тампонажного раствора;
- разрушение цементного камня в кольцевом пространстве при проведении скважинных операций;
- низкая седиментационная устойчивость тампонажного раствора;
- низкая плотность контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой;
- прорыв пластовых флюидов через тампонажную смесь в связи со снижением гидростатического давления в затрубном пространстве во время процесса затвердевания цемента;
- пористость цементного камня;
- процесс суффозии в тампонажном растворе в период структурообразования;
- качество очистки, геометрия и форма ствола скважины.

Дополнительно к перечисленным причинам, изменение температурного режима в скважине также может способствовать возникновению нарушений в сплошности цементного камня с окружающими горными породами и обсадными трубами [3]. Поэтому для цементирования обсадных колонн скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород требуется применять специальные тампонажные растворы, для которых прогнозирование теплофизических свойств играет существенную роль в разработке их состава с заранее заданными технологическими свойствами.

Как показывает опыт цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях, использование обычных тампонажных материалов на основе порландцементного клинкера не всегда обеспечивают качественное крепление скважины, а в интервалах многолетнемерзлых пород не схватывается даже при добавлении хлористого кальция, а замерзает (при температурах ниже 0°C), а скорость гидратации при температурах ниже 4°C имеет незначительную величину. Применение усадочных тампонажных смесей не позволяет получать полную информацию о состоянии контакта цементного камня с горной породой, в связи с отсутствием плотного контакта с обсадной колонной. В настоящее время, для повышения долговечности и надежности крепи обсадных колонн, нефтяных и газовых скважин, всё больше применяются безусадочные и расширяющиеся тампонажные материалы. Применение пакеров также не дает положительного результата по причине интенсивного кавернообразования (коэффициент больше 2) пород, сложенных льдами.

Результаты исследований показывают, что при введении в состав тампонажных растворов расширяющих добавок увеличивается плотность контакта цементного камня с сопредельными средами [4]. Плотность контакта во многом зависит от его объемных изменений в процессе твердения. Материалы со специальными добавками, обеспечивающими эффект расширения, позволяют улучшить герметичность крепи скважин за счет повышения напряжения в зонах контакта цементного кольца с колонной и стенкой скважины. При этом необходимо учитывать влияние расширяющей добавки на реологические свойства раствора с целью обеспечения его незатрудненной прокачиваемости по стволу скважины и уменьшения гидродинамической составляющей давления, особенно при наличии в разрезе пластов, склонных к поглощениям и гидроразрыву.

Основными показателями расширяющихся добавок в тампонажных растворах, влияющих на качество цементации обсадных колонн, являются величина расширения цементного раствора – камня в процессе затвердевания и величина сцепления цементного камня с прилегающими контактирующими поверхностями. Механизм расширения происходит путем заполнения всех, даже микроскопических, пустот в материале, обеспечивая прочную и монолитность структуры. Благодаря способности расширяться, данные составы имеют повышенную адгезию практически к любым материалам. Также к достоинствам можно отнести относительно высокую долговечность и стойкость к агрессивным воздействиям.

Вопросы контроля и регулирования процесса расширения тампонажного раствора в условиях многолетнемерзлых пород, с сохранением требуемых физико-механических свойств цементного камня, в

настоящее время мало изучены. Динамика расширения тампонажного раствора должна быть согласована с динамикой набора прочности. Если расширение произойдет до образования структуры цементного камня, то получится увеличение объема цементной суспензии, а не увеличение плотности контакта камня с горной породой и обсадной колонной [1]. Цементный камень способен воспринимать небольшие объемные изменения и внутренние напряжения без нарушения целостности в первые трое суток твердения. При этом надо учитывать, что при быстрой динамике набора прочности, наибольшая доля расширения должна происходить в первые сутки твердения, иначе внутренние напряжения не смогут обеспечить расширение структуры камня.

Установление верхней границы величины расширения цементного камня следует определять из условия обеспечения плотного контакта камня с обсадной колонной и стенкой скважины. Созданию плотного контакта препятствуют усадка глинистой корки из-за обезвоживания цементного камня. Соответственно, величина расширения должна компенсировать эти усадки. Определение нижней границы расширения рассматривается для случая расположения тампонажного материала в межколонном пространстве или в интервалах плотных непроницаемых пород. В данном случае расширение должно соотноситься с усадкой цементного камня. При применении тампонажных материалов с низкой контракцией величина расширения должна составлять 2-3 %.

Плотность контакта цементного камня на границах горная порода-цемент-обсадная колонна будет обеспечивать герметичность крепи скважины, если цементный камень при расширении будет создавать достаточное контактное давление в процессе твердения. Это давление будет обусловлено внутренними напряжениями в цементном камне, которые возникают вследствие расширения цементного камня. При использовании расширяющихся тампонажных составов необходимо учитывать соотношение возникающих внутренних напряжений и склонности цементного камня к пластическим деформациям. [2] При этом следует учитывать, что в случае высокой динамики набора прочности внутренние напряжения должны обеспечивать малую величину объемной деформации цементного камня. И, наоборот, при медленном наборе прочности структура цементного камня способна в процессе деформации восстанавливать возникающие при расширении разрывы.

Добавление оксидных расширяющих добавок, например оксидов кальция и магния, в тампонажном растворе способствует увеличению объема цементного раствора, что значительно повышает герметичность контакта камня с сопредельными средами. В это же время, существует проблема наличия пены в таких растворах, что в свою очередь, вынуждает добавлять в раствор химические реагенты - пеногасители, используемые для подавления вспенивания тампонажного раствора при бурении, что приводит к уменьшению эффективности расширения раствора – камня. В качестве решения данной проблемы, направленной на улучшение качества цементирования в скважинах в условиях многолетнемерзлых пород предлагается использовать устройство, представленное турбулизатором, располагающимся на обсадной колонне. При использовании турбулизатора, поставленная задача решается за счет увеличения показателя фактической скорости течения раствора в кольцевом пространстве.

#### Литература

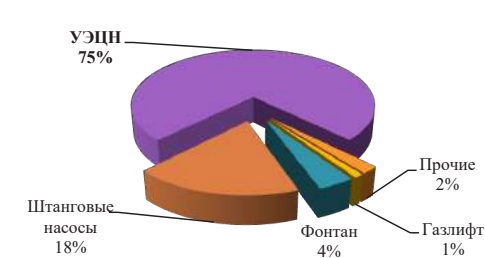
1. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширения тампонажных материалов // Территория нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 14–15.
2. Куницких А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук – Санкт-Петербург, 2016 г. – 20 с.
3. Кудряшов Б. Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах – М.: Недра, 1983. – 286 с.
4. Овчинников П. В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 115 с.

### ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧИХ ОРГАНОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО РАЗНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

**А.В. Ивановский, Г.А. Лупский, И.Н. Мамалиев**

*Научный руководитель доцент А.В. Деговцов*

*Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*



На сегодняшний день в Российской Федерации основным методом эксплуатации добычных скважин является применение установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). По соотношению добычных технологий на 2015 год добывалось до 75% нефти от общего объема добычи [1].

Рис. 1. Соотношение технологий добычи нефти в России на 2015 год

Широкое применение такого типа добычного оборудования обуславливается:

1) всевозможными особенностями добываемого флюида (из которых можно выделить обводненность, высокое содержание свободного газа на приеме насоса, высокая динамическая и кинематическая вязкости добываемого флюида, высокая концентрация взвешенных частиц и механических примесей);

2) технологическими особенностями применения на практике рабочих органов данного типа оборудования (как например, спуск добычного оборудования в боковые стволы малого диаметра)

В зависимости от тех или иных потребностей, в современном насосостроении применяются следующие основные технологии создания рабочих органов ЭЦН:

- **Литьё в кокиль:** основной материал, применяемый для ступеней насосов при данном методе, – никелевый чугун (например, ЧН16Д7ГЧШ ТУ 26-06-1305-95). Метод отличается высокой себестоимостью изготовления рабочих элементов и относительно невысокой степенью сопротивления воздействию механических примесей и взвешенных частиц. Тем не менее, данный метод является самым распространённым, а материал широко применяется на предприятиях компании «Роснефть»;

- **Штампо-сварные технологии:** основной материал – нержавеющая сталь по ГОСТ 5632-72. При отработанной технологии позволяет снизить шероховатость проточных каналов, снизить себестоимость и время изготовления ступеней насосов. В работах [2, 3] доказано, что сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц ступеней насосов, выполненных по данной технологии, не ниже, чем у ступеней, выполненных по первой технологии;

- **Литьё и штамповка деталей из различных пластмасс:** метод является относительно новым в связи с развитием применения пластика в нефтегазовой промышленности. Большим недостатком ступеней, выполненных по данной технологии, – очень низкое сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц, вплоть до разрушения рабочих органов ЭЦН;

- **Изготовление из стали или алюминиевого сплава из прутков с помощью механизированной обработки.**

1, 2 и 3-й способы применяются при изготовлении серийных ЭЦН. Однако вопрос о возможности применения тех или других технологий изготовления, особенно в условиях осложненной эксплуатации, до сих пор не решен окончательно. Частному решению данного вопроса и посвящена данная статья.

Исследования ступеней насосов, выполненных по четвертой технологии, и сравнение с первой и второй технологиями на сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц показали результаты, представленные в таблице.

**Таблица**

**Результаты испытаний ступеней насосов, выполненных по разным технологиям, на сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц при пересчёте на 500 (пятьсот) суток**

	Литьё в кокиль: материал – Чугун ЧН16Д7ГЧШ (ТУ 26-06-1305-95)		
	До износа, г	После износа, г	Потери от износа, %
Колесо	180	169,21	5,99
Аппарат	240	231,93	3,36
Штамповка+сварка: материал – Сталь 40Х13 (ГОСТ 5632-72)			
Колесо	120	114,69	4,43
Аппарат	160	156	2,50
Механическая обработка прутков: материал – В95 (ГОСТ 4784-97)			
Колесо	40	39,82	0,45
Аппарат	85	84,47	0,62

Основные выводы по работе:

- относительное сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц для ступеней, выполненных из прутков из алюминиевого сплава с применением механизированной обработки, оказалось выше, чем у ступеней, выполненных из нержавеющей стали по штампо-сварным технологиям или из никелевого чугуна с применением литейных технологий;
- низкое воздействие механических примесей и взвешенных частиц не оказывает влияния на гидродинамические характеристики ступеней насоса.

#### Литература

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.: ил.
2. А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации//Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – Москва, 2016. – № 6. – С. 16–20.
3. А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский. К вопросу о выборе материала ступеней электроцентробежного насоса для осложненных условий эксплуатации//ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2016. – № 11. – С. 88–91.

**МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

**Д.Ш. Измайлова**

*Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморов*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

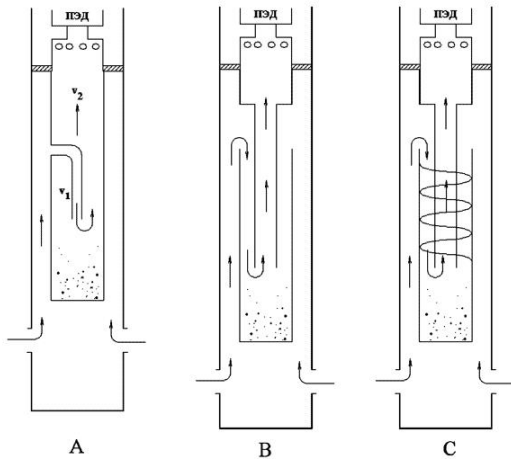
В настоящий момент большинство отказов работы УЭЦН происходит за счет засорения частицами породы и является одной из основных проблем, которая приводит к ремонту УЭЦН примерно в 40% случаев. Для того чтобы отделить частиц породы от жидкости, необходимо применять фильтры объемного или поверхностного действия [5]. Однако существуют минусы использования данных видов фильтров, а именно: время работы объемного фильтра ограничено емкостью его порового пространства (примерно несколько десятков литров). Таким образом, следует, что объемные фильтры могут задерживать не более 10<sup>2</sup> кг породы до засорения. Поэтому в последнее время объемные фильтры практически не применяются на производстве.

Фильтры поверхностного действия отделяют механические примеси от жидкости за счет щелей, расположенных на поверхности фильтра. Поверхностные фильтры имеют тонкость очистки до 100 мкм и широко распространены в последнее время. Существуют несколько причин засорения их фильтрационных каналов:

- соли, скрепляющие частицы с поверхностью каналов;
- неправильные условия эксплуатации, то есть образование турбулентного режима течения вблизи самой поверхности фильтра, что является следствием образования и скопления слабопроницаемых твердых частиц, которые блокируют фильтрационные каналы.

Существуют также гравитационные сепараторы твердых частиц, которые подразделяют на сепараторы без закрутки потока [3] и с закруткой потока, т.е. гидроциклонного [6] типа (рисунок 1) Стрелки на рисунке

указывают направление, по которому течет жидкость.



*Рис. 1. Схемы гравитационных сепараторов: А и В – без закрутки потока, С – с закруткой, гидроциклонного типа [6]*

Гравитационный сепаратор без закрутки потока, в котором направление жидкости необходимо организовать так, чтобы подъемная сила  $C_x \rho s u^2 / 2$  (где  $C_x$  – коэффициент сопротивления,  $\rho$  – плотность,  $u$  – скорость жидкости,  $s$  – эффективная площадь поперечного сечения) была меньше, чем разность силы тяжести и силы Архимеда, которая направлена вниз:

$$C_x \rho s \frac{u^2}{2} < F_g - F_a .$$

Из (1) видно, что при увеличении скорости уменьшается эффективность гравитационных сепараторов.

Направление в сепараторе гидроциклонного типа в отличие от предыдущего задано по спирали. Это позволяет при помощи круговой компоненты движения образовать центробежную силу, которая отбрасывает частицы к внешним стенкам канала и отделяет их от жидкости. Эффективность данного сепаратора возрастает при увеличении его центробежной скорости.

Сепаратор можно охарактеризовать, во-первых, тонкостью очистки и, во-вторых, долей задерживаемых им частиц, т. е. коэффициентом сепарации. Величина коэффициента сепарации выбирается так, чтобы при наиболее тяжелых по механическим примесям в условии концентрации твердых частиц до 1000 мг/л [2], на выходе из сепаратора оставалось не более 200 мг/л, что позволяет в будущем применить оборудование базового исполнения (по количеству механических примесей).

Одним из самых перспективных направлений по борьбе с механическими примесями является реализация гравийных фильтрующих устройств, благодаря которым создается процесс закачивания скважин бурением.

Эксплуатационную скважину бурят и цементируют до кровли продуктивного пласта, после чего при помощи долота меньшего размера разбуривают продуктивный пласт. Затем необходимо расширить ствол в интервале продуктивного пласта, спустить фильтр при учёте возможных перекрытий данного интервала. Далее производят закачку гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром.

В зарубежных компаниях («Тип Петролеум», «Лайенс», «Локомэтик» (США), «Ногаока» (Япония), «Шлюмберже» (США-Франция) и др.) разработали несколько технологий намыва гравия, создали жидкие

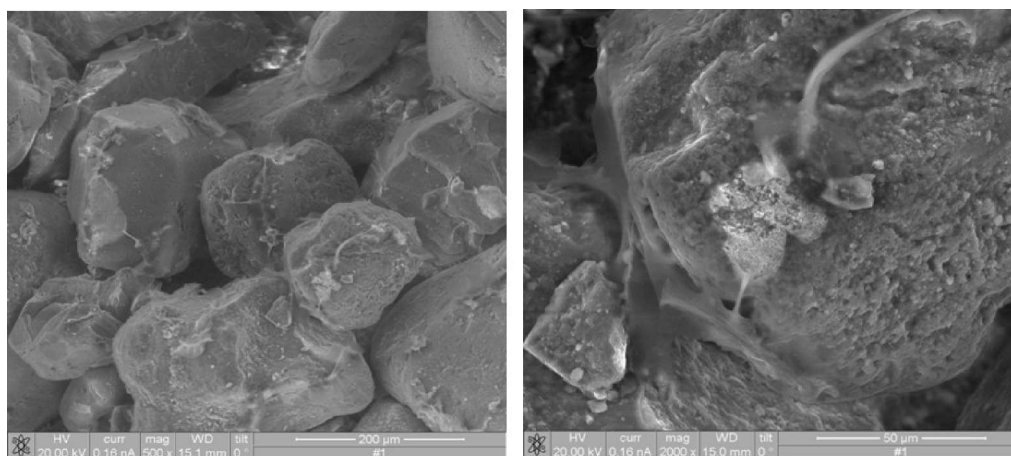
составы, которые не снижают продуктивность пласта, выпускают серийное оборудование, с помощью которого расширяют продуктивные интервалы пластов и производят регенерацию фильтров без их демонтажа, таким образом в случае необходимости можно легко заменить гравийную набивку.

Например, компания «Тип Петролеум» на месторождении Сан-Арго (округ Монтеррей, штат Калифорния) в 14 скважинах с высокими коэффициентами механических примесей в продукции используют забойные гравийные фильтры. В следствии этого общий прирост суммарного отбора нефти и среднесуточной добычи нефти составил соответственно 72 и 46 %, а затраты на ремонтные работы по причинам пескопроявлений уменьшились на 49 % [1].

Однако данная проблема по созданию и монтажированию забойных фильтрующих устройств приобрела другой характер, связанный с тем, что увеличилось широкое использование наклонных и горизонтальных скважин. Возникли трудности с расширением горизонтальных участков, центровке каркасов и их жестком фиксировании, нагнетании (намыве) в кольцевое пространство между этим каркасом и стенками горной породы гравийной набивки, которая и является фильтроэлементом [4].

Технология «ИПНГ-Пласт2» основывается на опыте внедрения технологии ограничения выноса механических примесей (песка) в газовых скважинах месторождений ОАО «Газпром». Полученные результаты по внедрению технологии в газовых скважинах подтвердили возможность создания внутрипластовых фильтров, которые укрепляют призабойную зону и препятствуют выносу песка в скважину.

Состав при закачке в пласт, синтезируется в пластовых условиях, образуя пористую структуру, а именно внутрипластовой фильтр.



**Рис. 2. Структура полимерно-песчаного фильтра**  
**а) структура скрепленного песка с проницаемым поровым пространством; б) участок контакта полимер-песок**

Новизна предлагаемого решения заключается в создании эффективной отечественной технологии, позволяющей без трудоемких и дорогостоящих технологических операций ограничивать поступление механических примесей в нефтяную скважину за счет консолидации частиц внутри пласта.

Рассмотрим фильтр скважинный с фильтроэлементами из проволочных проницаемых материалов (ППМ). Данный фильтр предназначен для применения в составе насосов УЭЦН габаритов 5, 5А и 7А с номинальными подачами 5–600 м<sup>3</sup>/сутки с целью предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей с размерами частиц более 200 (100) мкм (песка, пропана и др.).

Преимущество данного фильтра в высокой надежности и эффективности работы, увеличении межремонтного периода УЭЦН. Модульная конструкция фильтрующей системы из ППМ и возможность секционирования позволяет получить фильтры с высокой пропускной способностью. Щелевой эффект ППМ и способность фильтрующих элементов к отбрасыванию механических примесей достигается за счет поверхности ППМ и низкое гидравлическое сопротивление позволяют уменьшить в 1,5...2 раза габаритную длину фильтра по сравнению с фильтрующими системами на щелевых решетках. К основным возможностям применения данных фильтров можно отнести: возможность длительной работы УЭЦН без снижения подачи и изменения тонкости фильтрации путем контролируемого сжатия фильтроэлементов из ППМ; нечувствительность к ударным нагрузкам и кривизне скважины, обусловленные упругими свойствами ППМ; высокая коррозионная и эрозионная стойкость фильтроэлементов из ППМ и возможность их регенерации при проведении сервисного обслуживания.

При малых подачах насоса (менее 50 м<sup>3</sup>/сут) целесообразно использовать гравитационный сепаратор без закрутки потоки. Его использование позволяет отделить около 80 % всех механических примесей, при этом оставшиеся 20 % имеют максимальный диаметр около 0,5 мм. Если увеличивать подачу насоса, то коэффициент данного сепаратора будет резко снижаться. При подачах свыше 50 м<sup>3</sup>/сут можно использовать газодифференциальную установку, ПСМ гидроциклонного и центробежного принципов действия. ПСМ гидроциклонного типа способен не пропускать частицы диаметром свыше 100 мкм (0,1 мм), его использование позволяет увеличить межремонтный период, снизить экономические расходы на замену ЭЦН и ремонты. Гравийные фильтрующие

устройства эффективны при очень высоких концентрациях механических примесей, они позволяют значительно увеличить суммарные темпы отбора нефти, среднесуточный дебита и время межремонтного периода, но имеют несколько значимых недостатков, а именно, требуют большой массы закачиваемого гравия, и они применимы только для вертикальных скважин. Из этого следует, что каждый вид фильтрационного оборудования необходимо подбирать к каждой скважине отдельно, в виду ее специфических особенностей.

#### Литература

1. Каплан А.Л., Нагиев А.Т., Ануфриев С.Н., Жеребцов В.В. Повышение надёжности эксплуатации электроцентробежных насосов в осложненных условиях / Нефтяное хозяйство, 2006. – №12. – с. 76–78.
2. Каталог продукции ГК «Новомет» URL: <http://www.novomet.ru> Крылов А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М. Глоговский, М.Ф. Мирчинк, Н.М. Николаевский, И.А. Чарный. – М., Ижевск: ИКИ, 2004. – 416 с.
3. Топольников А.С., Литвиненко К.В., Рамазанов Р.Р. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей / Инженерная практика, 2010. – №2. – С. 84–89.
4. Нигматулин, Р.И. Динамика многофазных сред. В 2 ч. Ч.1. Динамика многофазных сред / Роберт Нигматулин. – М.: Наука, 1987. –464 с.
5. Финкельштейн З. Л. Применение и очистка рабочих жидкостей для горных машин. М.: Недра, 1986.– 232 с.
6. Якимов С., Афанасьев А.В., Шмонин П. Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты // Новатор, 1999. – Вып. 27. – С. 27–31.

### КАЧЕСТВО ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ОТОБРАННЫХ ПРОБ ФЛЮИДОВ (НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ)

В.В. Инякин, И.А. Усачев

Научный руководитель профессор С.Ф. Мулявин

Непубличное акционерное общество «Сибирский научно-аналитический центр»,

г. Тюмень, Россия

В процессе разработки газоконденсатных месторождений происходят изменения параметров и свойств извлекаемой продукции. Это обусловлено фазовыми превращениями в газоконденсатной системе при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к выпадению жидкой фазы высококипящих углеводородов в пласте при разработке нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) на режиме естественного истощения [2].

В связи с этим на всех этапах разработки и эксплуатации НГКМ необходимо проведение «качественных» и отвечающих требованиям «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин и пластов. Р Газпром 086-2010» [4] газоконденсатных исследований по изучению параметров пластовой смеси и фазовых переходов, которые в дальнейшем закладываются в основу проектирования разработки и подсчета запасов газа и газового конденсата.

Газоконденсатные исследования являются одной из главных составных частей комплексных исследований газовых и газоконденсатных скважин, включающих в себя сложный технико-технологический процесс, проходящий в системе «пласт – призабойная зона пласта – скважина – сепаратор». На каждом из этих этапов необходимо обеспечить условия, оказывающие минимальное влияние на достоверность итоговых результатов [3]. Анализ поведения углеводородной смеси занимает наибольшую часть времени для описания характера ее изменения, поэтому требуется высокое качество отобранной пробы.

В данной работе производится анализ качества газоконденсатных исследований и оценка представительности отбираемых проб флюидов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

(ачимовские залежи). Ачимовские продуктивные пласты являются специфическими объектами для изучения, представленные характеризирующими с значительной неоднородностью (как по разрезу, так и по площади), низкой продуктивностью породы коллектора, глубиной залегания – 3600-4000 м, пластовой температурой – 100-115 °С, аномально высоким пластовым давлением (АВПД) 57–62 МПа (рисунок).

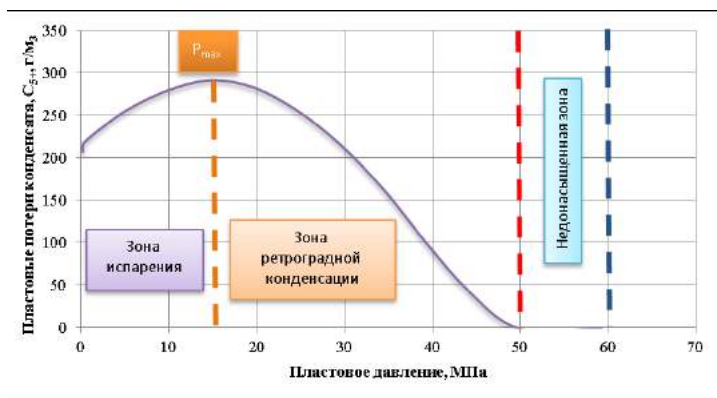


Рис. 1. Прогноз пластовых потерь конденсата на установке фазовых равновесий по скважине 774 (пласт Ач3-4) Уренгойского НГКМ

Степень недонасыщенности ачимовских газоконденсатных систем варьирует в диапазоне – 1,2–1,3 ( $P_{пл} / P_{нач}$ ). Коэффициент степени недонасыщенности выявляется из соотношения пластового давления к давлению начала конденсации. Давление начала конденсации варьирует в широком диапазоне от 35 до 53 МПа. Давление максимальной конденсации изменяется в промежутке от 10 до 20 МПа.

Исследования на газоконденсатность проводятся после завершения исследований на установившихся и неустойчивых режимах фильтрации. Пробы газа и конденсата отбираются в основном на одном режиме, в редких случаях на двух и более режимах. Схема проведения комплексного исследования представлена в таблице.

**Таблица**

**Пример схемы комплексного проведения газодинамических и газоконденсатных исследований**

№ п/п	Режим исследования (диаметра штуцера/ диаметр шайбы)	Дебит, тыс. м <sup>3</sup>	Отбор проб
Газодинамические исследования			
1	Режим №1 (4/10)	100	-
2	Режим №2 (5/11)	125	-
3	Режим №3 (6/13)	150	-
4	Режим №4 (8/16)	175	-
5	Режим №5 (10/19)	200	-
КВД			
Газоконденсатные исследования			
6	Режим №6 (8/16)*	175	+

\* – в режиме исследования был произведен отбор газа и конденсата.

Немаловажную роль играет подбор метода исследования скважины на газоконденсатность. Так основным методом исследования газоконденсатной характеристики (ГКХ) являются исследования на промышленном сепараторе. Ниже представлены промысловые методы исследования, с которыми более подробно можно ознакомиться в работе [1].

Промысловые методы исследования на газоконденсатность классифицируются на:

- Метод отбора части потока:
  - Отбор проб на устье;
  - Отбор глубинных проб.
- Полнопоточные методы:
  - Исследования с помощью многофазного расходомера;
  - Исследования на сепараторе.

На результат исследования также оказывает существенное влияние конструкция скважины и проводимые мероприятия по интенсификации притока (ГРП), вследствие существования пространственно-временной неравновесной структуры течения газоконденсатной смеси, между системой трещин и плотной поровой матрицей [5].

В работе для оценки качества ГКИ и представительности проб флюидов анализируются следующие показатели:

- Время отработки скважины на режиме;
- Депрессия, создаваемая на пласт;
- Величина критической скорости газожидкостного потока или минимально допустимый дебит (МДД);
- Условия сепарации (давление и температура);
- Разница конденсато-газового фактора от потенциального содержания конденсата в пластовом газе;
- Тест Хоффмана-Крампа-Хокотта, тест Вилсона, по методу материального баланса, сравнение коэффициентов фазовых равновесий;
- Осложнения при исследовании, вызванные наличием воды, отложением парафина и образованием кристаллогидратов.

В заключение авторами предлагаются наиболее оптимальные условия для исследования скважин на газоконденсатность с целью более точного определения состояния пластовой системы, что в дальнейшем снижает влияние различных факторов на изменение потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Данный комплексный подход к изучению ГКХ позволит наилучшим образом подойти к формированию обоснованного текущего и прогнозного потенциального содержания конденсата.

#### Литература

1. Заночуев С.А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа. // НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК ОАО «НК«РОСНЕФТЬ». – 2013. - №4. – С. 46-53.
2. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Сборник научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого

- отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – 2016. – С. 102-103.
- Инякин В.В., Усачев И.А., Леонтьев С.А. Особенности газоконденсатных исследований пласта Ач52-3 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. – 2016. – №3-4 (142-143). – С. 174-179.
  - Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч. 1. – 234 с.
  - Соколов В.А. Учет неравновесности движения смеси в трещинно-поровых коллекторах при контроле газоконденсатной характеристики пласта / В.А. Соколов, А.Г. Банникова // Вести газовой науки. – 2012. – №2(10). – С. 57-63.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРОВ ВОДЫ НА ПРОГНОЗНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА

Е.И. Инякина

Научный руководитель профессор С.И. Грачев  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей происходят изменения параметров и свойств добываемой продукции. Связано это с фазовыми превращениями в продуктивном пласте при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к выпадению высококипящих углеводородных компонентов. Не учет дополнительных факторов, таких, как наличие паров воды в системе, при прогнозировании конечного коэффициента извлечения конденсата (КИК) [4], приводит к его существенному превышению над фактическим [3].

В данной работе представлены результаты исследования (рисунок 1), которые были проведены на установке фазовых равновесий Chandler Engineering 3000G [5,6] методом дифференциальной конденсации. Обычно с целью определения прогнозного КИК, экспериментальные PVT-исследования проводят без учета воды на стадии геолого-разведочных работ (ГРП). В то время как ее наличие ведет к увеличению потерь ценных углеводородов.

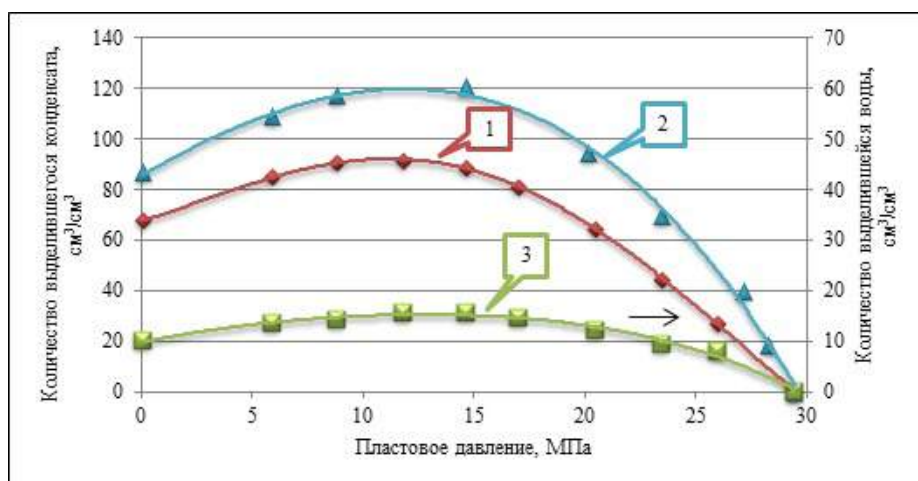


Рис. 1. Кривые дифференциальной конденсации пластовой системы

Методика проведения эксперимента базируется на «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» (под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева) [2], «Руководству по исследованию скважин» (под ред. А.И. Гриценко, З.С. Алиева, О.М. Ермилова, В.В. Ремизова, Г.А. Зотова) [1] и «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин» [7].

Опыты проводились на рекомбинированных пробах газа сепарации, насыщенного конденсата и воды, отобранных из валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), при пластовой температуре 80 °С давлении 29,5 МПа, при содержании воды в системе 36,3 см³/м³ и конденсатогазовом факторе равном 390 см³/м³.

При отсутствии воды в смеси (кривая 1) пластовые потери конденсата при давлении максимальной конденсации равном 11,8 МПа составили 91,3 см³/м³, а итоговые при давлении 0,1 МПа равны 67,6 см³/м³.

Характер кривой 2 указывает на усиление процесса ретроградной конденсации высококипящих углеводородов в присутствии воды, т.е. на большие пластовые потери конденсата. Произошло повышение давления максимальной конденсации на 2,9 МПа, и оно составило 14,7 МПа. Потери при давлении максимальной конденсации составили 120,7 см³/м³, а на момент завершения эксперимента – 86,8 см³/м³.

При исследовании фазовых процессов системы «пластовый газ – вода» по характеру кривой дифференциальной конденсации паров воды (кривая 3) следует, что она будет проявлять себя с самого начала разработки, что повлияет на процесс добычи углеводородов.



Доля прогнозной добычи конденсата при разработке валанжинских залежей показана на рисунке 2.

На долю разработки месторождения в период ретроградной конденсации пластовой смеси без воды приходится 39% добычи конденсата. Прогноз по дальнейшей разработке, до достижения уровня давления 0,1 МПа в области испарения пластовой системы показал, что приходится 29% добычи конденсата. Пластовые потери конденсата составили 32%. В эксперименте для газоконденсатной системы «конденсат – вода» потери конденсата составили величину 40%. На долю разработки в области конденсации пластовой системы пришлось 34% добычи конденсата, а на период испарения – 26 % добычи.

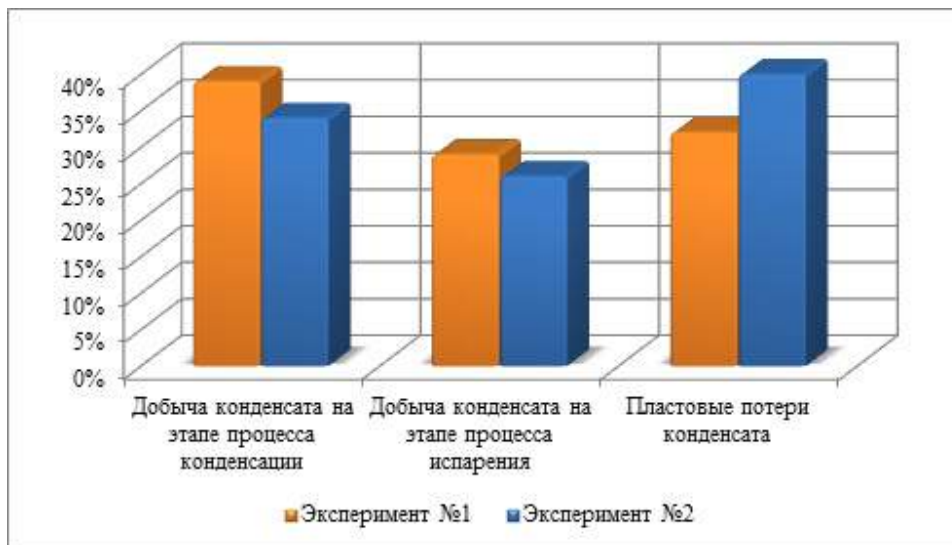


Рис. 2. Сравнение прогнозного распределения добычи конденсата в процессе разработки валанжинских залежей при наличии и отсутствии конденсационной воды

Как видно из рисунка 2, пластовые потери конденсата для газоконденсатных систем, не насыщенных (эксперимент №1) и насыщенных водой (эксперимент №2), существенно различаются (19,2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) на момент окончания исследования. По итогам проведенного эксперимента №1, пластовые потери конденсата составили 32% и прогнозный КИК равен 0,68. В результате эксперимента №2, за счет учета влияния воды на фазовые процессы углеводородов для группы залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, представленных валанжинскими отложениями, коэффициент извлечения конденсата уменьшился на 8% и составил 0,60.

#### Литература

1. Гриценко, А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
3. Изюмченко Д.В. Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев, В.М. Троицкий, Р.И. Гатин // Газовая промышленность. – 2010. – №1. – С. 24–27.
4. Краснова Е. И. Влияние конденсационной воды на фазовые превращения углеводородов на всех этапах разработки / Е. И. Краснова // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – №6. – С.44–47.
5. Краснова Е. И. Изучение фазовых превращений пластовых смесей с помощью современных лабораторных установок / Е. И. Краснова // Материалы II Международной Научно-практической конференции «Нефтегазовые горизонты» РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2010. – С. 213–214.
6. Краснова Е. И. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering / Е. И. Краснова, И. И. Краснов, Т. Д. Островская, С. И. Грачев, М. В. Матвеева // Академический журнал Западной Сибири. – Тюмень, 2012г. – №6. – С. 64.
7. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч. 1. – 234 с.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПАКЕРНОЙ ГАЗЛИФТНОЙ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**А.И. Каменюка, В.О. Леликов**

*Научный руководитель доцент И.А. Пахлян*

*Армавирский механико-технологический институт (филиал)*

*Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

Развитие отечественной газовой промышленности предусматривает введение в эксплуатацию новых газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа с надежным эксплуатационным фондом скважин. Высокая стоимость введения в эксплуатацию и эксплуатация скважин, необходимость повышения экологической чистоты подобных объектов требует создания подземного оборудования скважин высокой надежности.

Обязательным условием эффективной и безопасной эксплуатации скважин является обустройство их комплексами подземного оборудования, которые должны обеспечить:

- герметичное разграничение полости насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства;
- защита эксплуатационной колонны от высоких пластовых давлений и эрозии;
- защита эксплуатационной колонны от коррозии;
- защита скважины от межколонных перетоков;
- проведение технологических операций освоения, глушения, промывки и исследования скважин;
- надежную эксплуатацию скважин при определенных режимах;
- надежная защита окружающей среды.

Основным элементом скважинного оборудования современных фонтанирующих, газлифтных, насосных и нагнетательных скважин при однопластовой эксплуатации и при одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной является пакер.

Пакеры широко применяются при проведении таких технологических операций, как гидроразрыв, кислотная и термическая обработка пласта, изоляционные работы, гидропескоструйная перфорация и др.

Пакеры спускают в скважину на колонне подъемных труб. Они должны иметь проход, позволяющий беспрепятственно спускать инструменты и оборудование для проведения необходимых технологических операций при освоении и эксплуатации.

Для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной по параллельным рядам подъемных труб созданы двухпроходные пакеры.

В соответствии с назначением для обеспечения надежной работы, кроме оценки возможности проведения необходимых технологических операций в процессе эксплуатации, способов посадки и вытягивания, к пакерам предъявляются следующие основные требования:

- пакер должен выдерживать максимальный перепад давления, действующий на него в экстремальных условиях, который называется «рабочим давлением»;
- пакер должен иметь внешний диаметр, который обеспечивает оптимальный зазор между ним и стенкой эксплуатационной колонны труб, с которой он должен создать после посадки герметичное соединение.

Извлечение пакера из скважины происходит после ее глушения. При этом выравнивается давление, которое действует на плашки 7 верхнего якорящего узла и верхний якорящий узел не удерживает пакер при его извлечении. Далее осуществляют подъем НКТ. При усилии 50–150 кН сверх веса колонны НКТ срезаются винты 39 обоймы 26. Колонна НКТ вместе с пакером, кроме деталей, которые входят в состав нижнего якоря и фиксирующего узла, поднимается вверх до тех пор, пока втулка 18 не нажмет на втулку нажима 17. При дальнейшем подъеме пакера, нижний конус 24 выходит из-под шлицов 25 и последние заходят в свое транспортное положение.

Но очень часто происходит так, что усилия, с которым поднимают колонну НКТ, а вместе с ней и пакер, недостаточно для выхода шлицов из зацепления с эксплуатационной колонной. Дальнейшее увеличение усилия может привести к обрыву колонны НКТ. В таких случаях извлечение колонны НКТ производят путем отсоединения на левой трапецидальной резьбе переводника 2 с переводником 3 или с помощью разъединителя колонны, который располагается над пакером. Такие средства извлечения колонны НКТ имеют один недостаток: пакер остается в скважине.

Поэтому мы предложили при извлечении пакера путем поднятия колонны НКТ с усилием 50–150 кН применить и гидравлический метод. Для организации этого метода следовало сделать некоторые изменения в конструкции пакера (рисунок 1):

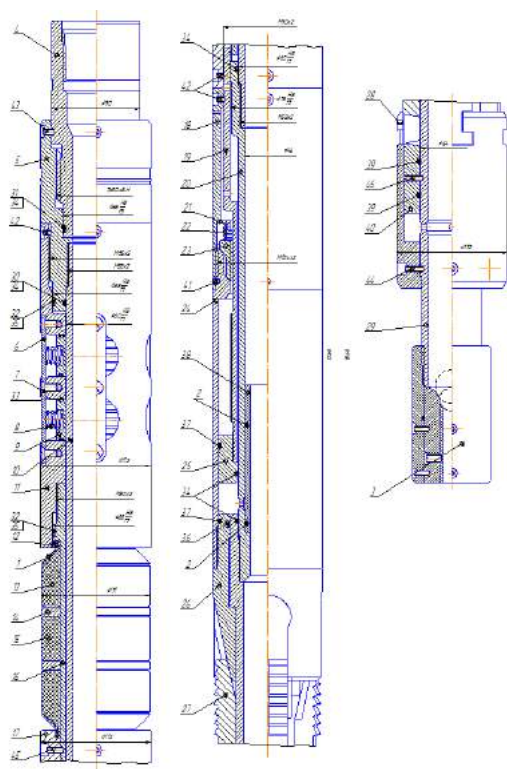
изменяется конструкция срезного клапана, который будет иметь два седла срезов клапана (седло клапана верхнее имеет больший диаметр и седло клапана нижнее имеет меньший диаметр). Седло клапана нижнее используется для установления пакера, а седло клапана верхнее используется для извлечения пакера.

изменяется втулка 20, которая будет иметь бурт для посадки в нее втулки 38.

увеличивается в продольном размере обойма 28 внутрь которой помещается втулка нажима 40, которая крепится к хвостовику 29 на срезных винтах 46.

Принцип действия гидравлического метода извлечения пакера заключается в следующем.

В колонну НКТ вбрасывают шарик срезного клапана и выдерживают 30–40 мин., чтобы шарик сел в верхнее



седло клапана;  
опускают втулку 38 которая упирается в бурт втулки 20 и своим телом перекрывает отверстия во втулке 20, которые используются при установлении пакера;  
создают давление 26–30 МПа, при этом срезаются винты 46 и втулка нажима 40 действует на шпильки 27, которые заходят в свое транспортное положение;  
создают натяжение колонны 50–150 кН и срезают винты 44;  
далее происходят действия аналогичные извлечению пакера-прототипа методом, который был описан выше.

Рис. 1. Модернизированная конструкция пакера

#### Литература

1. База данных «Процессы, протекающие в призабойной зоне скважины». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 5620393. Дата регистрации в фед. Органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 30.12.2014. Авт. Савенок О.В., Пахлян И.А., Селезнёв А.В., Татаринцев А.А.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа – М.: Изд-во «Нефть и Газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие. Изд. Второе, испр. М.: Нефть и газ, 2007.
4. Омелянюк М.В. Проблемы интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин (по материалам Международного научно-практического семинара, состоявшегося в г. Туапсе 26-29 сентября 2011 года). Министерство образования и науки Российской Федерации, Самарский государственный технический университет; ответственный редактор В. В. Живаева. Самара, 2012. Издательство: Самарский государственный технический университет (Самара), 2012. – 32 с.

### БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

К.С. Карсеко

Научный руководитель старший преподаватель Л.К. Бруй  
Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого,  
г. Гомель, Республика Беларусь

Производительность скважин главным образом зависит от геолого-петрофизических условий залегания продуктивных горизонтов и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Однако в процессе строительства скважин происходит резкое и, в большинстве случаев, безвозвратное снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора. В результате не достигается потенциально возможный дебит, что приводит к увеличению срока окупаемости скважин и уменьшению конечного коэффициента извлечения углеводородов. Снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в основном происходит при первичном вскрытии пласта. Поэтому необходимо применение специальных технологических жидкостей для вскрытия пласта, не ухудшающих естественной проницаемости коллектора [1].

Применяемые в настоящее время буровые растворы для вскрытия пород продуктивного горизонта содержат твердую фазу в виде глинистых частиц, наполнителей, шлама и т.п., что влечет за собой закупорку порового пространства скважины. Вскрытие на воде ведет к обводненности продукции, блокировке нефти за счет образования высоковязких эмульсий. Все это способствует ухудшению скин-фактора.

С точки зрения экономической целесообразности, простоты приготовления и обработки, экологической, промышленной и пожарной безопасности наиболее приемлемыми являются растворы на водной основе. Техническая вода, применяемая для вскрытия пластов с низким пластовым давлением, также не лишена

недостатков, так как содержит некоторое количество взвешенных частиц твердой фазы (в лучшем случае - около 0,1%). В результате, только из-за механической закупорки порового пространства, производительность скважины обычно оказывается ниже расчетной.

Существуют буровые растворы не содержащие и содержащие твердую фазу. Недостатком растворов первого типа является их проникновение вглубь коллектора на значительную глубину и формирование малопроницаемого барьера. При вызове притока этот барьер должен быть разрушен, что обычно требует использования специальных реагентов. Буровые растворы второго типа чаще всего готовятся с использованием карбоната кальция (кислоторастворимых кольматантов). Рецептуры таких растворов свободны от ряда недостатков, но имеют свою особенность, заключающуюся в правильном выборе гранулометрического состава кольматанта, соответствующему вскрываемому коллектору. В любом случае, необходимо использование технологических мероприятий по очистке забоя после вскрытия (проведение кислотной обработки).

Таким образом, для качественного вскрытия пород продуктивного коллектора необходимо, чтобы буровой раствор:

- обеспечивал мгновенное формирование тонкого, плотного и непроницаемого блокирующего экрана в виде фильтрационной корки на поверхности порового пространства коллектора, эффективно предотвращающего любые потери раствора и проникновение твердых частиц в пласт;
- при вызове притока обеспечивал легкий отрыв и удаление сформировавшегося блокирующего экрана (кольматирующей корки) потоком пластового флюида при минимальном перепаде давления;
- требовал минимум затрат при вызове притока (остатки блокирующего экрана, созданного раствором, должны положительно реагировать на кислотную обработку и другие методы);
- обладал высокой стабильностью в забойных условиях и при хранении на поверхности;
- обеспечивал сохранность пластового флюида в керне и возможность проведения геофизических исследований в скважине.

В настоящее время разработаны и широко используются различные типы буровых растворов для вскрытия продуктивных пород с различным составом и физико-механическими свойствами. В этой связи оценка влияния того или иного раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов является актуальной, важной и необходимой для разработки рекомендаций по их применению.

В лаборатории промысловых жидкостей БелНИПИнефть была проведена оценка свойств трех типов растворов для вскрытия продуктивных отложений: раствора на основе органоминерального сырья (ОМС) с блокирующим (кольматирующим) эффектом, раствора на углеводородной основе (РУО) и биополимерного бурового раствора (БПР) (таблица).

Таблица

Параметры буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов

Тип раствора	Параметры раствора								
	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	T, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30мин	СНС, дПа	h	ДНС, дПа	$K_{де}$ , t	Коэффициент трения	Коэффициент прихватоопасности
РУО	1040	37	2,3	8/10	8,5	43	5,0	0,10	0
БПР	1060	32	2,2	7/10	7	45	6,4	0,12	0
Раствор на основе ОМС	1125	54	2,0	2/3	15,5	65,2	4,2	0,20	0,02

Коэффициент динамического структурообразования  $K_{де}$  является одним из реологических критериев. Чем выше значение этого коэффициента, тем выше выносящие способности раствора. Исследования показали, что этими способностями больше всех обладает биополимерный раствор.

Дополнительной реологической характеристикой, отражающей свойства растворов удерживать и выносить шлам из застойных зон затрубного пространства, является вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС). Чем выше значение ВНСС, тем большей выносящей способностью обладает раствор. Эта характеристика раствора особенно важна при бурении круто направленных и горизонтальных участков скважин. Сравнивая показатели трех исследуемых растворов, предпочтение в выборе по параметру ВНСС отдается БПР.

Исследования на тестере линейного расширения характеризуют воздействие растворов на гидратацию глин. Как видно из рисунка 1, лучшей ингибирующей способностью обладает РУО, затем БПР, и на третьем месте – раствор на основе ОМС.

Для изучения воздействия исследуемых буровых растворов на модели продуктивного пласта в условиях, приближенных к скважинным (температура, давление), были проведены исследования на кольматирующем тестере проницаемости OFI (США). Процесс изучения заключался в наблюдении за образованием блокирующего экрана на поверхности пористого материала (в случае применения кольматантов) и его поведении при обратной подаче жидкости заполнения.

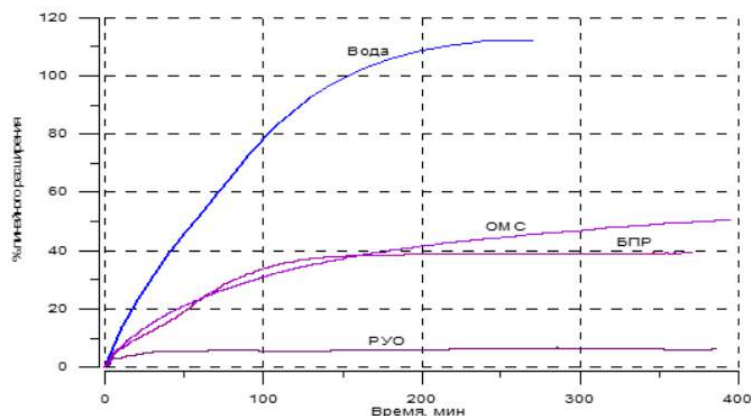


Рис. 1. Ингибирующая способность буровых растворов

В качестве моделей породы с разной проницаемостью в этом приборе используются одноразовые керамические диски. Были выбраны керамические диски со значениями проницаемости  $100 \text{ мкм}^2$  и  $0,75 \text{ мкм}^2$  (рисунок 2).

Кольматирующий эффект определялся количеством бурового раствора, прошедшего через керамический диск до образования корки. Опыты проводились при температуре растворов  $88^\circ\text{C}$  и перепаде давления 5 МПа.

Диск переворачивали после образования блокирующего экрана на поверхности. Из камеры удалялся исследуемый раствор, вместо него вводилась жидкость заполнения – вода или керосин. Декольматирующий эффект определялся значением коэффициента восстановления проницаемости керамического диска после обратной прокачки жидкости заполнения по формуле Дарси.

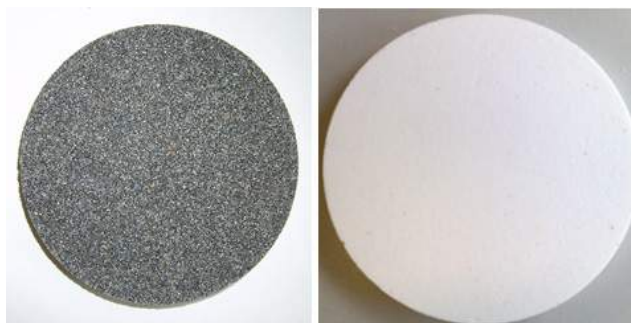


Рис. 2. Чистые керамические диски с проницаемостью  $100 \text{ мкм}^2$  и  $0,75 \text{ мкм}^2$

После сравнения результатов проведенных лабораторных исследований влияния трех типов буровых растворов на качество вскрытия продуктивного горизонта можно сделать вывод, что биополимерный раствор обладает лучшими свойствами по ряду показателей и может быть использован как альтернатива раствору на углеводородной основе.

#### Литература

1. Нагарев О.В. Методики оценки качества заканчивания скважин / О.В. Нагарев, А.К. Ягафаров, В.К. Федорцов, В.П. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. 2005. - № 6.

### АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.Д. Кожанов

Научный руководитель ассистент И.С. Хопта

Пермский государственный национальный исследовательский университет, г.Пермь, Россия

В России находятся значительные запасы нефти и газа. Добыча и реализация этих ресурсов, обуславливают темп роста российской экономики, поэтому, политика энергосферы приобретает ключевое значение в развитии государства. Сегодня перед геологами-нефтяниками стоит ключевая проблема – быстрое истощение действующих месторождений. Уже известно, что, при текущем уровне добычи, разведанных запасов, нефти в России хватит не более чем на 30 лет. При этом доля трудноизвлекаемых и малорентабельных для добычи запасов стремительно увеличивается и уже превышает 60 %, помимо этого, наблюдается простаивание десятков тысяч обводненных скважин, а их число приближается к 20 %.

Тяжелые нефти и газовые гидраты в условиях сокращения объемов добычи традиционных энергетических

ресурсов приобретают все большее значение в мировой экономике. Особую роль они играют и в России, где месторождения легкой нефти выработаны более, чем наполовину, а около 2/3 имеющихся запасов нефти и газа относятся к категории трудноизвлекаемых. Сегодня, по мнению специалистов, запасы тяжелых нефтей в мире составляют более 810 млрд. т. Геологические запасы высоковязких и тяжелых нефтей в России достигают 6–7 млрд. т. (40–50 млрд. баррелей), однако их применение и извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий.

Тяжелая нефть – это разновидность сырой нефти битуминозного типа, обладающей высокой плотностью 0,917–1,022 г/см<sup>3</sup> (что обусловлено наличием в ее составе очень крупных молекул, состоящих на 90 % из серы и различных металлов) и высокой вязкостью, что приводит к низкой доли извлекаемой нефти из пласта (40 %). Также особенностью тяжелой нефти является сложный химический и фазовый состав, который характеризуется высокосмолистостью (смола сернокислот 25–72 %), отсутствием парафинов и бензиновых фракций.

В настоящее время существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, различающиеся технологическими и экономическими характеристиками [8]. Условно технологии и способы разработки подобных залежей, которые испытывались и нашли применение в практике добычи нефти в России и за рубежом, можно подразделить на четыре группы:

- карьерный и шахтный способы разработки;
- так называемые «холодные» способы добычи;
- тепловые методы добычи;
- нанотехнологические методы добычи.

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности происходит активное внедрение нанотехнологий. Под нанотехнологией понимают совокупность технологических методов, применяемых для изучения, проектирования и производства материалов, устройств и систем, включая целенаправленный контроль и управление строением, химическим составом и взаимодействием составляющих их отдельных элементов нанодиапазона (1–100 нм) [1]. Особенность нанотел состоит в том, что такой размер соизмерим с радиусом действия сил межфазного взаимодействия. Для процессов вытеснения нефти как раз важны наноразмерные объекты: глины, аэрозоли, мицеллярные коллоидные растворы, полимерные золи и гели, пленки жидкости на поверхности. К нанотехнологиям относятся технологии регулирования регуляции смачиваемости [3], определяющей процессы вытеснения нефти в пористых низкопроницаемых средах, и технологии регулирования состояния газогидратов.

Проблема низкопроницаемых коллекторов в том, что закачать воду в поры и вытеснить из них нефть чрезвычайно трудно, поскольку коэффициент извлечения нефти (КИН) резко падает из-за нарушения структурного равновесия цементирующих породу глин [4].

Использование глиностабилизаторов позволило уменьшить негативное влияние глин [5]. Развитие этих работ позволит на участках с низким КИН увеличить его до 0,6, что в два раза выше проектного КИН.

Комплексы глинистых минералов являются активными наноминеральными фазами, которые имеют особенность изменять характеристики объема и способны реагировать на многие из методов воздействия на пласт. Опыт показывает, что нефтяные формации Волго-Уральского региона имеют обширный комплекс глинистых минералов, которые обладают определёнными кристаллохимическими особенностями, а соответственно и реакция на процессы воздействия на пласт будет разной. К примеру, в девонских отложениях коллекторы продуктивных горизонтов определяются превышением групп глинистых минералов каолинитового и гидрослюда-смешанослойного минеральных комплексов, смешанослойная фаза представлена группой гидрослюда-сметтит. В свою очередь, терригенные коллекторы каменноугольного возраста обуславливаются преимущественным развитием каолинита в составе ассоциаций с подчиненным количеством гидрослюда и смешанослойных фаз. Такого рода различия в фазовом составе глинистых наноминеральных комплексов необходимо учитывать при использовании различных методов воздействия на пласт. Исследования воздействия различных неионогенных ПАВ (химические соединения, обладающие поверхностно-активными свойствами, не диссоциирующие в водных растворах на ионы), проведенные в Татарстане, на различные глинистые минералы, воздействие которых на минералы группы смектита приводит к внедрению его цепей в межслоевые промежутки пакетов смектита. В результате происходит его разбухание на ширину цепи ПАВ, что регистрируется рентгено-дифрактометрическим методом. Таким образом, в гидрослюдах, где пакеты глинистых минералов связаны крупными катионами (K<sup>+</sup>) такое внедрение невозможно, и воздействие ПАВ заключается в вытеснении слабосвязанных молекул воды из промежутков, вследствие чего, происходит незначительное уплотнение глинистых пакетов. Подобное применение ПАВ эффективно. Следовательно, ПАВ приводит к существенному разбуханию смектитовых минералов и коагуляции каналов фильтрации, но при этом использование ПАВ снижает вязкость нефти в поровых каналах, что приравнивает к нулю эффект от воздействия ПАВ на коллектор, содержащий глинистую составляющую данного типа. Таким образом, состав глин влияет на эффективность применения ПАВ. При различных глинистых составляющих результат может быть как положительным, так и отрицательным.

Нанотехнологии могут быть так же применены и к уже существующим месторождениям, продуктивные пласты которых насыщены подземными водами, что ведет к осложнениям разработки и снижению рентабельности [9]. На сегодня обводненность активно разрабатываемых месторождений России показывает стремительный рост, что является актуальной проблемой нефтяной отрасли. За три года её средний уровень поднялся более, чем на 5 %, а в масштабах страны такой темп обводнения привлек к потерям порядка 76 млн. т. нефти [6]. На многих крупнейших нефтяных месторождениях доля воды в продукции составляет 90 %, а в целом

по России превышает 83,5 %, в мире средняя величина обводненности примерно 75 % [7]. Это обуславливает обводненность продукции добывающих скважин, т.е. содержание воды в пять раз больше, чем нефти. Исходя из этого, можно сделать вывод, что при уровне добычи нефти в России более 400 млн. т, из добывающих скважин вместе с нефтью извлекается более 2 млрд. т воды. Закачка такого количества воды для вытеснения нефти, затем её подъем и отделение от нефти стоит дорого и требует значительных энергозатрат, что ведет к высокой экономической выгоде от снижения обводненности продукции скважин. Экономия затрат на производство обеспечит уменьшение себестоимости добычи нефти, тем самым приведет к уменьшению экономического приемлемого дебита скважин по нефти и, в итоге, к увеличению показателя КИН. Тем не менее, статистика по добыче нефти с обводненной продукцией и количество извлекаемой жидкости (нефть + вода), не публикуется. В низкопроницаемых коллекторах КИН в значительной степени зависит от чистоты закачиваемой воды [2]. Достичь приемлемых КИН из низкопроницаемого коллектора можно только при очистке закачиваемой воды от содержащихся в ней частиц вплоть до 100 нм, а так как пропускная способность существующих фильтров невелика, произвести такую очистку на данный момент не представляется возможным. Для нефтегазовой промышленности требуются наночастицы большой пропускной способности. Создание таких фильтров обеспечит извлечение десятков миллиардов тонн нефти.

Применение нанотехнологий в нефтегазовой промышленности только начинает свое развитие, но многие ее приложения уже стали неотъемлемой частью, казалось бы, традиционных технологических процессов. Сегодня можно утверждать, что изучение и применение нанотехнологий в нефтегазовой отрасли играет важную роль при эксплуатации месторождений тяжелой нефти. Нанотехнологии позволяют производить добычу выгодно и качественно. При этом в среднем получится выйти на проектный КИН, равный 50 %, а снижение доли воды в продукции только на 10 % приведет к уменьшению отбора воды на 900 млн. т или почти в два раза.

#### **Литература**

1. Киреев В. Нанотехнологии: история возникновения и развития // Наноиндустрия, 2008, № 2, с.2–10.
2. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи / Спиридонов Ю. А., Храмов Р. А., Боксерман А. А., Хавкин А. Я. и др. // М., Госдума РФ, ОАО «Зарубежнефть», 2006. – 144 с.
3. Сумм Б. Д., Иванова Н. И. Коллоидно-химические аспекты нанохимии – от Фарадея до Пригожина // Вестник МГУ, сер. Химия, 2001. – т. 42. – № 5. – с. 300–305.
4. Хавкин А. Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа/ под ред. член-корр. РАН Г. К. Сафаралиева // М., Нефть и газ, ПЦ «НТИС», 2008, изд. 2. – 171 с.
5. Хавкин А. Я. Пора откупорить поры // Поиск, Ежедневная газета научного сообщества, 22 августа 2008. – № 33–34. – с.9.
6. Elphick J. and Seright R. A Classification of Water Problem Types, presented at the Petroleum Network Education Conference's 3<sup>rd</sup> Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Huston, Texas, USA; 1997, August 6–8.
7. <http://mashintop.ru/term.php?id=1160>
8. <http://neftegaz.ru/science/view/932-Neftedobycha-zapasy-i-KIN>
9. <http://www.mining-enc.ru/o/obvodnennost-mestorozhdenij/>

### **РАСЧЕТ ПРИТОКА В СКВАЖИНУ ПО МОДЕЛИ HONG YUAN AND DESHENG ZHOU ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА**

**И.Н. Козырев**

*Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Проблема совершенствования технологий связанных с процессом интенсификации добычи нефти и газа (ИДН), на сегодняшний день не теряет своей актуальности. Одним из наиболее эффективных методов ИДН, всегда был и остается гидравлический разрыв пласта (ГРП). С момента появления в 20 веке, совершенствование данной технологии не прекращается, и от ГРП на основе бензинов с применением в качестве закрепляющего агента очищенного речного песка, перешли к гелиевым композициям и высококачественным пропантам. Но и это не является пределом. На данный момент с развитием технического и технологического уровня возможно существенно снизить затраты времени на выполнение операций, а также существенно повысить эффективность от ГРП в скважинах.

Многостадийный ГРП (МГРП) – это технология, которая позволяет проводить несколько операций по разрыву пласта на одной скважине с целью повышения продуктивности скважины, увеличения плотностей дренируемая и коэффициента извлечения нефти. Технология получила широкое распространение на скважинах с горизонтальным окончанием ствола. В настоящий момент достаточно большое количество сервисных компаний предлагают услуги по проведению МГРП, как на уже находящихся в разработке скважинах, так и на скважинах, которые только планируется пробурить. На уже пробуренных скважинах с горизонтальным окончанием ствола проведение МГРП позволяет получить положительный результат, а зачастую и вернуть в эксплуатацию скважины, выработавшие ресурс и находящиеся в консервации. Применение технологий и технических средств МГРП при бурении новых скважин позволяет не только добиться повышенных дебитов, но и существенно сократить время на провдку и освоение скважины.

Расчет дебита с МГРП производится на основании формулы Джоши, но с различными допущениями. В данный момент нет какой-либо утвержденной формулы для расчета притока в такие скважины. Рассмотрим модель Hong Yuan and Desheng Zhou [1, 3].

Согласно модели Hong Yuan и Desheng Zhou приток в скважину состоит из двух частей: притока из трещин и из матрицы резервуара.

$$q = q_m + \sum_{i=1}^n q_f$$

Приток из скважины может быть рассчитан по формуле:

$$q_m = \frac{0,00708 \cdot k_c \cdot h \cdot \Delta p_e}{\mu_0 \cdot B_0} \left( 1 / \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln \left( \frac{h}{2 \cdot r_w} \right) \right) \right),$$

где  $k_c$  – скорректированная проницаемость,  $a$  – половина основного радиуса эллипса дренирования, который вычисляется также, как и в уравнении Джоши.

Для горизонтальных скважин без трещин ГРП  $k_c$  равна проницаемости пласта, а для скважин с трещинами ГРП  $k_c$  учитывает эффект от трещин ГРП и может быть рассчитана по формуле:

$$k_c = k_m \cdot m \left( 1 - \sum_{i=1}^n \frac{k_f}{k_m} \cdot \frac{w}{12 \cdot L} \cdot \frac{x_f}{r_e} \right),$$

где  $w$  – это ширина трещины,  $x_f$  – полудлина трещины.

Приток из трещин в скважину может быть рассчитан по следующему уравнению:

$$q_f = \frac{0,00059 \cdot k_f \cdot w \cdot \Delta p_f}{\mu_0 \cdot B_0} \cdot \left[ 1 / \left( \ln \left( \frac{h}{2 \cdot r_w} \right) + \pi \left( \frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} \right) \right) \right];$$

где  $k_f$  – проницаемость трещины,  $\Delta p_f$  – депрессия от носка трещины к скважине

Перепад давления от носка трещины к скважине может быть рассчитан по формуле:

$$\Delta p_f = (p_e - p_{wf}) \cdot \frac{x_f^2 + l^2}{\sqrt{a^2 \cdot l^2 + b^2 \cdot x_f^2}},$$

где  $p_e$  – давление на контуре питания,  $p_{wf}$  – давление в скважине,  $l$  – расстояние между трещиной и центральной осью эллипса дренирования,  $a$  и  $b$  – оси эллипса дренирования.

Параметр  $b$  может быть вычислен по формуле:

$$b = \sqrt{a^2 - (L/2)^2}.$$

## Заключение

Проведение МГРП позволяет получить положительный результат, а зачастую и вернуть в эксплуатацию скважины, выработавшие ресурс и находящиеся в консервации.

Применение технологий и технических средств МГРП при бурении новых скважин позволяет не только добиться повышенных дебитов, но и так же существенно сократить время на проводку и освоение скважины [2].

## Литература

1. Boyun Guo, Xiance Yu, Mohammad Khoshghadam. A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured horizontal wells, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 12, Issue 6 (2009).
2. Hong Yuan, Desheng Zhou. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells, SPE Western Regional Meeting, 27-29 May, Anaheim, California, USA (2010).
3. Kozyrev, I., Zyatikov, P., Deeva, V. Solving Excess Water Production Problems in Productive Formation // – MATEC Web of Conferences. – Volume 72, 9 August 2016, Article number 01049. – Heat and Mass Transfer in the System of Thermal Modes of Energy – Technical and Technological Equipment, HMTTSC 2016; Tomsk; Russian Federation; 19 April 2016 through 21 April 2016.



## ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

О.В. Концевич, А.А. Чередняков

Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт (филиал)

ФГБОУ ВО Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

В настоящее время большинство разрабатываемых в России нефтяных, газовых месторождений находится на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими значениями пластового давления, активным обводнением эксплуатационных скважин, снижением приемистости в нагнетательных и дебита в добывающих скважинах. Уменьшение продуктивности скважин является следствием множества факторов таких, как постепенное снижение пластового давления, ухудшение проницаемости и пористости пород прилегающей к скважине зоны пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате биологического, механического и химического колюматажа [3].



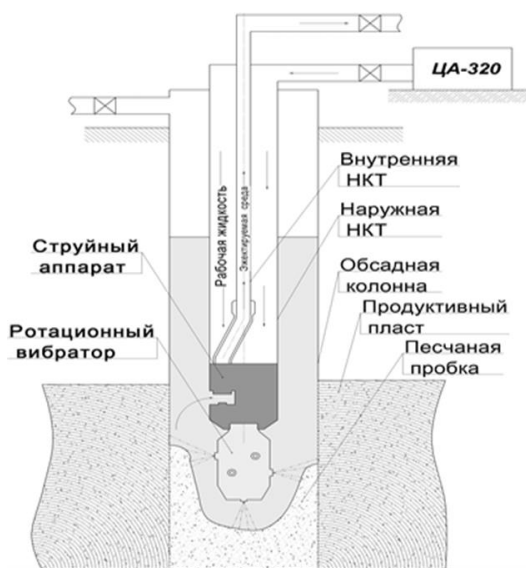
В результате проведенного анализа существующих методов химической обработки призабойной зоны пласта, применяемых для расколюматирования нефтяных скважин, было выявлено, что многие из них имеют ряд недостатков, которые накладывают ограничения на область их применения: осложнения после применения, громоздкость технологии, недостаточно полно разработанные теоретические основы проектирования процессов и т.д. [1].

Беря за основу результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения эффективности освоения и эксплуатации добывающих нефтяных скважин за счет обработки прилегающей к скважине зоны пласта с использованием химических растворов и разработанного оборудования. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования.

В результате была разработана технология циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, колюматанта из ствола скважины. Принципиальная схема реализации разработанной технологии представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Принципиальная схема для реализации циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, колюматанта из ствола скважины

Сущность технологии заключается в том, что проводится предварительная очистка песчаной пробки, грязи, глинистого раствора, парафино-смолистых и асфальтеновых отложений, затем закачка оторочки углеводородного растворителя (ацетон, керосин, бензин и т.п.) для растворения АСПО, сформировавшихся в ПЗП скважин. После подготовки скважины производится закачка кислотосодержащих эмульсий с внутренней углеводородной фазой, состоящих из керосина – 50%; 15%-го раствора HCl – 40%; остальное – ПАВ, стабилизатор, ингибитор



коррозии стали. Далее осуществляется закачка соляной кислоты 15%-ной концентрации с ингибитором коррозии (к примеру, ВНПП-2В, 0,5-2%), фтористоводородной кислотой (2-5%), лимонной кислотой в качестве стабилизатора (2-3%) в 3-7 циклов закачки и отбора продуктов реакции. Для увеличения охвата пласта по толщине и глубине, увеличения равномерности обработки, улучшения условий удаления механических нерастворенных частиц колюматанта из пористого пласта используется разработанный струйный насос, спускаемый на двухтрубном ряду насосно-компрессорных труб. Герметизируется внутренний ряд НКТ, и вся жидкость, нагнетаемая с дневной поверхности цементировочными агрегатами или кислотостойкими насосными агрегатами через кольцевое пространство между рядами НКТ (межтрубное пространство), поступает в пласт. Закачка реагентов осуществляется через роторный гидродинамический вибратор (рисунок 2), т.е. обеспечивается совмещение реагентной обработки и волнового воздействия на пласт. При этом обеспечивается очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от колюматанта [2]

Рис. 2. Разработанное роторное устройство для струйной кислотной обработки нефтяных скважин, диаметр 100 мм

Разработанные и апробированные химические многокомпонентные составы для повышения дебитов скважин химически нейтральны к обсадным и колоннам и материалам фильтров.

Эффективность разработанной технологии интенсификации добычи пластового флюида, по сравнению с общеизвестными, заключается в следующем:

1. высокий межремонтный период работы скважин (более 1100 суток);
2. лучшая очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от кольматанта;
3. надежная эксплуатация в осложненных условиях (низкие дебиты, высокое газосодержание, повышенные температуры, высокое содержание механических примесей).

#### Литература

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта. Нефтепромысловое дело // ОАО «ВНИИОЭНГ», № 11, 2014 год - с 19-23.
3. Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Битиев И.И., Османов С.В. Современные методы физико-химической интенсификации добычи при ремонте скважин // Патент на изобретение RUS 2015620593 30.12.2014.

### К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМОГО ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИЧИН ОТКАЗОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

*Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Как известно, в нефтяной отрасли используется сложное и дорогостоящее оборудование. Все это оборудование имеет определённый рабочий ресурс. В случае же преждевременного отказа оборудования, расходуется много средств и времени на его замену или ремонт. Возникает вопрос о причине того или иного отказа оборудования. Имея технически грамотный анализ причин выхода оборудования, можно выработать рекомендации, которые позволят избежать поломок в дальнейшем и увеличат период безаварийной эксплуатации.

В данной работе затронута тема поиска причин выходов из строя установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), которые являются частью системы пласт – скважина – скважинное оборудование (СПССО). Система СПССО сложна, ее не возможно полностью изучить или смоделировать. Акцентирую внимание конкретно на УЭЦН, далее рассмотрим существующие на сегодняшний день методы поиска факторов (причин) отказа, и на основе этого проведем собственный анализ причин отказов УЭЦН на примере двух месторождений.

Чтобы избежать путаницы, оговоримся, что под термином «отказ» следует понимать неисправность, вследствие которой перестал нормально функционировать насос («клин» насоса, снижение производительности, нарушение изоляции кабеля), а под термином «причина (фактор) отказа», то, что привело к этой неисправности (ошибки персонала, техническая неисправность оборудования, осложненные геолого-технические условия и т. д.).

Сегодня существуют программные комплексы, такие как ESP GAMS [1], показывающие вероятность отказов установки в зависимости от предполагаемой компоновки и условий эксплуатации. Данные прогнозы делаются программой на основе огромной базы данных отказавших установок разных производителей, которая включает, как характеристики самих насосов, так и условия их эксплуатации. Данный подход основан на статистической выборке отказавших установок и получения прогноза «вероятностного отказа» [1]. Такой подход, безусловно, полезен, однако он обобщает и усредняет, не показывая прямой связи аварии с ее причиной, такой индивидуальный подход, менее рациональный, особенно для малых предприятий нефтегазовой отрасли. Доказано, что для разных регионов разработки количество тех или иных отказов и их процентное соотношение различно [2] и пользуясь лишь статистическими данными невозможно установить истинных причин этих поломок. Поэтому на сегодняшний день при поиске причин отказов установок используется так называемый факторный анализ (ФА). Смысл его заключается в нахождении взаимосвязей между отказами и факторами, которые к ним привели. В данном подходе необходимо опираясь на известную информацию, связанную с работой установки, сделать заключение, какой именно фактор мог стать причиной отказа. Понятно, что факторный анализ в данном случае не может в полной мере быть выполнен машиной.

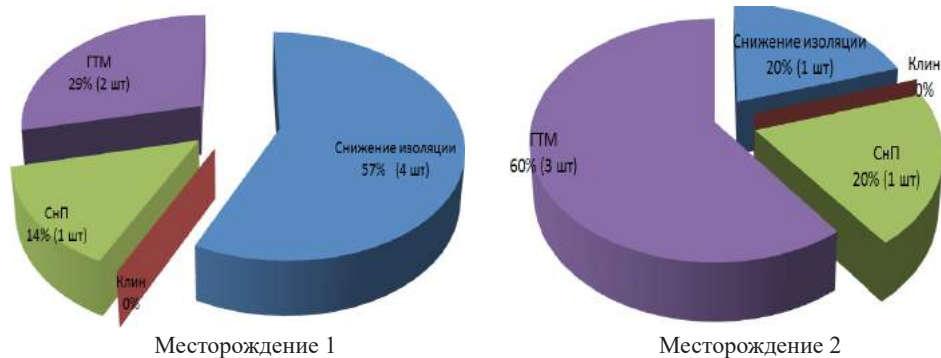
На сегодняшний день данный метод является наиболее распространённым [3], однако далеко не совершенным. Это связано с тем, что полноценный ФА затруднен из-за высокой сложности сбора комплексной информации в очень разных системах ПССО, при громадных размерах эксплуатационных фондов скважин. В результате, на практике ФА проводится преимущественно на основе данных геолого-технических условий часто ремонтируемых скважин. При этом важные данные о состоянии узлов УЭЦН до и после эксплуатации не учитываются. К тому же не учитываются данные о некоторых условиях и режимах работы установки, а также о качестве ее обслуживания. Такой подход делает факторный анализ скудным и малоинформативным. К примеру, в работе [3] описан пример независимости частоты отказов УЭЦН от свойств пластовых флюидов, геологических условий.

Показано, что частота отказов установок резко подскочила после замены одноопорных УЭЦН на двухопорные износостойкие. Вопреки ожиданиям новые насосы очень быстро выходили из строя, как оказалось, по причине

значительных стартовых дисбалансов. КВЧ и скорость солеотложений в рассмотренном примере почти не играли роли. Это подтверждает, что при проведении ФА следует брать во внимание куда более обширную информацию, чем только геолого-технические условия.

В связи с рассмотренным выше, считаем, что для проведения факторного анализа отказов УЭЦН необходимо обобщать геолого-техническую информацию с информацией о состоянии узлов насоса и информацией о режиме эксплуатации и обслуживания насоса (рисунок 1).

Теперь, попробуем применить расширенный ФА к анализу отказов УЭЦН на двух месторождениях с небольшим фондом скважин. Распределение отказов за период январь 2016 – август 2016 в процентах представлено на рисунке 2. Геолого-технические условия на данных месторождениях практически одинаковые, продуктивный пласт один и тот же. Наиболее значимая для анализа геолого-техническая информация представлена в таблице 1. На рассматриваемых месторождениях средняя наработка на отказ составляет около 400 суток, нет часто ремонтируемых скважин, это говорит об отсутствии каких-либо чрезвычайно вредных факторов. Однако установки все равно выходят из строя, попытаемся определить причины этого.



**Рис.1. Причины преждевременных отказов УЭЦН**

Судя по данным таблицы 1, геолого-технические условия на данных месторождениях не имеют anomalously вредных факторов. Газовый фактор не высокий, нефть легкая, маловязкая, малосмолистая, парафинистая. Состав пластовой воды по содержанию солей будет приводить к ускоренному солеотложению.

**Таблица 1**

**Некоторые геолого-технические условия Линейного и Тунгольского месторождений**

Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Пластовая температура, °С	Минерализация воды, г/л (тип хлоркальцевый)	КВЧ (среднее), мг/дм <sup>3</sup>	Содержание парафина по массе, %	Содержание серы, %
724,5	49,99	0,524	93	37	135	3	0,18

Данной информации недостаточно для объяснения картины отказов, поэтому привлечем дополнительную информацию. Известно, что скважины на данных месторождениях имеют малые дебиты (10–50 м<sup>3</sup>/сут), пласты малопродуктивны. Вследствие этого ЭЦН погружали практически в интервалы перфорации, чтобы обеспечить отбор флюида на постоянном режиме работы. Однако в интервалах перфорации приемные модули насосов захватывали повышенное количество КВЧ, так как механические примеси не осаждались на забой под действием гравитации, а увлекались в насос вместе с потоком. Помимо этого, редко производились промывки ЭЦН, из-за опасности заглушить малопродуктивный пласт. Эти факторы, в совокупности с солеотложениями и отложениями парафинов, и приводили к снижению производительности насосов и ускоряли их выход из строя. Это объясняет выход УЭЦН из строя по причине снижения производительности (СнП), однако наиболее распространённая причина отказов УЭЦН на данных месторождениях – снижение изоляции. Данная проблема имеет место быть, и зачастую причиной отказа является брак кабельной продукции, при анализе по представленным месторождениям, уместна рекомендация по замене поставщика кабельного оборудования. На данных месторождениях отказы установок, как было показано, являлись причиной воздействия нескольких негативных факторов. Однако часто бывает так, что отказы случаются из-за влияния какого-либо доминирующего фактора. Например, в работе [4] описывается губительное воздействие на УЭЦН высокого газового фактора. Правильно выполненный факторный анализ позволяет принять верные решения по защите УЭЦН от преждевременных отказов.

Проведенный обзор современного состояния поиска причин отказов УЭЦН позволяет сделать выводы, что наиболее действенным является факторный анализ. Однако в классическом виде факторный анализ имеет ряд недостатков, так как не использует значительную долю важной информации. Устранить этот недостаток можно, если взять во внимание информацию о состоянии узлов насоса и режиме эксплуатации и обслуживания насоса, проведенный комплексный факторный анализ отказов УЭЦН на двух месторождениях, действительно подтверждает необходимость внедрения расширенного факторного анализа и эффективность его применения при эксплуатации оборудования в процессе добычи углеводородов.

Литература

1. А.А. Шпортко, Э.Г. Кулаев. Комплексный анализ эксплуатации и отказов УЭЦН // “Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса”. – Москва, 2013. – № 6. – С. 25 – 29.
2. К.А. Ухалов, Р.Я. Кучумов. Методология оценки эксплуатационной надежности работы УЭЦН // “Нефть и газ” – Алматы, 2002. – № 4. – С. 26 – 29.
3. Я.П. Ковальчук, З.Я. Ковальчук, И.А. Круглов. Новый подход к анализу причин низкой работоспособности УЭЦН // “Территория нефтегаз” – Москва, 2009. – № 6. – С. 90 – 97.
4. Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова. Использование погружного электроцентробежного насоса на скважине 53 Выктульского месторождения в условиях высокого газового фактора // Проблемы и достижения в науке и технике: Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции Омск, 2016.–С. 81–86.

**АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ РАЗНЫХ ТИПОВ ПОРОД В ПРЕДЕЛАХ ЕДИНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА**

**Кошманов П.Е.**

*Начальник отдела геологического моделирования месторождений углеводородов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», канд. геол.-минерал. наук, Н.В. Дорофеев «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»*

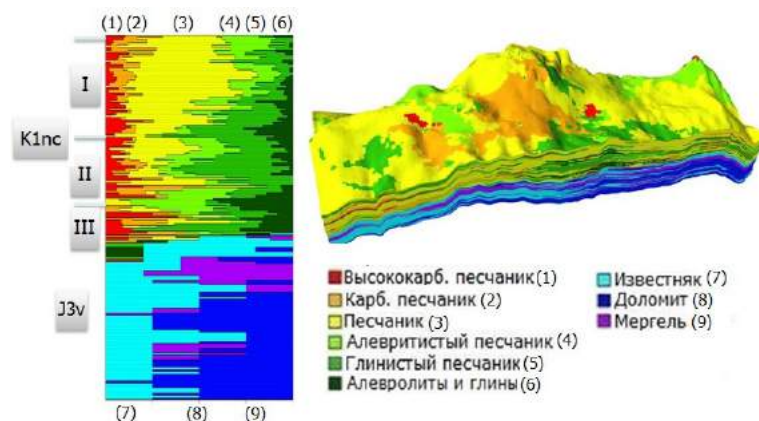
Объектом исследования является месторождение им. Юрия Корчагина, расположенное в акватории Каспийского моря. Основная доказанная продуктивность месторождения связана с неокомскими и волжскими отложениями. Причем для неокомского надъяруса нефтегазоносность отложений связана с тремя терригенными пластами-коллекторами, когда как волжский ярус представлен карбонатным коллектором. Также ранее предполагалось наличие непроницаемой покрывки между залежами. Но по результатам мониторинга разработки месторождения и проведения трассерных исследований установлена гидродинамическая связь между залежью волжского яруса и газовой шапкой неокома. При этом наблюдается значительный рост газового фактора и осложнения при эксплуатации скважин. Вследствие перечисленных выше факторов выработка запасов и достижение проектных показателей затрудняются.

Для более подробного изучения месторождения проводится выделение литотипов пород. Для неокома по макроописанию керна выделены песчаники, алевролиты и глины. Песчаники в свою очередь разделены на три группы – карбонатные, глинисто-алевролитистые, чистые.[1]

Так, I пласт более однородный по своему литологическому составу, обладает лучшими коллекторскими свойствами, сложен песчаниками с редкими прослоями глин, в нижней части – алевролитами. В свою очередь II и III пласты представлены песчаниками с карбонатно-глинистым составом цемента, количество глинистых прослоев увеличивается (рисунок 1).

По волжскому ярусу вся охарактеризованная керном карбонатная толща является неоднородной и представлена чередованием прослоев доломитов и известняков, разделенных толщей мергелей.

Предваренная литотипизация и расчеты на модели по каждой из групп пород, позволили уточнить имеющиеся



представление о месторождении, уточнить имеющиеся запасы. Важно понимать распределение пород и объем запасов, который на них приходится, так как разные группы пород предполагают отличие в подходах к их разработке. Также стоит отметить, что большая часть запасов приходится на песчаники неокомских отложений. В целом на неокомскую залежь приходится 85% геологических запасов нефти месторождения.

*Рис.1. Доля литотипов в разрезе*

Эксплуатационные объекты характеризуются наличием обширных нефтегазовых зон. Прорывы газа предусматривалось минимизировать за счет бурения горизонтальных скважин большой протяженности. Ожидалось, что низкие рабочие депрессии позволят отдалить во времени прорывы газа. Однако бурение уже первых скважин выявило более сложный геологический разрез месторождения, чем предполагалось. Фактическая протяженность горизонтальных стволов по коллектору в некоторых скважинах меньше проектной в 1,5 раза, что объясняется более неоднородным распространением коллекторов.

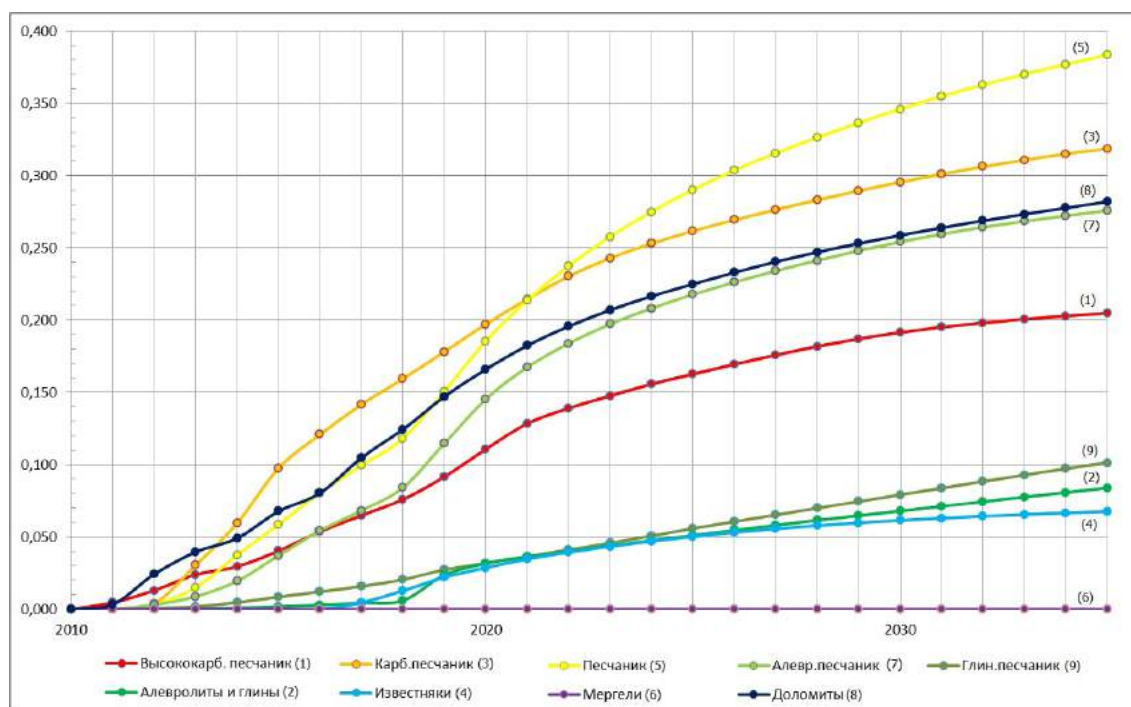
Также ранее предполагалось наличие непроницаемой покрывки между залежами. Но по результатам

мониторинга разработки и проведения трассерных исследований установлена гидродинамическая связь между залежью волжского яруса и газовой шапкой неокома, обусловленная низкими экранирующими свойствами покровов. Тем самым необходимо учитывать зоны повышенной проводимости, связанные с зонами разуплотнения пород или наличия трещинной составляющей [2, 3].

Это подтверждается исследованиями по профилю притока в скважинах волжского яруса. Например, для 11 скважины поступление газа наблюдается по всему стволу. Предполагается, что источником газа на этих участках являются именно те высокопроводящие каналы, сообщаемые с газовой шапкой неокома. Рост газового фактора на некоторых скважинах, с начально предполагаемого 100 т/м<sup>3</sup>, вырос до 1000 т/м<sup>3</sup> и выше.

Из-за прорывов газа в скважины объемы добычи газа достигают верхнего предела производительности компрессоров высокого давления, производящих обратную закачку в пласт. Это приводит к вынужденному ограничению добычи по скважинам с высоким газовым фактором.

В связи с возникшими осложнениями накопленная добыча нефти ниже проектной. При этом основной объем добычи нефти приходится на песчаники неокомских отложений. Естественно, что на чистые песчаники приходится более высокая доля выработки запасов. Однако для достижения проектных показателей необходимо предусмотреть методы интенсификации по работе с менее проницаемыми породами. Так, можно заметить, что высокий потенциал показывают карбонатизированные песчаники. Также приемлемый коэффициент извлечения нефти достигается для доломитов, хотя на них приходится меньшая доля запасов (рисунок 2).



**Рис.2. Расчетный КИН по типам слагающих пород**

Стоит отметить, что разделение по литотипам способствует построению более подробной модели, и за счет этого позволяет уточнить запасы и повысить КИН для некоторых из групп пород.

В заключение хочу обратить внимание на то, что геологическое изучение месторождения крайне важный этап в работе. Необходимо учитывать особенности строения месторождения, так как они напрямую связаны с имеющимися текущими проблемами, в том числе и со значительным ростом газового фактора.

Также важно упомянуть, что использование упрощенных моделей, как это часто происходит, дает нам неточную картину о выработанности запасов. Разделение по типам пород позволяет нам строить более точные модели и делать более корректные прогнозы.

#### Литература

1. Дорوفеев Н.В. Литотипизация коллекторов и оценка рисков на начальном этапе разведки месторождений/ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – Москва: ВНИИОЭНГ 2013–№10, с.33-40
2. Дорوفеев Н.В., Талдыкин С.А., Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины на месторождении им. Корчагина /Нефтепромысловое дело – Москва: ВНИИОЭНГ, 2014–№ 7, с. 5-10
3. Дорوفеев Н.В. Влияние газовой среды на разработку нефтяной оторочки месторождения им. Ю. Корчагина / Дорوفеев Н.В., Бочкарев А.В., Талдыкин С.А., Ананьева Е.В., Бронскова Е.И. // Нефтепромысловое дело — Москва: ВНИИОЭНГ, 2015-№12 с. 27-35

**РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ НЕФТЕГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

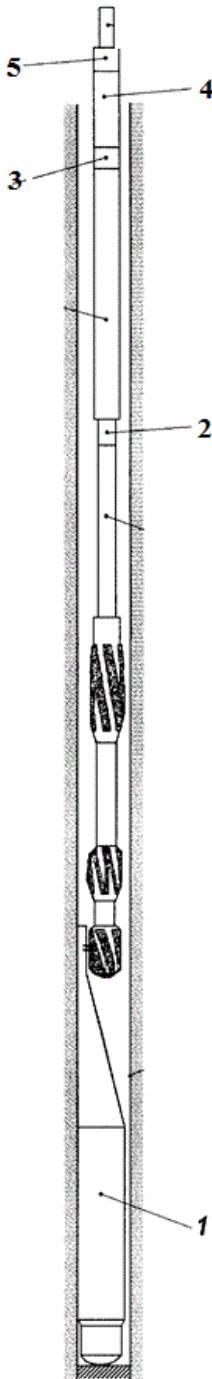
**А.С. Кравченко, А.А. Синявин**

*Научный руководитель доцент И.А. Пахлян*

*Армавирский механико-технологический институт (филиал)*

*Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

Нефтегорское нефтяное месторождение одно из месторождений Хадзыженской группы (17 месторождений), цепочкой простирающихся на 70 км в северо-западном направлении до железнодорожной линии Краснодар-Туапсе. На Нефтегорском месторождении IV объект является основным по величине запасов. Промышленная нефтеносность связана с одной нефтяной залежью, извлечение остаточных локализованных запасов нефти по IV горизонту позволит извлечь 9088 тыс. т нефти и достичь коэффициента нефтеотдачи 0,450 при утвержденном 0,485 по Нефтегорскому месторождению. Для извлечения остаточных подвижных запасов предлагается осуществлять строительство горизонтальных скважин из уже имеющихся путем зарезки боковых стволов. В значительной степени это объясняется тем, что на Нефтегорском месторождении накопился фонд аварийных, высокообводненных, малодебитных скважин, требующих существенных затрат на проведение капитального ремонта. При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, является нецелесообразной. В этих условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.



Зарезка боковых стволов скважины предоставляет следующие возможности: восстановление продуктивности аварийных скважин, доступ в которых к интервалу эксплуатации затруднен или невозможен; увеличение производительности малодебитных скважин за счет вскрытия менее дренированной части пласта в обход конусов обводнения; вскрытие пропущенных продуктивных объектов при направленном бурении бокового ствола; уточнение состояния выработки и потенциальных запасов отдельных пластов.

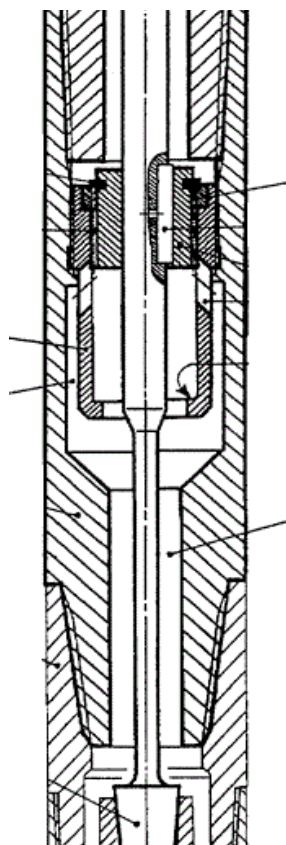
Был выполнен анализ существующей технологии зарезки бокового ствола в обсадной колонне скважины. Технология имеет ряд недостатков, которые накладывают ограничения на область ее применения: большой износ бурильных труб, подвергаемых при вращении трению о стенки обсадной колонны по всей длине колонны бурильных труб; дополнительные затраты материальных средств и времени на проведение ремонтно-восстановительных работ, возникающих от осложненной при вращении колонны бурильных труб в стволе скважины при выполнении работ по прорезке бокового «окна»; необходимость использовать мобильные установки достаточной грузоподъемности с приводом ротора для создания повышенного крутящего момента требуемых скоростей вращения; повышенная аварийность.

Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет зарезки боковых стволов. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования.

В результате разработана технология и устройство для зарезки боковых стволов в обсадной колонне, принципиальная схема реализации разработанной технологии представлена на рисунках 1, 2.

*Рис. 1. Компоновка низа бурильной колонны*

Сущность зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственном забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей. После установки клин-отклонителя, компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается, спускается



компоновка для вырезания «окна». Компонровку на бурильной колонне спускают в скважину в интервал прорезки бокового «окна», устанавливают отклоняющее устройство 8 путем посадки на якорь 9, который, в свою очередь, устанавливается на цементном мосту 10 в заданном интервале, отсоединяют отклоняющее устройство (путем проворачивания колонны 1 и срезания винта 7). Затем освобождают выходной вал винтового забойного двигателя 2 от стопорения путем подачи с устья скважины в бурильную колонну рабочей жидкости под давлением, чем приводят во вращение выходной вал винтового забойного двигателя с закрепленной с ним компоновкой низа бурильной колонны, благодаря чему обеспечивают ориентированную прорезку бокового «окна» в обсадной колонне скважины.

Благодаря предложенной компоновке низа бурильной колонны, в которой винтовой забойный двигатель введен непосредственно над комплектом фрезер-райберов, в сочетании с операциями предложенного способа, при прорезании бокового «окна» в обсадной колонне скважины вся бурильная колонна не вращается, вращается только часть низа бурильной колонны ниже винтового забойного двигателя. Это исключает трение бурильных труб о стенки обсадной колонны, что существенно снижает их износ, обеспечивает безаварийность работы, возможность проведения работ с буровых станков с малой грузоподъемностью, сокращая при этом материальные затраты и время проведения работ по прорезке боковых «окон» в обсадной колонне скважины за один рейс бурильного инструмента.

Рис. 2. Устройство стопорения выходного вала винтового забойного двигателя

#### Литература

1. Пахляя И.А. Разработка погружной эжекционной установки для добычи пластовых флюидов из скважины В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евгин. 2015. – С. 10–13.
2. Омелянюк М.В. Реанимация скважин В сборнике: Проблемы интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин (по материалам Международного научно-практического семинара, состоявшегося в г. Туапсе 26-29 сентября 2011 года). Министерство образования и науки Российской Федерации, Самарский государственный технический университет; ответственный редактор В. В. Живаева. Самара, 2012. – С. 24–32.

### КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Крайнов, Г.Н. Хиджакадзе, Д.Г. Денисенко

Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На всех этапах разработки газовых и газоконденсатных месторождений важно уделять особое внимание состоянию призабойной зоны пласта (ПЗП) и внедрению законтурных и подошвенных вод. Разрушение ПЗП, обусловленное высокими депрессиями и большими дебитами, вызывает скопление частиц породы в интервале перфорации скважины и в системе промыслового сбора углеводородов. Помимо этого, из-за абразивного воздействия частиц происходит разрушение оборудования скважины, трубопровода, трубопроводной арматуры и других элементов, что может являться причиной аварийной ситуации [1]. Вместе с тем при высоких дебитах газ может увлекать за собой воду, образуется конус обводнения или прорыв законтурных вод [2]. Вследствие поступления воды происходит увеличение фильтрационного сопротивления, снижение продуктивности и в конечном счете самозадавливание скважины. А вызванная этим неравномерность дренирования приводит к макрозаемлению большей доли извлекаемых запасов [3]. Но что не менее важно, поступающая вода ослабляет механические связи существующие между частицами породы, в результате чего разрушение коллектора начинает происходить уже при значительно меньших депрессиях.

Сильный рост градиента давления между газонасыщенной и водоносной частями, обусловленный снижением пластового давления, может привести к поступлению воды в газонасыщенную часть сеноманской залежи. В частности, это особенно заметно на стадии падающей добычи. На сегодняшний день, общее количество воды,

поступающее на все сеноманские УКПГ из скважин, составляет 150–170 тыс. м<sup>3</sup> в год. Удельный объем воды, поступающей до УКПГ, получил сильный рост с момента начала разработки месторождения. За счет только одного ограничения дебита вследствие выноса водопесчаной смеси, в 2007 году на сеноманских газовых скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» недобор газа составил 1,256 млрд м<sup>3</sup>. Более 4 млрд м<sup>3</sup> составляет недобор газа, связанный с обводнением и водопескопроявлениями в скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» в общем.

Главными источниками природного газа ООО «Газпром добыча Уренгой», в ближайшие годы, являются вступившие в стадию падающей добычи неокомские и сеноманские залежи Большого Уренгоя. На основных месторождениях, Уренгойское, Ямбургское и Медвежье, наблюдается обводнение, разрушение ПЗП, приводящее к снижению отбора газа на 20–25 млрд м<sup>3</sup>. Отсюда возрастает спрос на технологии РИР и на новые материалы, вследствие роста требований к качеству ремонтно-восстановительных работах на скважинах бассейна. Основными факторами снижения дебита и остановки скважин являются: образование песчаных пробок при обводнении и разрушении ПЗП, подъем газовой контакта, падение в залежи начального пластового давления, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов [3].

При эксплуатации газоконденсатных и газовых месторождений севера Тюменской области подземное и наземное оборудование часто подвергается износу и выходит из строя по причине выноса песка на сеноманском продуктивном горизонте (от 0,1 до 20 г/сут). Добыча газа сильно дорожает по причине многократных проведенных капитального ремонта по устранению последствий от абразивных воздействий песка на оборудование и скважины. При эксплуатации скважин часто приходится снижать депрессии на пласт для устранения разрушения пласта-коллектора, что приводит к уменьшению добычи газа и коэффициента газоотдачи месторождений [4]. При этом постоянное снижение дебита может сделать эксплуатацию скважины нерентабельной.

С целью предотвращения разрушения ПЗП и развития конусообразования, автоматизации процесса и, соответственно, сокращения времени реагирования предлагается реализовать схему с применением поточных анализаторов влаги и твердых частиц, обладающих способностью дистанционной передачи данных.

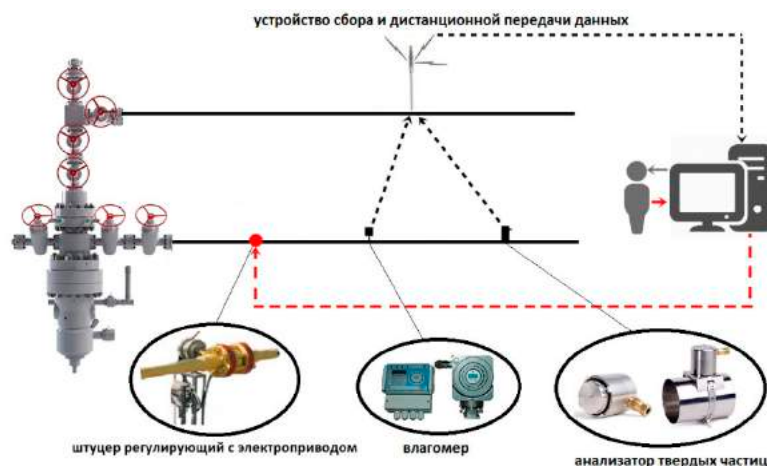


Рис. 1. Общая схема реализации метода

Измеряя содержание воды и твердых частиц в потоке газа в режиме реального времени, анализаторы передают информацию на пульт управления. При резком повышении содержания одного или обоих этих компонентов подается сигнал оператору либо производится автоматическое снижение депрессии за счет средств дистанционного управления расходом скважины. Общий вид такой схемы представлен на рисунке 1.

Среди влагомеров, применяемых в газодобывающей отрасли, наиболее распространены четыре типа: емкостной, с электролитической ячейкой, на основе кварцевого кристалла, конденсационный. Использование емкостных анализаторов непрактично, т.к. чувствительный элемент покрывается пленкой ДЭГа и последующий замер влаги происходит в среде этой пленки. Емкостной – в принципе не может отличить ДЭГ от воды, что затрудняет его применение. Пьезокварцевый метод неселективен – на чувствительном элементе адсорбция полярных молекул органических соединений более интенсивна, чем паров воды. Этого можно избежать, применив мультисенсорную матрицу, но для неё, в свою очередь, придется установить 3–8 различных мультисенсоров и разработать специальную программу. Конденсационный анализатор является наилучшим представителем прямого метода измерения, определяющим ТТР, где на охлаждаемом зеркале происходит измерение температуры конденсации паров воды. В работе [5] установлено, что наиболее подходящими с точки зрения критерия «цена/качество» являются конденсационные анализаторы точки росы по воде и углеводородам «КОНГ-Прима-10» и Hygrovision-BL.

Среди анализаторов твердых частиц в потоке природного газа можно выделить трибоэлектрические и акустические. В трибоэлектрических анализаторах сигнал формируется вследствие контакта механических частиц со стержнем сенсора. Однако наибольшее распространение в газовой промышленности получили



акустические анализаторы. Они устанавливаются в местах соударения твердых частиц со стенкой трубопровода, как правило, выше колена, в результате которого образуется ультразвуковой импульс. Данный импульс и фиксирует анализатор. Соответственно, в обоих случаях требуется калибровка прибора, а генерируемый сигнал пропорционален количеству твердых частиц в потоке природного газа.

Рынок анализаторов твердых частиц представлен как зарубежными производителями: ClampOn и Roxar (Норвегия), Milltronics (Великобритания), Schlumberger и Eххon (США) и т.д., так и не уступающими им отечественными. Это, например, анализаторы «КАДЕТ» от ЗАО «Объединение БИНАР» [6], «ИМП» от ООО «БАКС», линейка «ДСП-А» от АО «Сигма-Оптик». Сложившаяся экономическая ситуация делает выбор отечественных устройств более предпочтительным не только из-за очевидно меньшей цены, но и за счет на порядок более низких затрат на поддержку со стороны фирмы-производителя.

Таким образом, в работе рассмотрены одни из самых серьезных осложнений и их последствия при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин – разрушение ПЗП и внедрение подстилающих вод. Предложен метод их предотвращения и устранения, показана общая схема реализации метода. Рассмотрены основные виды влагомеров и анализаторов твердых частиц, применяемые в газодобывающей отрасли, и выделены наиболее перспективные из них.

#### **Литература**

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880с.
2. Coleman, S.B. A New Look at Predicting Gas Well Liquid Load- Up // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – P. 329–332.
3. Сулейманов Р.С., Ланчаков Г.А., Маринин В.И. и др. Проблемы Большого Уренгоя // Нефтесервис.– 2008. – № 4. – С. 66–69.
4. Чемезов П.В. Исследования влияния разрушений призабойной зоны пласта на производительность скважин (на примере Ямбургского и Уренгойского ГКМ): Автореферат ... дис. канд. техн. наук. – Краснодар, 2004. – 25с.
5. Прахова М.Ю. Некоторые проблемы контроля влагосодержания природного газа в промысловых условиях [Электронный ресурс] / М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Х.Г. Нагуманов // Современные научные исследования и инновации. – 2015. – № 7. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2015/07/56176> (дата обращения: 25.05.2016).
6. Диденко В.Г., Система регистрации выноса песка из газовых скважин / В.Г. Диденко, С.А. Ежов, В.М. Карюк // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. №3(28). – С. 7–9.

### **ОСОБЕННОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ HIWAY ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

**Леби Давид Джуниор**

*Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Общеизвестно, что эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП) в большой степени определяется проводимостью трещин, а также качеством закрепления проппанта. Для ГРП высокопроницаемых пластов, где необходима высокая проводимость, используются проппанты высокой прочности, применимые практически на любых глубинах. Имеется три главных пути увеличения проводимости трещины: (1) увеличение концентрации проппанта для расширения трещины, (2) использование более крупного (и, следовательно, более проницаемого) проппанта и (3) использование проппанта устойчивого к более высокому напряжению для того, чтобы уменьшить степень разрушения и улучшить проводимость.

С точки зрения предотвращения выноса проппанта интерес представляет технология концевое экранирование (TSO), которая является модификацией операции гидроразрыва. Концевое экранирование происходит, когда на ведущей поверхности разрыва концентрируется значительное количество проппанта для предотвращения дальнейшего удлинения разрыва.

Более 50 лет ученые разрабатывают проппанты и жидкости ГРП, с которыми возможно создать идеально расклиненную трещину. Со временем в качестве агентов для ГРП стали использовать материалы с другими химическими и физическими свойствами. В качестве проппанта стали брать природный чистый кварцевый песок вместо молотой ореховой скорлупы, а затем и высокопрочные сферические гранулы: керамические шарики или зерна агломерированного боксита. Жидкости ГРП изменились от огеленных нефтей до растворов линейных или сшитых полимеров.

Для снижения остаточного полимера в трещине и повышения проводимости трещины стали брать химические разжижители (регуляторы вязкости, <<брейкеры>>) (рис 1).



Рис. 1. История разработки жидкости разрыва

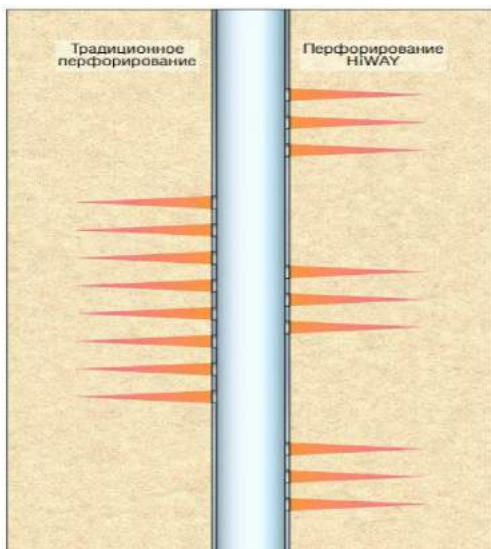


Рис. 2. Схема традиционного перфорирования и по технологии HIWAY

После долгих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ исследователи компании Schlumberger решили важную прикладную проблему. Их открытием стала технология ГРП с созданием каналов притока, которую назвали HIWAY. Новосибирские ученые компании Schlumberger исследовали характеристики несплошной проппантной набивки в рамках амбициозной экспериментальной программы и доказали работу данной технологии и средств ее применения. Изначально нужно было подтвердить теоретический выигрыш в проводимости несплошных проппантных набивок.

Учеными был разработан метод проведения испытаний с учетом важных параметров пласта и конструкции скважин. Изначально было принято решение ограничить опробование технологии вертикальными скважинами. В целях обеспечения достаточного разнесения проппанта в трещинах, перфорационные отверстия изначально были расположены группами, а не на равном расстоянии друг от друга как это принято традиционно (рисунок 2)

В Аргентине на месторождении Лома Ла Лата было проведено исследование на базе 15 эксплуатационных скважин, в семи из которых использовалась технология HIWAY, а в остальных – традиционный ГРП. Для точности исследования взяли одинаковые жидкости разрыва и проппанты во всех скважинах. Выяснилось, что дебиты скважин после ГРП по технологии HIWAY превысили на 53% дебиты скважин, обработанных традиционным ГРП (рисунок 3)

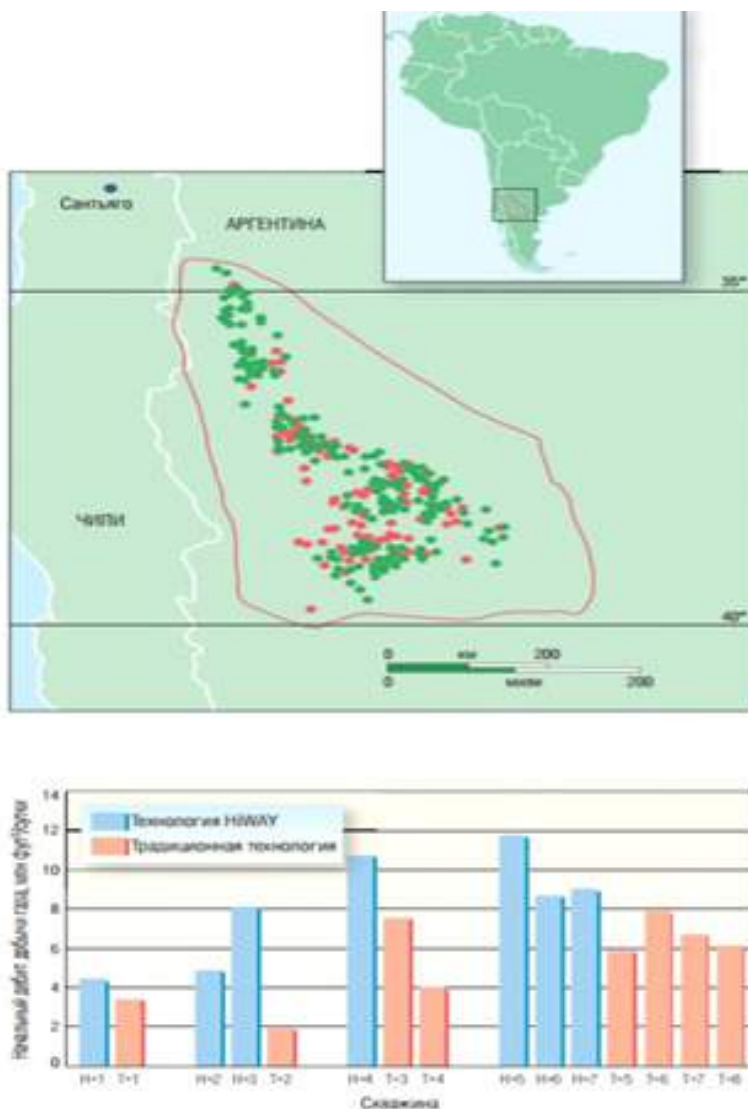


Рис. 3. Результаты испытаний технологии HIWAY

В течение двух лет инженеры выявили, что накопление добычи газа из скважины с использованием технологии HIWAY увеличилось на 29 %, чем в скважинах с использованием традиционного ГРП. Результаты обработки скважин по технологии HIWAY показали высокие начальные дебиты и значительную устойчивую дополнительную добычу.

Инженеры до сих пор разрабатывают способы применения технологии в различных типах коллекторов, поэтому зоны ее использования расширяется. Вероятно, применение технологии HIWAY в скважинах разных типов, несплошные пропантные набивки будут стандартом в нефтегазодобывающей отрасли.

#### Литература

1. Aggour T.M. and Economides, M. J. (1996). "Impact of the Fluid Selection on High-Permeability Fracturing," paper SPE 36902.
2. Dusterhoff, R., Vitthal, S., McMechan, D. and Walters, H. (1995). "Improved Minifrac Analysis Technique in High-Permeability Formation," paper SPE 30103.
3. Novotny, E. J. (1977). "Proppant Transport," paper SPE 6813.
4. Medvedev, A., Yudina, K., Panga, M., et al. 2013. On the Mechanisms of Channel Fracturing. Paper SPE 163836 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 4–6 February.

## ОЦЕНКА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ МЕТОДОМ КАПИЛЛЯРНОГО ЭЛЕКТРОФОРЕЗА

М.О. Левшин, Е.А. Рождественский\*

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

\*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти

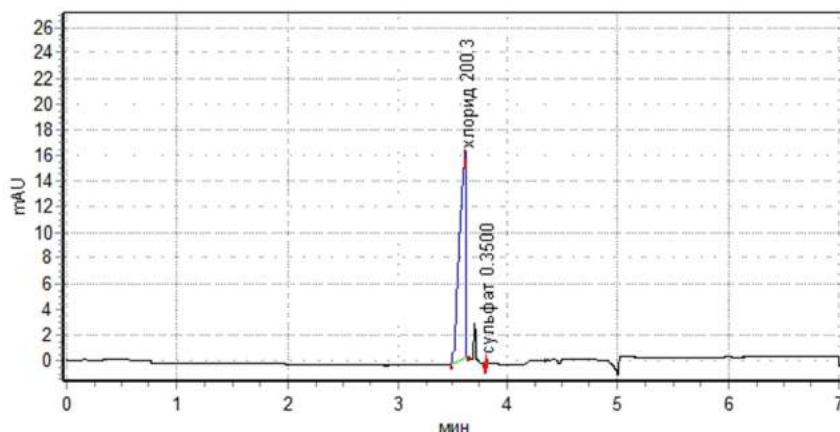
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Значительная часть нефтяных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки. Для таких месторождений характерно значительное увеличение обводнённости скважинной продукции, что, в свою очередь, увеличивает вероятность образования отложений нерастворимых солей.

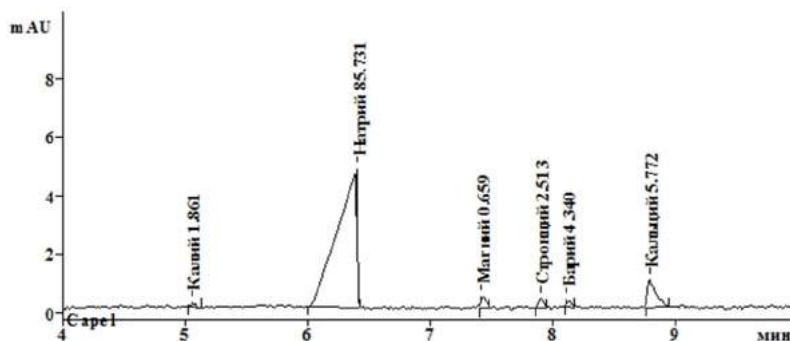
Отложения солей в зависимости от условий могут возникать на таких участках как: подземное оборудование скважин, система сбора и подготовки продукции. Проблема образования нерастворимых отложений солей имеет высокую актуальность и требует комплексного подхода на всех этапах борьбы с осложнениями, учитывая динамику обводнённости добываемой нефти, изменение термобарических условий, pH воды.

Целью данной работы является исследование химического состава попутно добываемой воды Шингинского нефтяного месторождения Томской области. Кроме традиционного химического анализа воды [1], в исследовательской практике в настоящее время широко применяется метод «капиллярного электрофореза» [2]. Поэтому для установления состава исследуемого образца воды скважины А04 был применён современный метод анализа – капиллярный электрофорез. Данный метод анализа ионного состава воды основывается на принципе разной скорости миграции заряженных частиц и молекул в постоянном электрическом поле и, как следствие, происходит разделение заряженных компонентов сложной смеси.

Анализ выполнялся на приборе «Капель-105», который в отличие от своих предшествующих моделей имеет спектрофотометрический детектор на основе дейтериевой лампы и монохроматора с дифракционной решеткой, позволяющий охватывать диапазон волн от 190 до 400 нм [3]. С помощью данного прибора были получены электрофореграммы ионного состава по катионам и анионам, присутствующим в исследуемом образце (рис. 1, 2).



*Рис.1. Электрофореграмма анионного состава исследуемой воды Шингинского месторождения, 2016 год*



*Рис.2. Электрофореграмма катионного состава исследуемой воды Шингинского месторождения, 2016 год*

Исходя из полученной электрофореграммы (рисунок 2) для катионного состава было установлено присутствие таких специфических компонентов как – стронций и барий, что имеет высокую практическую значимость, так как возникает необходимость в учете концентраций стронция и бария при проведении анализа на химическую совместимость с пластовой водой. Наличие стронция и бария способно привести к образованию целестина и

барита – нерастворимых сульфатных солей, твердый осадок которых крайне трудно удалить. Также отмечается присутствие иона кальция, который также может участвовать в образовании отложений солей.

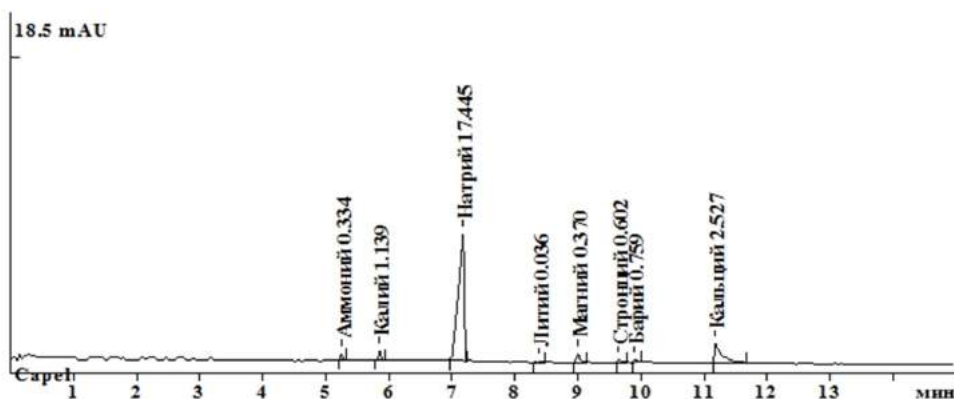
По экспериментальным данным был рассчитан ионный состав попутно добываемой воды исследуемой скважины (таблица 1).

**Таблица 1**

**Ионный состав попутной воды, скважина А04**

Ионы	Содержание ионов, мг/л					
	Калий	Натрий	Магний	Стронций	Барий	Кальций
Катионы	186,1	8573,1	65,85	251,3	434	577,2
Анионы	Хлорид			Сульфат		
	20030			35		

Проводя сравнительный анализ электрофореграмм катионного состава проб пластовой воды Шингинского месторождения за 2009 год (рисунок 3) и 2016 годов можно сделать вывод о значительном росте актуальности проблемы образования отложений солей, так как наблюдается значительное увеличение количества осадкообразующих катионов (таблица 2).



**Рис.3. Электрофореграмма катионного состава исследуемой воды Шингинского месторождения 2009 год**

При сравнении с другими месторождениями компании Газпромнефть, для которых также был выполнен анализ по определению осадкообразующих ионов методом капиллярного электрофореза, можем отметить, что такие компоненты как стронций и барий являются типичными для попутно добываемых вод (таблица 2). Наличие данных катионов в составе вод Шингинского месторождения может способствовать образованию нерастворимых сульфатных солей.

**Таблица 2**

**Сравнительный анализ осадкообразующих ионов месторождений Томской области**

Месторождение	Осадкообразующие ионы (мг/л)			
	Стронций	Барий	Кальций	Магний
Шингинское, 2016	251,3	434	577,2	65,85
Шингинское, 2009	60,2	75,9	252,7	37
Урманское	132,9	131	1100,6	103,4
Майское	31,8	52,4	220,9	28,9

Из полученных данных ионного состава определен тип воды по методике Сулина. Расчет показал, что попутная вода относится к хлоркальциевому типу. Прогнозная оценка возможности выпадения осадка карбоната кальция по глубине добывающей скважины А04 была проведена по индексу Ланжелье. Расчет по методике [4] показал, что отложения карбоната кальция возможны с глубины 1500 м и до устья скважины. Индекс Ланжелье  $SI_{CaCO_3}$  в этом интервале глубин будет иметь положительные значения от 0,02 до 0,38. Расчет по методике Скиллмена-Мак-Дональда-Стиффа показал, что отложений сульфата кальция не будет, т.к. рассчитанная равновесная концентрация сульфата кальция превышает фактическую.

Таким образом, применение метода капиллярного электрофореза позволяет получить сведения об ионном составе пластовых, попутно добываемых и нагнетаемых вод, определить тип воды и сделать прогноз по выпадению солей.

#### Литература

1. Байков Н. М. Лабораторный контроль при добыче нефти и газа: учебник / Н.М. Байков, Х.Х. Сайфутдинова, Г.Н. Авдеева. – Москва: Недра, 1983. – 128 с.
2. Бёккер Ю. Хроматография. Инструментальная аналитика: методы хроматографии и капиллярного электрофореза Москва: Техносфера, 2009. – 472 с.
3. Комарова Н.В., Каменцев Я.С. Практическое руководство по использованию систем капиллярного электрофореза «КАПЕЛЬ» – СПб.: ООО «Веда», 2006. – 212 с.
4. Маркин А.Н., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: Аналитические методы. 2013. – 156 с.

**ОСОБЕННОСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТЕЙ  
С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АСФАЛЬТЕНОВ И СМОЛ**

**А.А. Лобанов, Е.Ю. Пустова**

*Научный руководитель профессор А.Б. Золотухин*

**Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова,  
г. Архангельск, Россия**

Исследования фазовых переходов тяжелых компонентов нефтей (парафинов и асфальтенов) в твердое или высоковязкое состояние представляют ключевую информацию для реализации стратегии обеспечения потока флюида в технологическом оборудовании нефтегазодобывающего предприятия.

Традиционно результаты исследований представляют в виде фазовых диаграмм – удобного инструмента прогнозирования осложнений, связанных с образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений.

Фазовый переход парафиновых компонентов в твердое состояние определяется как кристаллизация [6]. Диаграмма «давление–температура» парафинов представляет собой кривую зависимости температуры начала кристаллизации парафинов от давления. При давлениях выше давления насыщения нефти газом, ее значение уменьшается вместе с падением давления, а при разгазировании – увеличивается в связи с выходом легких фракций.

Известно, что смолы, являясь природными поверхностно-активными веществами, активно влияют на динамику кристаллизации парафинов, предотвращая образование крупных парафиновых агрегатов [3].

Однако в литературе мало сведений о влиянии смол на вид кривой зависимости температуры начала кристаллизации парафинов от давления.

Фазовое поведение асфальтеновых компонентов по своей природе более сложное и напрямую зависит от взаимодействия асфальтенов со смолами. Согласно [6, 8], смолы имеют тенденцию ассоциироваться с асфальтенами и образовывать на их поверхности защитный слой, предохраняющий их от самоассоциирования. При снижении давления легкие фракции расширяются быстрее тяжелых и при давлении, называемом верхним давлением насыщения нефти асфальтеном, происходит нарушение объемного равновесия фракций, полное или частичное растворение бронирующих оболочек смол, самоассоциация и фазовый переход асфальтенов в твердое или высоковязкое состояние.

В ряде случаев, при дальнейшем снижении давления, наступает давление начала флокуляции асфальтенов, при котором их количество и размеры начинают резко расти [1]. При снижении давления ниже давления насыщения нефти газом, объемная доля легких компонентов уменьшается, концентрация смол в частично или полностью дегазированной жидкости растет и наступает нижнее давление насыщения нефти асфальтеном, при котором происходит обратный фазовый переход асфальтенов в жидкое состояние.

Таким образом, диаграмма «давление–температура» асфальтеновых компонентов представляет собой область, ограниченную кривыми зависимости верхнего и нижнего давлений насыщения нефти асфальтеном от температуры. Необходимо отметить, что в связи с наличием нижней границы насыщения, фазовых переходов асфальтенов в дегазированных нефтях обычно не наблюдается.

Традиционно фазовые переходы асфальтенов исследуются в режиме изотермического снижения давления. Однако есть ряд работ, в которых авторы описывают применение режима изобарического снижения температуры. Так, Ахмед Хаммами приводит исследование нефти с относительно высоким содержанием асфальтенов (6,1 %) и смол (10,9 %), в которой наиболее точно термобарические условия выпадения твердой фазы определялись при охлаждении нефти [8].

В.П. Тронов, исследовавший в работе [4] механизм образования твердых органических отложений, обосновывает теоретически и подтверждает экспериментально вероятность образования отложений с агрегативной и кинетической устойчивостью флюида по отношению к твердой органической фазе. Под кинетической устойчивостью понимается способность системы сохранять равномерное распределение частиц во всем объеме, под агрегативной – способность системы сохранять степень дисперсности твердой фазы. Исследования динамики изменения устойчивости флюида может предоставить более точные данные для анализов по направлению «Обеспечение потока».

В данной работе представлены результаты исследования фазового поведения нефти с более высоким содержанием асфальтенов и смол (6,83 и 28,43 %, соответственно).

Исследования проводились на установке AWAI 1000 фотометрическим и визуальными методами. Подробное описание установки и методов исследования приведено в [1, 2].

Результаты исследований приведены на рисунке.

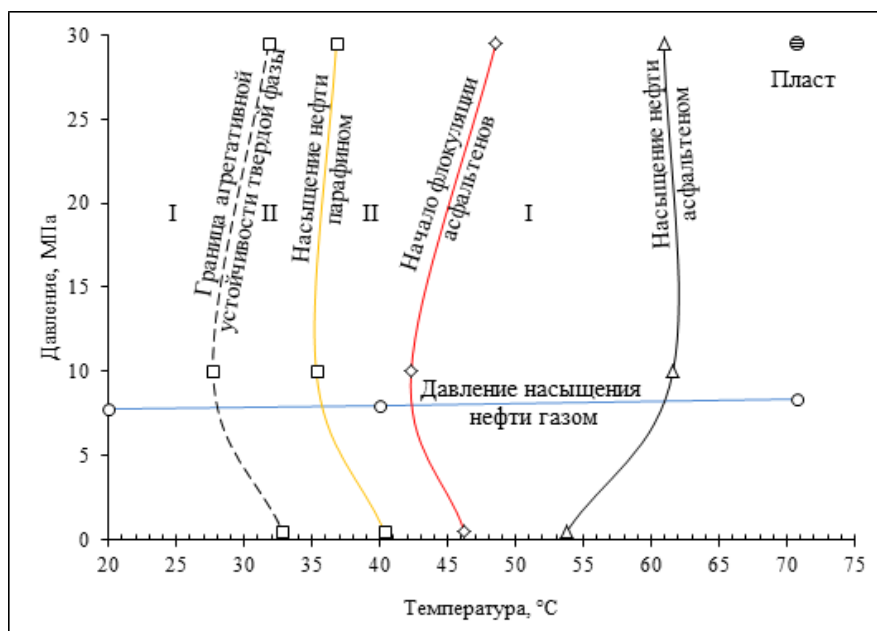


Рис. 1. Фазовая диаграмма исследуемой нефти

Выше линии давления насыщения нефти газом, газ растворен во флюиде, ниже – находится в свободном состоянии.

Справа от линии насыщения нефти асфальтеном, асфальтены находятся в жидком состоянии, слева – переходят в твердую фазу. Интервал от линии насыщения нефти асфальтеном до линии начала флокуляции асфальтенов является интервалом агрегативной устойчивости твердой фазы асфальтенов. Область левее линии флокуляции является областью агрегативной неустойчивости выпавших асфальтенов, количество твердой фазы в потоке активно растет.

Справа от линии насыщения нефти парафином, парафины находятся в жидком состоянии, слева – переходят в твердую фазу. Область от линии насыщения до границы агрегативной устойчивости твердой фазы является областью агрегативной неустойчивости твердой парафиново-асфальтеновой фазы. В области левее линии агрегативной устойчивости происходит агрегативная стабилизация системы.

Таким образом, по результатам исследований выявлено, что высокое содержание смол не влияет на вид кривой насыщения нефти парафином, в то время как кривая насыщения нефти асфальтеном меняется кардинально. В области, выше давления насыщения нефти газом, кривая становится практически вертикальной. Нижнее давление насыщения нефти асфальтеном не наступает, разгазирование пластового флюида приводит лишь к снижению температуры насыщения нефти асфальтеном.

Результаты исследований будут использованы при реализации стратегии обеспечения потока на рассматриваемом месторождении. Кроме того, значения термобарических условий насыщения нефти асфальтеном и парафинами являются калибровочными параметрами при моделировании пластовых флюидов с помощью различных уравнений состояния [5, 7, 9].

#### Литература

1. Лобанов А.А., Ивакин Ю.Н., Пустова Е.Ю. Исследование фазового поведения тяжелых компонентов пластовых флюидов // Актуальные проблемы нефти и газа сетевое издание. 2016. – № 2.
2. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки, 2016. – № 4. – С. 75–83.
3. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006. – 296 с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
5. Kamari A. Robust model for the determination of wax deposition in oil systems // Ind. Eng. Chem. Res. 2013. T. 52. № 44. P. 15664–15672.
6. Leontaritis K.J. The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes // Fuel Sci. Technol. Int. 1996. – T.14. – № 1–2. – С. 13–39.
7. Li Z., Firoozabadi A. Cubic-plus-association equation of state for asphaltene precipitation in live oils // Energy and Fuels, 2010. – T.24. – № 5.
8. Mullins O.C. и др. Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview // Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics. Springer Science & Business Media, 2007. – С. 677.
9. Panuganti S.R. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior // Fuel, 2012. – T.93. – С.658–669.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ  
НЕФТИ ЕКАТЕРИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ  
КАТАЛИТИЧЕСКОГО АКВАТЕРМОЛИЗА**

**А.Н. Михайлова, Д.А. Феоктистов, В.И. Морозов**

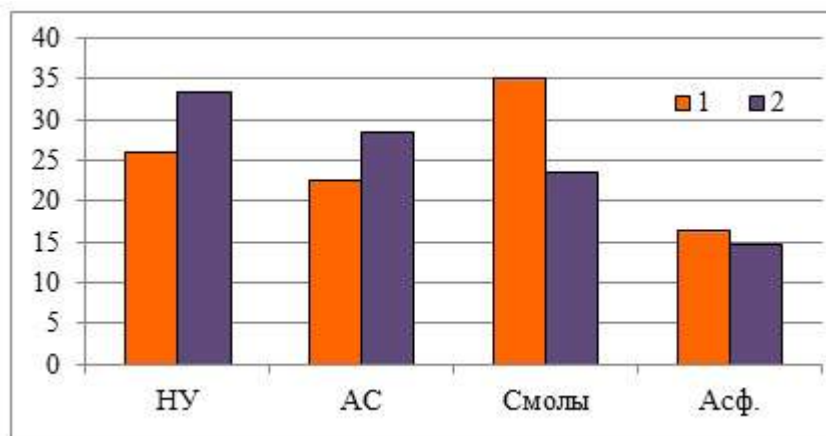
*Научный руководитель д.х.н. Г.П. Каюкова*

*Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, г. Казань, Россия*

Истощение запасов легкой нефти заставляет обращать все большее внимание в сторону изучения нетрадиционных источников углеводородного сырья. В связи с этим освоение месторождений тяжелых сверхвязких нефтей и природных битумов представляется важной задачей, решение которой, несмотря на долгую историю изучения, пока не найдено и требует дополнительных научных основ и результатов. Сверхвязкие нефти и природные битумы пермской системы отличаются значительными колебаниями вязкости, повышенным содержанием асфальтенов и смол и агрессивных компонентов – тяжелых металлов и серы [2], что создает сложности при их добыче и обуславливает необходимость более детального изучения их состава и свойств. Цель работы – изучение закономерностей преобразования углеводородного и гетероатомного состава тяжелой нефти в условиях модельных лабораторных экспериментов.

Объектом данного исследования служила тяжелая сверхвязкая нефть Екатеринбургского месторождения из пермских отложений территории Татарстана. Опыты по преобразованию нефти были проведены в автоклаве при температуре 300°C и давлении 7 МПа в среде углекислого газа. В качестве породообразующего материала использовали каолин. Содержание воды в системе составило 30 % к весу взятого образца породы. В качестве катализатора использовали композицию карбоксилатов металлов – железа, кобальта и меди. Продолжительность процесса – 5 часов. Экстракцию образца после опыта проводили в аппарате Сокетта смесью органических растворителей. Из исходной нефти и продукта опыта по стандартной методике в 40-кратном количестве гексана осаждали асфальтены. Групповой состав мальтенов определяли согласно ГОСТ 32269 – 2013, который является аналогом применяемого за рубежом «SARA»-анализа, и выделяли следующие фракции: насыщенные углеводороды, нафтено - ароматические соединения, полярные ароматические соединения – смолы.

Особенности преобразования состава нефти до и после опыта находят отражение в групповом составе (рисунок 1). Согласно полученным результатам в продукте каталитического акватермолиза наблюдается значительное увеличение содержания углеводородных компонентов и снижение содержания смол и асфальтенов. В нефти после опыта содержание насыщенных углеводородов увеличивается с 25,91% до 33,34%. Содержание ароматических соединений также возрастает с 22,59% до 28,47%. При этом количество смол по сравнению с исходной нефтью снижается с 35,10% до 23,61%. Содержание асфальтенов также снижается с 16,40% до 14,58%. Это дает основание полагать, что увеличение количества углеводородов в нефти после опыта происходит за счет деструкции асфальто-смолистых веществ.



**Рис. 1. Компонентный состав нефти: 1 – до опыта; 2 – после опыта:  
НУ – насыщенные углеводороды; АС – ароматические соединения; асф. – асфальтены**

Результаты исследования структурно – группового состава нефти до и после опытов, а также асфальтенов, представлены в таблице и на рисунке 2. По данным ИК-спектроскопии, нефть, и асфальтены после опыта характеризуются увеличением интенсивности полосы 1600, характерной для ароматических структур, вследствие чего коэффициент ароматичности  $C_1$  увеличивается: с 2,71 до 3,10 для нефти, и с 5,77 до 8,91 для асфальтенов (таблица). В спектрах нефти и асфальтенов после опыта также возрастает интенсивность ароматического триплета в области 880-730  $cm^{-1}$ . Кроме того, на спектрах продуктов опыта появляется пик в области 695, который свидетельствует о присутствии моноциклических ароматических соединений [1]. Это позволяет сделать вывод о том, что в условиях опыта протекают процессы, связанные с ростом числа ароматических структур. Значительное увеличение ароматичности асфальтенов при каталитическом акватермолизе по сравнению с



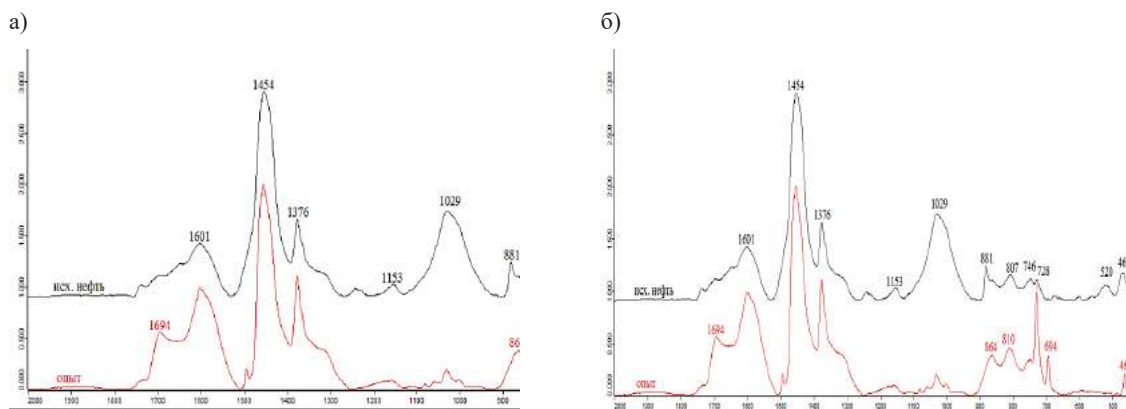
асфальтенами из исходной нефти свидетельствует об интенсивном протекании реакций деструкции алкильных заместителей. На ИК-спектрах продуктов опыта увеличивается интенсивность полосы поглощения 1710, что свидетельствует об увеличении в их структуре содержания кислородных групп. При этом интенсивность пиков в области 1030, характерных для сульфоксидных групп, снижается, что находит свое отражение в снижении показателя осерненности  $C_5$ : с 0,33 до 0,07 для нефти и с 0,42 до 0,10 для асфальтенов.

*Таблица*

*Данные ИК - спектроскопии образцов екатериновской нефти до и после опытов*

№	Оптическая плотность D в максимуме полос поглощения							Спектральные показатели				
	1740	1710	1600	1465	1380	1030	720	$C_1^*$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$
Нефть												
1	0	0,04	0,19	1,99	0,89	0,66	0,07	2,71	0,02	0,44	4,90	0,33
2	0,11	0,35	0,31	2	0,95	0,14	0,10	3,10	0,17	0,47	3,42	0,07
Асфальтены												
1	0,11	0,16	0,52	1,99	0,76	0,84	0,09	5,77	0,08	0,38	1,63	0,42
2	0,08	0,30	0,98	2	1,10	0,20	0,11	8,91	0,15	0,55	1,23	0,10

$*C_1 = D_{1600}/D_{720}$  (ароматичности);  $C_2 = D_{1710}/D_{1465}$  (окисленности);  $C_3 = D_{1380}/D_{1465}$  (разветвленности);  
 $C_4 = (D_{720} + D_{1380})/D_{1600}$  (парафинистости);  $C_5 = D_{1030}/D_{1465}$  (осерненности)



**Рис. 2. ИК – спектры: а) нефти до и после опыта; б) асфальтенов из нефти до и после опыта**

По данным ЭПР анализа в асфальтенах продукта опыта возрастает концентрация свободных радикалов с 710 до 1297 и снижается концентрация четырехвалентного ванадия, входящего в состав ванадилпорфириновых комплексов, со 179 до 151, соответственно увеличиваются значения  $R^*/V^{4+}$ : с 3,96 до 8,57. Асфальтены из нефти после опыта характеризуются наибольшим содержанием парамагнитных центров, соответственно и показателем  $R^*/V^{4+}$ , что согласуется с большей степенью их ароматичности по сравнению с исходными асфальтенами по данным ИК-спектроскопии.

Проведенное сравнительное исследование состава и свойств нефти в процессе модельного лабораторного эксперимента показало увеличение доли углеводородов в групповом составе в результате деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов, а также увеличение содержания ароматических структур в нефти и асфальтенах после опыта. Таким образом, каталитический акватермолиз может рассматриваться как перспективный процесс преобразования высоковязких нефтей и природных битумов при разработке технологий добычи нетрадиционных источников углеводородного сырья.

#### Литература

1. Артемьев В.Ю., Григорьев Е.Б., Шигидин О.А. Инфракрасная спектрометрия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Вести газовой науки. – 2013. – №1 (12). – С. 21.
2. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова, Т.Н., Искрицкая Н.И., Петров С.М. Стратегия развития нефтебитумного комплекса Татарстана в направлении воспроизводства ресурсной базы углеводородов // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2012. – № 2. – С. 14 – 19.

**РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА КОМПРИМИРОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**К.А. Мостокалов**

*Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Начиная с 2007 года руководство нашей страны начало проводить политику, направленную на снижение объемов факельного сжигания и более рациональное использование попутного нефтяного газа, в том числе с целью увеличения доли его переработки на отечественных газонефтехимических предприятиях. Развитие данного направления может способствовать повышению экономической и экологической эффективности нефтяного сектора, развитию газонефтехимии, реализации государственных задач в сфере повышения энергоэффективности и импортозамещения.

В рамках проекта утилизации попутного нефтяного газа на Казанском НГКМ 25 августа 2011 года была введена в эксплуатацию система использования попутного нефтяного газа, которая предусматривает компримирование ПНГ высокого давления на газокompрессорной станции и его транспорт по газопроводу до установки комплексной подготовки газа Мыльджинского ГКМ. Ввод в эксплуатацию системы использования попутного нефтяного газа на Казанском месторождении позволил подготавливать дополнительно товарный газ в объеме около 490 млн. куб. м газа в год и сжигать на факельных установках высокого давления только запально-затворный газ.

Целью данной статьи является рассмотрение метода подбора компрессора для реализации метода компримирования нефтяного газа низкого давления после концевой ступени сепарации на Казанском НГКМ.

Для реализации метода компримирования с целью утилизации попутного нефтяного газа с концевой сепарационной установки, в силу своей экономичности и быстрому строительству рассматривались два вида компрессора:

- винтовой;
- роторно-пластинчатый.

Как видно (рис. 1) доля попутного нефтяного газа сжигаемого на факельных установках низкого давления не маленькая, а значит было бы разумно использовать этот газ. Проблема в том что газ концевых ступеней сепарации имеет большое отличие от газа первой и второй ступеней, давление порядка 0.05 кгс/см<sup>2</sup>.

Количество используемого и сжигаемого газа 2014г.																	
На собственные нужды (м3)	Суммарный суточный объем (м3)	УЗГ	Продукта				Котельная (м3)	ГТУ (м3)	Сжигание на факелах			Отчет по НГКМ, % сжигания	Утилизация ПНГ			добыча нефти, тн	ГФ
			Ф-1	Ф-2	Ф-1.1	Ф-2.1			ФВД%	ФНД%	Общий % сжигания		на собственные нужды %	УЗГ ГКС %	общая утилизация ПНГ %		
132989.0	1463026.0	1274810.0	862.0	61.0	1083.0	116.0	3929.0	71417.0	0.2	3.6	3.8	4.35	9.1	87.1	96.2	2566.0	570
125724.0	1453332.0	1273070.0	485.0	60.0	1032.0	112.0	3173.0	64790.0	0.2	3.6	3.8	4.25	8.7	87.6	96.2	2356.0	617
136400.0	1545611.0	1269940.0	72.0	57.0	1117.0	116.0	2323.0	76592.0	4.4	4.4	8.8	10.05	8.8	82.4	91.2	2390.0	645
135978.0	1640662.0	1287110.0	531.0	64.0	1092.0	111.0	2311.0	77124.0	4.9	7.7	12.7	14.29	8.3	79.1	87.3	2336.0	702
133965.0	1560086.0	1287420.0	0.0	1220.0	1086.0	101.0	3279.0	76032.0	0.5	8.4	8.9	9.84	8.6	82.5	91.1	2350.0	664
133467.0	1570600.0	1302510.0	0.0	1416.0	1621.0	545.0	714.0	76914.0	0.8	7.8	8.6	9.81	8.5	82.9	91.4	2275.0	690
151561.0	1010081.0	758320.0	371.0	1417.0	1723.0	582.0	66.0	76140.0	0.5	13.1	13.5	5.57	11.4	75.1	86.5	2545.0	397
92611.0	222540.0	0.0	6.0	1433.0	1832.0	579.0	0.0	77552.0	2.9	55.5	58.4	35.64	41.6	0.0	41.6	2247.0	99
113376.0	843140.0	598450.0	43.0	1407.0	1793.0	552.0	1523.0	79319.0	0.5	15.1	15.6	23.68	13.4	71.0	84.4	2386.0	353
124083.0	1555103.0	1199770.0	361.0	1397.0	1739.0	534.0	2210.0	73437.0	7.3	7.6	14.9	17.15	8.0	77.2	85.1	2250.0	691
126381.0	1601074.0	1342940.0	577.0	1405.0	144.0	44.0	4496.0	75856.0	1.1	7.2	8.2	5.00	7.9	83.9	91.8	2405.0	666
130237.0	1608406.0	1329950.0	537.0	1423.0	1763.0	525.0	0.0	78977.0	1.2	8.0	9.2	5.10	8.1	82.7	90.8	2236.0	719
127463.0	1600421.0	1319540.0	221.0	1377.0	1694.0	498.0	0.0	76838.0	1.4	8.2	9.5	4.70	8.0	82.4	90.4	2402.0	666
114560.0	1535112.0	1217950.0	199.0	155.0	663.0	24.0	502.0	66939.0	5.2	8.0	13.2	7.40	7.5	79.3	86.8	2104.0	730
124301.0	1588371.0	1327410.0	0.0	117.0	660.0	36.0	0.0	73965.0	0.3	8.3	8.6	4.00	7.8	83.6	91.4	2392.0	667
128115.0	1598493.0	1331500.0	203.0	101.0	645.0	0.0	0.0	79320.0	0.7	8.0	8.7	4.60	8.0	83.3	91.3	2299.0	695
129630.0	1651081.0	1346510.0	864.0	94.0	654.0	52.0	0.0	77351.0	0.2	8.2	8.4	4.70	8.0	83.5	91.6	2395.0	673
128782.0	1589099.0	1315550.0	496.0	90.0	658.0	50.0	0.0	76440.0	0.6	8.4	9.0	16.70	8.2	82.8	91.0	2274.0	699
129450.0	1566139.0	1288120.0	403.0	87.0	659.0	25.0	0.0	76199.0	0.7	8.8	9.5	3.30	8.5	82.2	90.5	2397.0	664
114944.0	1013337.0	762940.0	337.0	85.0	650.0	28.0	0.0	78214.0	0.2	13.1	13.4	4.30	11.3	75.3	86.6	2333.0	434
94562.0	242670.0	0.0	840.0	86.0	656.0	0.0	0.0	79075.0	3.6	97.4	61.0	4.50	39.0	0.0	39.0	2349.0	103
128134.0	1498916.0	1226340.0	993.0	81.0	639.0	61.0	0.0	77017.0	0.8	8.8	9.6	4.90	8.6	81.9	90.4	2280.0	657
128351.0	1602875.0	1325930.0	592.0	73.0	653.0	0.0	0.0	77006.0	0.6	8.6	9.3	4.80	8.0	82.7	90.7	2425.0	661
128632.5	1608475.3	1341560.0	579.0	63.0	649.3	0.0	0.0	76650.0	0.4	8.2	8.6	4.50	8.0	83.4	91.4	2375.0	677
130961.0	1582833.0	1331490.0	419.0	8.0	638.0	0.0	0.0	78131.0	0.6	7.0	7.6	5.00	8.3	84.1	92.4	2270.0	697
132859.0	1591426.0	1329190.0	47.0	1.0	640.0	0.0	0.0	79252.0	0.5	7.6	8.1	3.80	8.3	83.5	91.9	2400.0	663
134586.0	1611404.0	1347100.0	355.0	6.0	618.0	0.0	0.0	79675.0	0.4	7.6	8.0	3.40	8.4	83.6	92.0	2228.0	723
133587.0	1634521.0	1342100.0	23.0	2.0	605.0	0.0	0.0	80107.0	0.9	8.9	9.7	4.90	8.2	82.1	90.3	2404.0	680

Рис. 1. Баланс по нефтяному газу

В конструкции используются два параллельных ротора с винтовым внешним профилем, обеспечивающим их сцепление. Один из роторов, как правило, является ведущим, другой - ведомым.

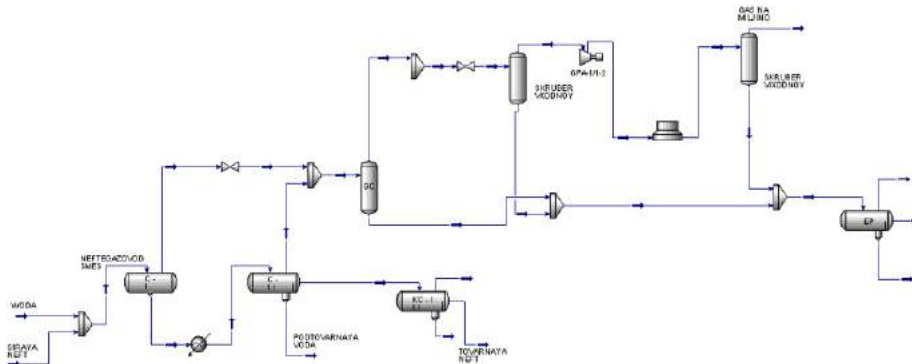
Всасывание и выход сжатого воздуха происходит вдоль осей ротора. В процессе вращения роторов навстречу друг другу открывается входной канал, и воздух попадает в полость между выемками и выступами роторов. Винтовые роторы установлены с критически минимальным зазором в статоре, имеющем форму двух продольно пересекающихся цилиндров. Наличие пропускного отверстия для воздуха в винтовых компрессорах - это свойство геометрии винтовой конструкции. Это отверстие или «свищ» возникает на месте сближения внешних профилей.

Из-за более низкой объемной эффективности в винтовых компрессорах для того, чтобы повысить обороты роторов, часто используется зубчатая или ременная передача.

Требуется прецизионная механообработка для обеспечения необходимого зазора между внешним профилем винтовых роторов и внутренней поверхностью статора, чтобы предотвратить касание роторами стенок статора и возможное заклинивание роторов.

В винтовом компрессоре осевая нагрузка приводит к уменьшению зазора между торцами ротора и статора на стороне впуска, а так же к увеличению на стороне выпуска, где надежность герметизации особенно критична.

Винтовые роторы при работе подвержены трению по кромкам винтовых поверхностей из-за давления, с которым ведущий ротор воздействует на ведомый ротор. Давление может быть настолько высоким, что возможно разрушение масляной пленки.



**Рис. 2. Принцип работы роторно-пластинчатого компрессора**

Роторно-пластинчатый компрессор состоит из неподвижного статора, ротора, который установлен в статоре с эксцентриситетом, и пластин, находящихся в пазах ротора. При вращении центробежная сила выталкивает пластины из пазов и прижимает их к внутренней поверхности статора.

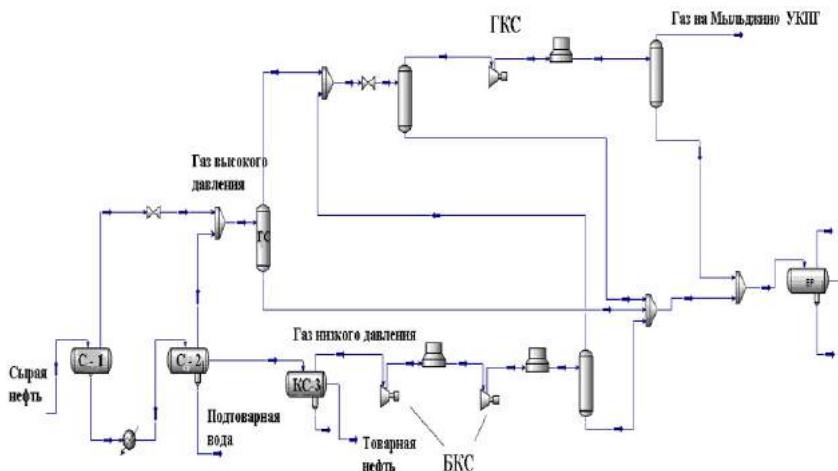
Сжатие воздуха происходит в нескольких полостях, которые образуют статор, ротор и каждая пара смежных пластин, и которые уменьшаются в объеме в направлении вращения ротора

Ротор пластинчатого компрессора вращается со скоростью вращения привода. Все роторно-пластинчатые блоки соединяются непосредственно с валом электродвигателя через упругую муфту без потерь при передаче мощности.

Пластины свободно скользят в пазах ротора и всегда обеспечивают герметизацию, прижимаясь к стенке статора. Их изготовление не требует прецизионной точности в обработке, а качество их работы не ухудшается со временем на протяжении многих тысяч часов. Благодаря масляной пленке и профилю пластин они скользят вдоль поверхности статора без непосредственного контакта со статором. Срок службы пластин практически неограничен.

В пластинчатом ротационном компрессоре осевые нагрузки отсутствуют. Ротор свободен в своем движении вдоль продольной оси. Равенство зазоров с обоих торцов и эффективная герметизация - обеспечиваются масляной пленкой. Масло подается под давлением через отверстия в торцах статора.

Впрыск масла внутрь статора обеспечивает смазку движущихся частей, охлаждение сжимаемого воздуха и герметизацию зазоров между ротором, статором и торцевыми крышками статора.



**Рис. 3. Сравнительный анализ компрессорных установок**

В рамках рассмотрения технических предложений был выбран ротационно-пластинчатый компрессор для выполнения задач по утилизации газов КСУ УПН.

В винтовых компрессорах в маслосепараторе совместно с маслом будет отделяться конденсат и вода, которые образуются на нагнетании. В дальнейшем данная мультифазная смесь охлаждается и подается на подшипники скольжения, что в процессе эксплуатации приводит к отказу. Кроме того, т.к. уровень масла за счет образования конденсата увеличивается, что приводит к необходимости постоянного сброса лишнего количества жидкости в дренаж. При каждом сбросе жидкости количество масла в системе уменьшается. В итоге в процессе эксплуатации масла в системе практически не будет, и компрессор будет работать на конденсате. Перед каждым пуском будет необходимость в повторной заливке масла.

При этом используется дорогое импортное масло марок Mobil, Shell, Statoil. Маслосепараторной установки примерно 300 литров. Тем самым при каждой смене масла будет необходимо использовать 300 литров масла (каждая бочка 200 л. масла стоит ориентировочно 100 тыс. рублей).

В ротационных компрессорах температура газа на нагнетании значительно выше точки росы, образования конденсата не будет. Но даже в случае ухудшения качества газа в процессе разработки месторождения, появления конденсата не критично скажется на работе компрессорного агрегата, поскольку система смазки подшипников раздельная. Применяется масло отечественного производства (Lukoil 5W40). В среднем на одну компрессорную установку расход составит ориентировочно 35 литров масла в сутки (Лукойл SAE 30). Бочка 200 литров масла стоит порядка 15 тыс. рублей.

Также следует отметить, что технологической схемой винтовых компрессоров предусматривает установку сепараторов и фильтров на всасе компрессора для максимального отделения жидкости перед компрессором, а также сепаратор-маслоотделитель на нагнетании компрессора, в которых в процессе работы выделяется значительное количество  $C_{3+}$ , которое в дальнейшем подается в дренажную емкость.

Так, например, на сегодняшний день в газе высокого давления первой и второй ступеней сепарации УПН содержание углеводородов  $C_{3+} = 250 \text{ г/м}^3$ ,  $C_{5+} = 41 \text{ г/м}^3$ , а в газе низкого давления соответственно  $C_{3+} = 2000 \text{ г/м}^3$ ,  $C_{5+} = 450 \text{ г/м}^3$ .

Поскольку проектом «УКПГиК на Казанском НГКМ» предусмотрена подготовка ПНГ высокого и низкого давления, разработанная технологическая схема УКПГ и материальный баланс предполагают подачу всего объема газов высокого и низкого давления на УКПГ КНГКМ. Выделение углеводородов из ПНГ низкого давления может привести к уменьшению выхода товарных продуктов на УКПГ (ШФЛУ и СК), в связи со значительными объемами ПБФ, содержащейся в ПНГ низкого давления.

Технологическая схема ротационного компрессора предполагает установку только входного сепаратора для улавливания жидкостных пробок. Весь компримируемый газ с нагнетания компрессора напрямую подается в газопровод на ГКС без окончательной сепарации в полном объеме.

Ниже для сравнения представлена старая схема сбора и подготовки нефти на Казанском НГКМ (рисунок 2) и новая схема с учетом установки блочной компрессорной станции (рисунок 3).

Как видно из рисунка 3, после модернизации существующей технологической схемы подготовки нефти, газ с концевой ступени сепарации, который изначально сжигался на факелах низкого давления, теперь собирается и поступает на БКС.

Компримирование на БКС происходит в две ступени. После первой ступени компримирования газ дожимается до  $2.5 \text{ кгс/см}^2$ , а после второй ступени до  $4 \text{ кгс/см}^2$ . Скомпримированный газ далее по технологическим трубопроводам поступает в основную газовую линию, где смешивается с газом первой и второй ступени сепарации.

Собранный газ поступает на ГКС (газокомпрессорную станцию), где дожимается до  $100 \text{ кгс/см}^2$  и отправляется на Мыльджинское НГКМ.

В результате установки блочной компрессорной станции, удалось повысить использование попутного нефтяного газа с 89,6% до 99%. Сжигание попутного нефтяного газа снизилось с 8.1% до 0.5%.

#### Литература

1. Технологический регламент блочной кустовой насосной станции ЦДПНГиК Казанского НГКМ.
2. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Как потушить факелы на российских промыслах. Новосибирск:
3. Книжников А. Ю., Кочи К.В. Утилизация попутного нефтяного газа. М.: WWF-России, Экология производства, февраль, 2012.

## МЕТОД АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМБИНИРОВАННЫХ (ИК-КВД) ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Нгуен Тхак Хоай Фыонг, А.И. Крайнов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача адаптивной интерпретации результатов комбинированных газодинамических исследований скважин на стационарных режимах фильтрации по индикаторной кривой и нестационарных режимах фильтрации по кривой восстановления давления и предлагается новый метод ее решения, позволяющий наряду с параметрами пласта и скважины определять необходимое число режимов и время завершения исследований в процессе их проведения. Приводятся примеры, показывающие целесообразность использования предложенного метода адаптивной интерпретации.

**Введение.** Проведение комбинированных газодинамических исследований скважин (ГДИС) по индикаторной кривой (ИК) и кривой восстановления давления (КВД) является обязательным мероприятием при исследовании газовых скважин. Проблемой традиционных методов интерпретации комбинированных ГДИС является то, что число режимов исследования по ИК и время завершения исследований на неустановившихся режимах фильтрации по КВД планируется заранее, что сопряжено с большими материальными потерями из-за простоя скважин [1-2]. В данной работе на основе технологии адаптивной интерпретации [3-6] предлагается и исследуется новый метод адаптивной интерпретации результатов комбинированных ГДИС позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных.

**Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации комбинированных ГДИС.** Основой метода адаптивной интерпретации является интегрированная система моделей (ИСМ) индикаторной кривой Форхгеймера с переменными, зависящими от номера режима испытаний скважины параметрами, с учетом экспертных оценок пластового давления [3,5-6]

$$\begin{cases} y_{ик,n}^* = p_{пл,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n, \\ \bar{p}_{пл,(n-1)}^{-2} = p_{пл,n}^2 + \eta_n, \quad n = 1, 2, 3, \dots, n_k, \end{cases} \quad (1)$$

и интегрированная система моделей КВД с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации [4]

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_{1,i} + \alpha_{2,i} \lg(t_i) + \xi_i, \\ \bar{\sigma}_i = \sigma_i + \eta_{1,i}, \bar{\chi}_i = \chi_i + \eta_{2,i}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n_t, \end{cases} \quad (2)$$

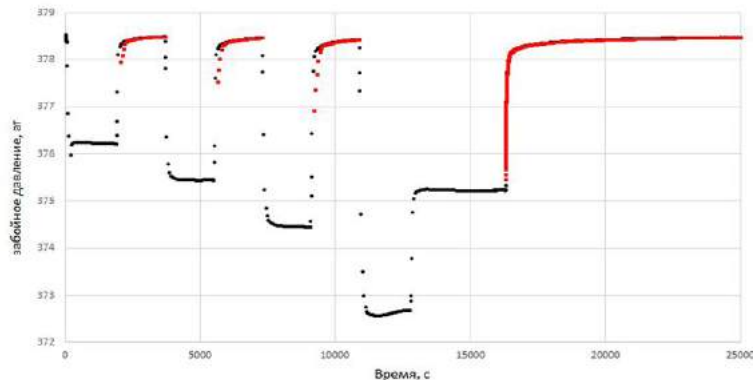
где  $y_{ик,n}^* = p_{з,n}^2 \cdot q_n$  – значения квадрата забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером  $n$ ;  $\bar{p}_{пл,(n-1)}^{-2}$  – экспертная оценка квадрата пластового давления;  $n_k$  – число режимов испытания скважины;

$y_i^* = p_{з,i}^2$  – фактические значения квадрата забойных давлений КВД в момент  $t_i$ ;  $\alpha_{1,i} = P_{з,0}^2 + \alpha_{2,i} \lg\left(\frac{2,25\chi_i}{r_{с,np}^2}\right) + b_n q_n^2$ ,

$\alpha_{2,i} = \frac{2,3q_n T_{пл} z \rho}{2\pi \sigma_i T_c}$ ;  $\sigma_i = k_i h / \mu$ ,  $\bar{\sigma}_i$  – коэффициент проводимости и его экспертная оценка;  $\chi_i = k_i p_{пл} / m \mu_{пл}$ ,  $\bar{\chi}_i$  –

коэффициент пьезопроводности и его экспертная оценка;  $\xi_n, \xi_i, \eta_n, \eta_{1,i}, \eta_{2,i}$  – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки экспертной оценки пластового давления и неточность модели фильтрации.

Результаты интерпретации скважин газоконденсатного месторождения. Результаты интерпретации комбинированных исследований ИК-КВД газовой скважины месторождения Тюменской области приведены на рисунке и в таблице



**Рис. Исходные и воспроизведенные значения ИК-КВД**

Таблица

Результаты интерпретации в зависимости от числа режимов исследований и длительности КВД

Метод	Номер режима		1	2	3	4		
ИСМ-ИК	Коэффициент $a$ , ат <sup>2</sup> /(т.м <sup>3</sup> /сут)		-	12,34	9,93	12,5		
	Коэффициент $b$ , ат <sup>2</sup> /(т.м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>		-	0,018	0,026	0,019		
	Пластовое давление, ат		-	378,8	378,6	378,9		
ИСМ-КВД	Время ч	Параметры	КВД 1	КВД 2	КВД 3	КВД 4		
						Параметры	Время ч	Параметры
	0,25	Проводимость, Д.м/сП Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с Скин	85,9	87,8	82,5	88,9	8	83,7
			3,57	3,65	3,43	3,70		3,48
			3,7	4,1	3,7	4,2		3,7
	0,5	Проводимость, Д.м/сП Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с Скин	83,4	84,7	84,5	84,9	20	85,9
3,47			3,52	3,33	3,49	3,57		
3,5			3,8	3,5	3,7	3,9		
Saphir	22	Проводимость, Д.м/сП	88,4					
		Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	3,72					
		Скин	4,0					

Из таблицы видно, что полученные оценки проницаемости, пьезопроводности и скин- фактора, начиная со второго режима исследований, практически не уступают приближениям, полученным на последующих режимах, а также оценкам, полученным с использованием программы Saphir. В этой связи целесообразно на втором режиме прекратить гидродинамические исследования.

Выводы. Предложен новый метод адаптивной интерпретации результатов комбинированных ГДИС позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных. На примере ГДИ скважины, оснащенной стационарными измерительными системами, месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации обеспечивает получение оценок проницаемости пласта, пьезопроводности, скин-фактора в процессе проведения комбинированных исследований ИК-КВД, что позволяет сократить время их проведения.

#### Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Эрлагер мл., Роберт. Гидродинамические методы исследования скважин: пер. с англ. / Р. Эрлагер мл. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
3. Нгуен Т.Х.Ф., Сергеев В.Л. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2015.Т.326.№ –12. – С. 54-59.
4. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // доклады ТУСУРа. – 2014.№ –2 (32). – С. 270-275.
5. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивный метод интерпретации газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой в условиях неопределенности // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции. - Томск : Изд-во ТПУ, 2016. - Ч. 1. - С. 184-186.
6. Nguyen Thac Hoai Phuong, Sergeev V.L., Strelnikova A.B. Adaptive interpretation of gas well deliverability tests. 2016 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 43, Number 1. – Proceedings.

### РАЗРАБОТКА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Д.М. Неволин, А.В. Марухин

Научный руководитель Доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день одной из основных проблем разработки низкопроницаемых коллекторов является рентабельность разработки таких месторождений с помощью наклононаправленных скважин, но если производить бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, то рентабельность разработки возрастает.

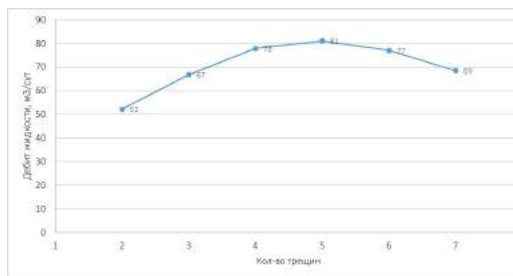
Для обоснования наиболее перспективного способа разработки низкопроницаемого коллектора необходимо провести расчеты запусковых параметров для горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта и наклононаправленных скважин с гидравлическим разрывом пласта.

**Таблица 1**

**Исходные данные для расчета**

Наименование	Значение	Ед. изм.
Мощность пласта	23	м
Проницаемость пласта	1	мД
Масса проппанта	52	т
Пористость проппанта	0,36	д.ед
Плотность проппанта	2,66	т/м <sup>3</sup>
Проницаемость трещины	134084,4	мД
Расстояние до границы	200	м
Количество трещин	2	шт
Радиус ствола скважины по долоту	0,07	м
Объемный коэффициент нефти	1,4	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Вязкость	0,48	сПз
Пластовое давление	215	атм
Забойное давление	171	атм
Эффективная мощность пласта	11,8	м
Длина трещины	43,1	м
Высота трещины	38	м

После проведения расчетов для обоснования запусковых параметров горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта на аналитической модели Mukherjee and Economides (SPE 134424, 2010) [1] получили обоснованные зависимости запускового дебита от количества стадий разрыва на скважине с длиной горизонтального ствола 500 м. Как видно из рисунка 1 дебит скважины увеличивается с количеством стадий, но при достижении 6 и более стадий на 500 метровом стволе наблюдается интерференция трещин.



**Рис. 1. Отношение дебита скважины к количеству стадий ГРП**

После проведения расчетов запусковых параметров наклононаправленной скважины с гидравлическим разрывом пласта через закон Дарси по формуле (3) были получены достаточно маленькие дебиты.

Связь дебита, продуктивности скважины и давления определяется законом Дарси для неустановившегося режима течения через эффективный радиус влияния скважины [2]:

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{B\mu} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w}$$

Где  $k_h$  – абсолютная проницаемость пласта в горизонтальном направлении,  $h$  – общая эффективная мощность пласта,  $B$  – эффективный объемный коэффициент расширения жидкости,  $\mu$  – эффективная вязкость жидкости в пластовых условиях,  $Q$  – дебит жидкости,  $r_w$  – радиус ствола,  $r$  – радиус контура питания,  $P$  – депрессия.

$$r_{\text{eff}} = r_w + \sqrt{\frac{\pi k_h t}{\phi \mu c_i}}$$

Где  $\mu$  – эффективная вязкость жидкости в пластовых условиях,  $\phi$  – пористость пласта,  $c_i$  – общая сжимаемость системы,  $r_{\text{eff}}$  – эффективный радиус влияния скважины

$$P_i - P_{wf} = \frac{QB\mu}{2\pi k_h h} \ln \left( 1 + \sqrt{\frac{\pi k_h t}{\phi \mu c_i r_w^2 e^{-2S}}} \right)$$

Где  $P_i$  – текущее пластовое давление,  $P_{wf}$  – запусковое забойное давление,  $S$  – общий скин-фактор

Тип	Глубина залегания пласта	Пористость	Вязкость нефти	Bo	Lгор	ГРП			Рзаб	Rкон т	Rскв	Эфф. мощность	Проницаемость	Скин общий	Тек. Рпл	Qж
						Ширина тр.	Прон-ть проппанта	Кол-во								
ННС+ГРП	2500	0,13	0,48	1,400	м	мм	Д	шт.	атм	м	м	м	мД	-4,7	215	12

**Рис. 2. Расчет запусковых параметров наклононаправленной скважины с гидравлическим разрывом пласта**

Если рассмотреть примерные стоимости данных мероприятий получаем результаты в таблице 2.

Таблица 2

Данные стоимости мероприятий

Наименование	тыс. руб.
Горизонтальная скважина (1 м проходки)	24,029
Многостадийный гидравлический разрыв пласта (1 стадия)	1271
Наклононаправленная скважина (1 м проходки)	14,193
Гидравлический разрыв пласта	3220

Исходя из этих данных получаем стоимость горизонтальной скважины с глубиной вертикального участка 2500 м. и длиной горизонтального участка 500 м. с 5 операциями многостадийного гидроразрыва пласта в 78442,0 тыс. руб., а также стоимость наклоннонаправленной скважины глубиной 2500 м. и операцией гидроразрыва пласта в 38702,5 тыс. руб. что является в 2 раза дешевле, чем горизонтальная скважина многостадийным гидроразрывом пласта, наряду с этим дебит жидкости у наклоннонаправленной скважины меньше дебита горизонтальной скважины примерно в 6.8 раз, что является существенным показателем.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что наиболее перспективным в плане выработки запасов и экономически эффективным вариантом оказалось бурение горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

### Литература

1. H. S. Carslaw and J. C. Jaeger, The Conduction of Heat in Solids, Oxford: Clarendon Press, 1959.
2. M.J. Economides, A.N. Martin “How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion”, paper SPE 134424, Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Н. Павельева<sup>1</sup>, Ю.Н Павельева<sup>2</sup>

Научный руководитель зав. кафедры РЭНГМ ТИУ, д.т.н., профессор С.И.Грачев

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, г.Санкт-Петербург, Россия

Актуальной проблемой на сегодняшний день является состояние ресурсной базы Приобского месторождения. Ресурсы нефти постепенно истощаются, происходит ухудшение структуры запасов нефти и газа, растет доля трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах с высокой геологической неоднородностью, увеличивается обводненность продукции, поэтому одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

В данной научной работе проанализируем эффективность проведенных гидроразрывов пластов на переходящем его фонде.

За период с 01.01.2011 г. по 01.01.2013 г. на переходящем фонде Приобского месторождения проведены 346 операций гидроразрыва пласта (ГРП). (рисунок 1)

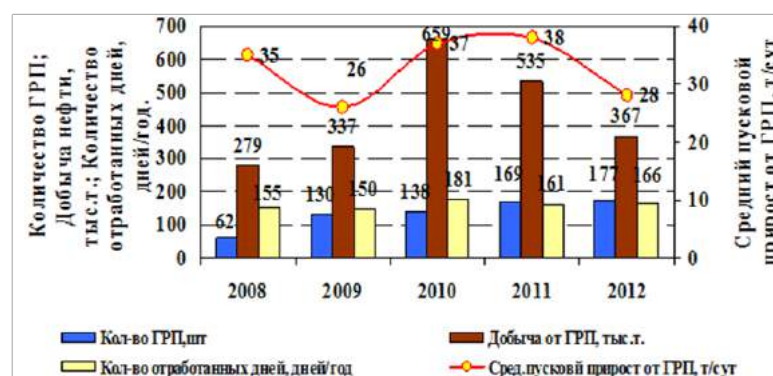


Рис. 1. Динамика проведения ГРП на переходящем фонде скважин по годам

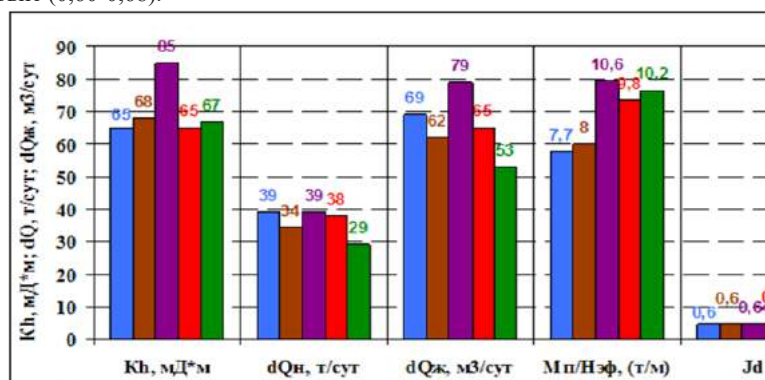
Распределение количества ГРП на переходящем фонде скважин Приобского месторождения показано на рисунке 3.



За анализируемый период наибольшее количество скважино-операций проведено на двух участках сильно расчлененного пласта АС12. Максимальная кратность прироста дебита жидкости получена на Правобережном участке пласта АС12. Меньшее количество мероприятий по ГРП на острове связано с тем, что он активно разбуривался с 2007 по 2010 гг. с ГРП и эффект от ГРП еще не закончился. Для скважин правого берега средний дебит нефти до мероприятия составляет 18,2 т/сут, после – 52,7 т/сут. На левобережной части месторождения средний дебит скважин до был равен 11,0 т/сут, после – 44,7 т/сут. На острове до ГРП – 23,0 т/сут, после – 52,9 т/сут.

Сопоставление динамик добычи жидкости по скважинам различных частей месторождения показывает, что по скважинам Правого берега длительность эффекта выше, чем для скважин левобережной части. Это связано с лучшими ФЕС коллекторов и более эффективной организацией системы ППД Правобережной части месторождения.

На рисунке 2 показаны основные технологические параметры проведенных в период 2008-2012 гг. Из рисунка видно, что с 2008 г. происходит смещение проводимых операций в зоны с более высокими Kh. Как видно в 2010 г. наблюдается пик по величине Kh и роста дебита жидкости до максимального значения. Увеличение Kh объясняется тем, что основная часть ГРП (более 55% скважин операций) на переходящем фонде проводится в центральной части месторождения с наилучшими фильтрационно - емкостными свойствами. С 2011 г. величина Kh снизилась, это объясняется тем, что большее количество ГРП (более 50% скважин) проведены в низкопроницаемом левобережном участке. При этом безразмерный индекс продуктивности скважин Jd сохранился на стабильном уровне (0,60-0,68).



**Рис. 2. Динамика основных показателей скважин переходящего фонда**

В 2011 г. проведено 169 операций ГРП на переходящем фонде. Дополнительно за этот год за счет ГРП добыто 535,4 тыс.т нефти. В 2012 г. проведено 177 операций ГРП, дополнительная добыча нефти за этот год составила 367,3 тыс.т., в том числе за счет ГРП 2011г. дополнительная добыча составила 828,3 тыс.т. Удельная эффективность увеличилась и составила 3,2 и 6,6 тыс.т/скв., в 2011 г. и 2012 г. соответственно. Отметим, что эффект от ГРП, проведенных за анализируемый период, в настоящее время продолжается.

**Выводы:**

1. Увеличение объемов бурения при вскрытии нескольких пластов одной скважиной привело к росту количества выполняемых операций ГРП.
2. Усовершенствование технологии ГРП привело к значительному увеличению времени технологического эффекта от мероприятия.
3. По переходящему фонду основной объем ГРП проводится на пластах АС10 и АС12 отстающих по темпам выработки. Безразмерный индекс продуктивности скважин Jd сохранился на стабильном уровне (0,60-0,68). Средняя масса проппанта на единицу эффективной мощности достаточно высокая (7,7–10,6 т/м).

Таким образом, необходимо оптимизировать систему разработки с учетом опыта проведенных ранее мероприятий для достижения утвержденного КИН.

### Литература

1. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 215 с.
2. Савиных, Юрий Александрович. Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю. А., Грачев С. И., Музипов Х. Н. - Тюмень : Слово, 2007. - 133 с.
3. С.И. Грачев, А.Г. Копытов, Д.В. Коровин. Оценка прироста дренируемых запасов нефти по скважинам при гидроразрыве пласта [Текст] / С.И. Грачев, А.Г. Копытов, Д.В. Коровин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2005. - № 2. - С. 41-46.
4. С.И. Грачев, А.А. Вольф, Д.В. Новоселов. Определение и обоснование зависимости геометрических характеристик трещины гидроразрыва от фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта [Текст] / С.И. Грачев, А.А. Вольф, Д.В. Новоселов // Территория Нефтегаз. - 2010. - № 9. - С. 36-39.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ, Москва, 2003 г.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**О.Н. Павельева<sup>1</sup>, Ю.Н. Павельева<sup>2</sup>**

*Научный руководитель профессор С.И. Грачев*

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, г.Санкт-Петербург, Россия

Данная научная работа направлена на изучение методов интенсификации добычи нефти месторождениях Западной Сибири. Эта крупнейшая нефтегазоносная провинция. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Здесь добыто почти 6 млрд. т нефти, что составляет 45% накопленной добычи России.

Актуальной проблемой в настоящее время выступает выбор метода воздействия на нефтяные залежи, который определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии. При анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов. Запасы Приобского месторождения относятся к трудноизвлекаемым по причине низкой проницаемости и высокой расчлененности основных продуктивных горизонтов. Разработка месторождения невозможна без системного применения комплекса геолого-технологических мероприятий.

Применяемые мероприятия направлены на вовлечение недренируемых запасов (уплотняющее бурение, ГРП, перфорация), выравнивание выработки (направленные ГРП, применение ОРЗ и РИР, потокоотклоняющие технологии), интенсификацию притока (ГРП, ОПЗ). Основные виды ГТМ выполненные за период 2011–2012 г.г. приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты проведения ГТМ за период 2011-2012 гг.

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Удельный технологический эффект, тыс.т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	5,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	5,7
Повторные ГРП	54	292,0	5,4
ЗБС	96	727,6	7,6
Горизонтальные скважины (ГС)	4	202,7	50,6
ОРЗ	23	125,3	5,4
РИР	5	50,2	10,0
Приобщение	11	4,8	0,4
Оптимизация скв. оборудования	519	1053,4	2,0
ОПЗ добывающих скважин	1338	948,7	0,7
ОПЗ нагнетательных скважин	269	356,2	1,3
Потокоотклоняющие технологии	96	172,0	1,8

Как видно из таблицы 1, максимальный удельный эффект получен от бурения ГС с многостадийным ГРП. По базовому фонду наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов. Так же эффективны мероприятия с ГРП на пробуренном фонде, повторные ГРП и ГРП на переходящем фонде, мероприятия направленные на регулирование вытеснения – ОРЗ. Кроме того, наиболее часто проводимым мероприятием является применение ОПЗ добывающих скважин, но с наименьшим удельным эффектом 0,7 тыс.т./скв. Ремонтно-изоляционные работы в связи с удовлетворительным состоянием фонда скважин осуществляется редко по 1–2 скважине в год.

Технологическая эффективность ГС Приобского месторождения сопоставима с ННС с применением ГРП (рисунок 1). Основные технологические показатели работы ННС опытного участка (куст 250) приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные технологические показатели работы ННС опытного участка

Скв	Дата ввода	Начальные параметры			Состояние на 01.01.2013 г.					Накоп. добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча жидкости, тыс.т
		Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводность, т/сут	Дебит нефтит/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводность, т/сут	Состояние	Способ эксп-ции		
5873	04.2012	23,3	24,9	6,7	11,2	14,5	22,9	работает	ЭЦН	0,5	4,2
5927	04.2011	108,0	114,0	5,3	3,1	71,0	95,7	работает	ЭЦН	10,3	31,7
5813	08.2011	136,5	144,9	5,8	13,8	15,0	8,0	Ост.для ГРП	ЭЦН	21,5	23,3
5870	05.2011	105,0	113,4	7,4	33,8	36,5	7,4	ППД	-	10,4	11,2
Среднее значение		89,3	94,6	5,9	9,3	33,5	42,2	-	-	32,3	59,2

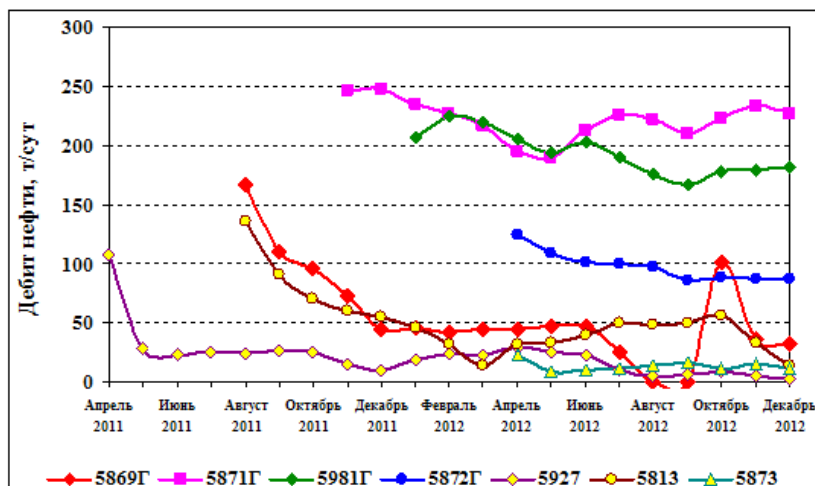


Рис. 1. Сопоставление показателей работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин

На рисунке 2: текущий дебит ГС превышает в 2,5–3,0 раза дебиты вертикальных скважин опытного участка. Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину, составляет 10,7 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам – 50,6 тыс. т (от 22,7 до 89,2 тыс. т). Суммарная дополнительная добыча (без учета ГРП при бурении и ГС) составила 5169,2 тыс. т, удельная дополнительная добыча – 2,0 тыс. т.

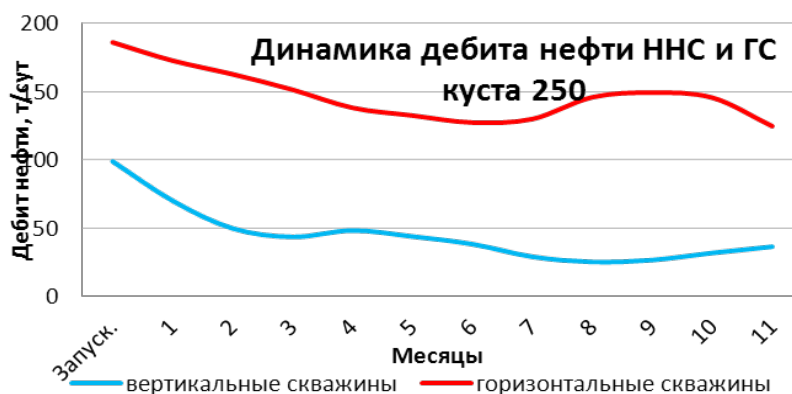


Рис. 2. Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 250

Таким образом, целесообразно эксплуатировать ГС с ГРП на Приобском месторождении. Однако, следует учитывать следующие выявленные проблемы:

- ограниченная область использования ГС с ГРП;
- высокая стоимость строительства ГС с ГРП;
- нет единой методики расчета стоимости ГС с ГРП для проведения технико-экономических расчетов;
- необходимо произвести расчеты с учетом нелинейных эффектов.

#### Литература

1. Савиных Ю.А. Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю.А., Грачев С.И., Музипов Х.Н. – Тюмень: Слово, 2007 г.
2. Технологическая схема разработки Приобского месторождения (СЛТ, ЮЛТ, Верхне- и Средне-Шапшинское месторождение), утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – Нефть и газ, Москва: 2003 г.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ  
И ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**А.И. Подшивалов**

**Научный руководитель профессор И.П. Попов**

**Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия**

Проблема извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти на сегодняшний день является приоритетной для Российской Федерации. Доля трудноизвлекаемых запасов согласно федеральному агентству по недропользованию составляет 65% - это две трети запасов, около 12 млрд. тонн. С этой позиции ключевым направлением развития топливно-энергетического комплекса является создание необходимых условий для рентабельного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Целью исследовательской работы является анализ современных методов повышения нефтеотдачи пластов трудноизвлекаемых и истощенных месторождений, выявления наиболее оптимальных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в зависимости от геологического строения залежей, технического состояния скважин и текущего состояния разработки.

В качестве предмета исследования рассмотрены истощенные месторождения Западной Сибири, которые находятся на последней стадии разработки и трудноизвлекаемые запасы. Многие месторождения имеют большой фонд простаивающих скважин. В России около 16%, более 25 тыс. скважин, находятся в бездействии [4]. Основные причины бездействия скважин – отсутствие притока и высокая обводненность: более 95%. Современные технологии ГТМ такие, как гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), ремонтно-изоляционные работы (РИР) и другие виды ГТМ при правильном проведении работ позволяют реанимировать простаивающие скважины и эффективно ввести их в разработку. Необходимо отметить, что очень важным фактором при проведении ГТМ является качественное технико-экономическое обоснование проведения того или иного мероприятия.

Одним из наиболее высокоэффективных и часто используемых методов повышения нефтеотдачи пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Современные технологии ГРП на сегодняшний день позволяют проводить многостадийные операции по разрыву пласта, как в вертикальных, так и в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, что позволяет увеличить зону дренирования и коэффициент извлечения нефти. Однако не редки случаи, когда после проведения ГРП добыча нефти не возрастает и увеличивается обводненность. Это происходит по некоторым причинам: нарушение технологии проведения ГРП, несоответствие технологических характеристик, неправильно подобранные жидкости разрыва и проппант, но чаще всего неудачный ГРП связан с неправильно построенным дизайном распространения трещин ГРП, что может привести к прорыву трещины в водонасыщенный горизонт или поступление в трещину воды от нагнетательных скважин. Проблема неконтролируемого распространения трещин была проанализирована на примере неудачных операций ГРП на Усть-Тегусском нефтяном месторождении. Рассмотрены возможные методы создания дизайна распространения трещин ГРП, выявлены преимущества и недостатки. На основе проведенного анализа предложена комплексная методика по определению оптимальных параметров трещин ГРП позволяющая наиболее эффективно проводить операцию по разрыву пласта. Методика включает в себя пассивный микросейсмический мониторинг пласта и кросс-дипольный акустический широкополосный каротаж, которые проводятся до ГРП, после проведения мини-ГРП и после основного ГРП. Это позволяет с наибольшей вероятностью спрогнозировать направление и длину трещин ГРП и также в случае необходимости скорректировать в процессе операции объем и концентрацию жидкости разрыва и проппанта, что позволит достичь максимального эффекта. В качестве дополнительных исследований рекомендуется проводить акустические измерения на керне и оценку фильтрационно-емкостных характеристик с помощью микромографов.

Анализ применения ГТМ на месторождениях Западной Сибири показал, что для повышения эффективности ГРП целесообразно проводить обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) модификаторами относительной проницаемости (МОП), которые позволяют снизить обводненность нефти. Полимер, который закачивают в скважину до проведения операции по разрыву пласта, способствует снижению относительной проницаемости породы для воды, почти не оказывая при этом влияния на проницаемость для нефти [3]. Однако важно отметить, что перед обработкой необходимо удостовериться в источнике обводнения с помощью специальных геолого-геофизических исследований и в случае негерметичности эксплуатационной колонны или заколонных перетоков провести вместо обработки МОП ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Эффективность РИР зависит от правильного подбора скважин, точности определения источника обводнения, определение интервала негерметичности обсадных колонн, правильно выбранного тампонажного раствора и способа доставки раствора в заданный интервал [2]. Исключение одного из этих факторов снижает эффект от мероприятия РИР. Основными видами РИР являются: (1) ликвидация заколонных перетоков водоносных пластов, (2) ограничение притока подошвенных вод, (3) ликвидация прорыва пластовых и нагнетаемых вод по наиболее проницаемым прослоям внутри нефтяной толщи, (4) повышение нефтеотдачи продуктивных пластов за счет выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах, (5) отключение отдельных пластов [1]. Как правило, операцию по изоляции водопотока проводят до операции ГРП с целью снижения риска прорыва подошвенной воды и приобщения трещиной ГРП водонасыщенной части пласта, также для изоляции высокопроницаемых пластов. Успешность проведения работы оценивается по снижению обводненности и приросту добычи нефти.

В некоторых случаях оптимальным вариантом увеличения нефтеотдачи пласта является проведение обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ). Данная операция позволяет очистить призабойную зону от загрязнений, уменьшить сопротивление течению флюидов в скважину и увеличить проницаемость. Наиболее эффективными на сегодняшний день являются физико-химические и термические методы ОПЗ. Как и для РИР, очень важным аспектом в проведении ОПЗ является подбор скважины кандидата и выбор технологии проведения. Ключевую роль в проведении обработки будет играть тип коллектора и фильтрационно-емкостные характеристики.

Оценка возможности проведения сразу нескольких видов ГТМ на одной скважине или на объекте из нескольких скважин позволяет увидеть более полную картину существующих проблем и путей оптимизации разработки не только одной скважины, но и всего разрабатываемого участка. Преимущество комплексного подхода заключается также в необходимости тесного взаимодействия между инженерами различных отделов и лабораторий внутри компании это позволяет находить нестандартные, и эффективные решения проблем. На данный момент, рассматривая комплекс методов ГТМ, автором работы разрабатывается алгоритм принятия решений и выбора оптимальной технологии. Данный алгоритм позволит достичь наибольшей производительности и эффективности разработки истощенных месторождений и трудноизвлекаемых запасов.

#### **Литература**

1. Габдулов Р.Р., Никишов В.И. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин – кандидатов и технологий для проведения ремонтно – изоляционных работ // Научно-технический вестник ОАО «НК» «Роснефть». – 2009. – № 4 – С. 22-26.
2. Нигматуллин Т.Э., Борисов И.М. Лабораторное тестирование материалов для ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах // Научно-технический вестник ОАО «НК» «Роснефть». – 2012. – № 2 – С. 12-15.
3. Прудникова А., Алексей А. Процесс подбора скважин для гидроразрыва с применением модификаторов относительной проницаемости в условиях Западной Сибири на основе практического опыта // Сборник трудов Российской нефтегазовой конференции и выставки SPE. Москва, 2008. – 10 с.
4. Раянов Р.Р. Обоснование технологии разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов с применением горизонтальных скважин: дис. ... канд. тех. Наук 25.00.17. – Москва, 2016. – 144 с.

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕРАСТВОРИМОГО ПОЛИМЕРА ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ А.В. Поликарпов**

**Научный руководитель профессор В.Н. Манжай**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В последнее время особую актуальность получили исследования, направленные на изучение выработки запасов из неоднородных по проницаемости коллекторов. Прежде всего это связано с тем, что они обладают небольшим коэффициентом нефтеотдачи. Для решения данной проблемы наиболее распространены технологии, направленные на селективное изменение фильтрационных потоков [1], в частности путем изменения вязкости вытесняющего агента. Одной из таких технологий является полимерное заводнение [2], при этом наибольшее распространение получило использование водных растворов полиакриламида (ПАА).

Однако практика показывает, что применение ПАА возможно не на всех месторождениях, так как не всегда можно определить химическую совместимость растворов полимеров с пластовыми флюидами, особенно если пластовые воды отягощены высокой минерализацией. Данная проблема может привести к осаждению высокомолекулярных соединений из раствора полимерной оторочки под действием солей большой концентрацией. Также высокая минерализация воды ухудшает растворимость ПАА, что снижает эффективность его применение и увеличивает экономические вложения.

Для решения вышеуказанных проблем предлагается заменить водорастворимый полимер на нефтерастворимый [3], который не подвержен влиянию высокой минерализации пластовой воды, и может быть растворен в любой углеводородном растворителе, включая нефть.

Для подтверждения выдвинутой гипотезы было проведена серия экспериментов на установке по моделированию нефтевытеснения SAP-700 насыпного типа [4], для сравнения эффективности применение ПАА и нефтерастворимого полимера (ПГ) в одинаковых условиях.

В ходе эксперимента на установки SAP-700 было смоделировано месторождение с двумя пропластками с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Моделируемой средой послужил кварцевый песок АСКГ с различными фракциями 0,05-0,25 мм. Проницаемости моделируемых первого и второго пропластков различны и составляют 1,305 мкм<sup>2</sup> и 0,396 мкм<sup>2</sup> соответственно. Пропластки были предварительно насыщены моделью нефти славкинского месторождения вязкостью 13,8 мПа·с и их начальная нефтенасыщенность составили 34,64% и 31,65%.

На первом этапе фильтрации, была создана оторочка раствора полимера объемом 32 мл (25% от порового объема пропластка), концентрация которого в бензине составляет 4% и динамическая вязкость в окрестностях 30 мПа·с. Затем началось вытеснение водой. На конец данного этапа коэффициент нефтевытеснения составил 70,9

и 78,4% для высоко и низкопроницаемого пропластка соответственно, что на 8,2 и 13,8% больше по сравнению со средними результатами экспериментов с растворами ПАА с такой же вязкостью в 35 мПа·с и проходящих в аналогичных условиях и среде.

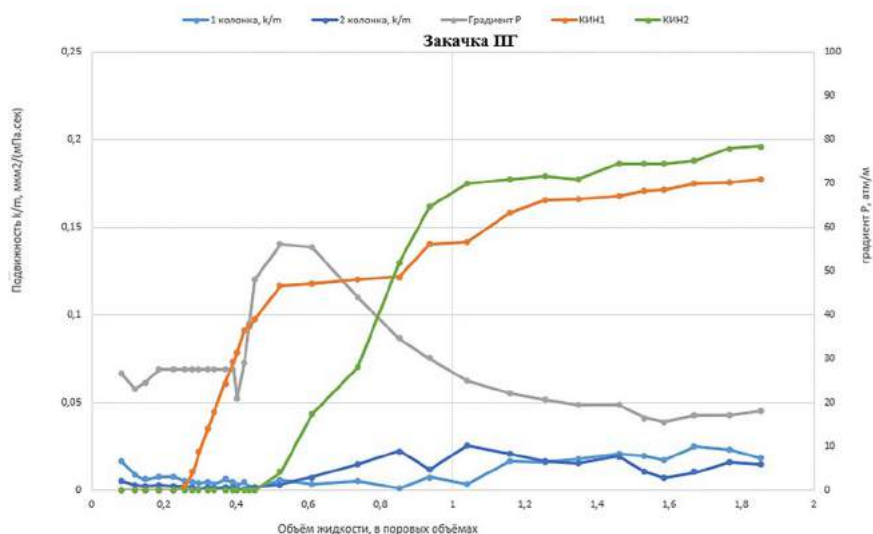


Рис. 1. Зависимость градиента давления и подвижности от объема жидкости

После закачки раствора ПГ и начала вытеснения водой, мы наблюдали рост градиента давления и начало фильтрации через низкопроницаемый пропласток (рисунок 1). Но в отличие от исследований с растворами ПАА данный этап начинается в два раза раньше, в тот момент времени, когда дебит высокопроницаемого пропластка не достиг максимального значения и еще не происходит прорыв воды в высокопроницаемый пропласток. При этом наблюдали значительное увеличение дебита низкопроницаемого пропластка (на 22%) по сравнению с аналогичными экспериментами с водными растворами ПАА и превышает дебит высокопроницаемого пропластка на поздней стадии выработки. Данный факт позволяет одновременно достичь предела рентабельности по обводненности каждого пропластка, что позволяет уменьшить сроки разработки месторождения, а также не использовать технологии для изолирования высокообводненных пропластков с целью извлечения остаточной нефти из низкопроницаемых пропластков. Так же стоит отметить, что средний градиент давления за весь период разработки уменьшился на 25% по сравнению с применением раствора ПАА, обладающего такой же вязкостью, что приводит к дополнительному положительному экономическому эффекту данной технологии.

Применение растворов нефтерастворимого полимера решает не только проблему несовместимости с пластовыми водами и растворимостью, которые возникают у водорастворимого полиакриламида, но и оказывается более эффективным по выравниванию фронта вытеснения и, как результат увеличивает коэффициент нефтеизвлечения в среднем на 11%, при снижении энергозатрат на 25%.

#### Литература

1. Алтунина Л.К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. — Новосибирск: Наука, 1995. — 198 с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985. — 308 с.
3. Филимошкин А.Г. Основы физики полимерного тела. — Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 158 с.
4. Шелест Н.Н., Алтунина Л.К., Березина Е.М., Манжай В.Н., Насибуллина Ю.Р. Гелеобразующая композиция полиакриламида и солей алюминия для повышения нефтеотдачи пластов // Известия высших учебных заведений. «Нефть и газ». 2011. №4. — С. 90-94.

**ВЫЗОВЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
И ИХ РЕШЕНИЯ**

**В.А. Полякова, И.А. Синцов**

*Научный руководитель доцент И.А. Синцов*

*Тюменский Индустриальный Университет (ТИУ), г. Тюмень, Россия*

Из-за сложности фильтрационных и термодинамических процессов в нефтегазоконденсатных пластах, а также недостатка промышленного опыта, нефтегазоконденсатные залежи требуют особенно тщательного изучения способов разработки и эксплуатации.

Рассмотрим ключевые проблемы, встречающиеся при разработке нефтегазоконденсатных месторождений: несинхронное снижение давления в нефтяной и газовой части при их одновременной разработке, в результате чего происходит смещение фаз и снижение нефтеотдачи коллектора [1]; проблема конусообразования, в результате чего происходит загазовывание и обводнение продукции добывающих скважин. Рациональная схема разработки залежей такого типа должна учитывать промышленный опыт предыдущих лет, однако основываться теперь уже на принципиально новых теоретических положениях.

В действительности при разработке нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных коллекторов используют только наиболее простые подходы, заключающиеся в бурении горизонтальных скважин и разработке на естественном режиме [2], несмотря на достаточно большое количество способов и технологий их разработки. В нашей работе выполнен сравнительный анализ и ранжирование способов разработки нефтегазоконденсатных месторождений применительно к различным геолого-физическим условиям.

После проведенного патентного поиска и детального анализа российской и зарубежной литературы были выделены следующие группы:

- 1) Повышение газоизолирующей способности водяного барьера, увеличение безгазовых дебитов по нефти за счет барьерного заводнения и достижение определенного уровня минерализации закачиваемой воды.
- 2) Поддержание давления в течение всего периода разработки, с помощью заводнения и создания давления смешиваемости газа из газовой шапки и нефти.
- 3) Увеличение полноты извлечения запасов, с помощью создания смешанных систем заводнения; создания искусственных депрессии в нефтенасыщенную часть залежи; воздействия на пласт упругими ваннами; закачки растворителя, раствора ПАВ.
- 4) Повышение темпов разработки залежи с помощью одновременной закачки теплоносителя и закачки воды с определенной температурой.

В работе были проведены расчеты для первой группы, основанной на барьерном заводнении для условий валанжинских пластов Западной Сибири. В результате были сделаны следующие выводы. Основная проблема – высокий газовый фактор, в связи с этим, при любых вариациях разработка с применением вертикальных скважин нефтяных оторочек небольшой мощности в контактных зонах абсолютно бесперспективна. Пласты с подобным набором параметров рекомендуется разрабатывать горизонтальными скважинами. По результатам экспериментов с положением профиля горизонтальной скважины, можно с уверенностью сказать, что накопленная добыча нефти напрямую зависит от удаления от ГНК, однако создание барьеров на удалении от горизонтальных скважин для подгазовых зон также не решает проблемы. Наиболее оптимальным является размещение нагнетательных скважин непосредственно над добывающими скважинами [3].

Планируется провести аналогичные расчеты на моделях нефтегазоконденсатных коллекторов для условий, характерных для пластов групп БП, БТ, БУ месторождений севера ЯНАО, для других групп с целью выявления оптимальных способов разработки подгазовых зон с нефтяными оторочками малой толщины. Это позволит оценить эффективность каждого из методов, а также произвести ранжирование данных методов применительно к конкретным продуктивным комплексам.

**Литература**

1. Желтов Ю.В. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений, М.- «Недра», 1979. 254 с.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: 2004. 520 с.
3. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: «Струна», 1998. 628 с.

**ТУРЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЛАТФОРМ  
ПРИ ОСВОЕНИИ ГЛУБОКОВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ**

**Е.А. Потысьев**

*Научный руководитель профессор Ю.А. Харченко*

*Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

В настоящее время при освоении глубоководных нефтегазовых месторождений замерзающих морей одним из перспективных является комбинированный вид их обустройства с применением плавучих технологических платформ судового типа. Такое решение позволяет: во-первых, организовать энергоснабжение и управление подводным добычным комплексом непосредственно на месторождении; во-вторых, обеспечить полную подготовку нефти и газа к транспорту и воды для закачки в пласт с использованием технологий и оборудования, разработанных для сухопутных месторождений (при возможной небольшой их адаптации к морским условиям); в-третьих, использовать корпус платформы для накопления и хранения жидких углеводородов с их последующей отгрузкой на танкеры; наконец, обеспечить самостоятельные отсоединение и отход платформы на безопасное расстояние в случае возникновения айсберговой, ледовой, волновой или любой другой угрозы и оперативные так же самостоятельные возвращение и установку на точку с возобновлением добычи.

Одной из важных проблем при использовании комбинированного вида обустройства является организация надежного удержания технологической платформы на точке ее установки. Широкие возможности применения технологических платформ судового типа (по правилам классификации [3] – плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа, по международной – Floating Production, Storage and Offloading (FPSO)) в различных районах мирового океана, как на мелководных, так и на глубоководных месторождениях, обусловили разнообразие схем их систем удержания (швартовки).

Якорная система удержания может быть выполнена в виде локальных блоков якорных растяжек (распределенная система швартовки), размещенных побортно по оконечностям корпуса и относительно неподвижно раскрепляющих судно на месторождении с постоянной ориентацией в одном направлении, которое выбирается с учетом минимального ветрового и волнового воздействия на платформу. При этом добычные райзеры располагаются по бортам. Такая схема якорной системы удержания отличается простотой конструкции и малыми затратами на установку платформы на месторождении, но не обеспечивает безопасность в районах с сильными штормами и ветрами переменного направления. В этом случае платформы фиксируются с помощью систем удержания турельного типа.

Благодаря турели платформа может пассивно вращаться вокруг оси турели на 360° под воздействием сил ветра, волнения и течения и занимать такое положение, которое соответствует минимальной равнодействующей от этих сил, благодаря чему минимизируются нагрузки на якорную систему удержания, уменьшаются величины крена и дифферента судна. Это благоприятно сказывается на работе технологического комплекса. При помощи винторулевого комплекса платформа может занимать любое направление по отношению к ветру, течению или направлению волн, например при отгрузке продукции на танкер тандемным способом, что существенно повышает безопасность этой часто выполняемой периодической операции.

Цель данной работы – повышение надежности работы турельных систем удержания платформ при комбинированном виде обустройства глубоководных нефтегазовых месторождений замерзающих морей.

Учитывая, что в российском секторе арктических и дальневосточных морей глубины в основном не превышают 500 м, наибольший интерес при освоении месторождений в этих районах будут представлять внутренние отсоединяемые турельные системы удержания. В состав конструкции такой турельной системы удержания входят: турель; буй системы удержания райзеров (райзерный буй); кожух; подшипники; поворотный стол; конструкция обслуживания поворотного стола; ледовый пояс; вертлюжный блок; система удержания; якорные фундаменты.

Возможность оперативного отсоединения обеспечивается благодаря наличию в составе системы удержания райзерного бую. К райзерному бую подсоединены якорные оттяжки и райзеры. Также через райзерный буй подключаются кабели связи, шлангокабели управления подводным добычным комплексом.

Возможны два режима отсоединения.

Плановое отсоединение, применяемое в тех случаях, когда при помощи ледового мониторинга выявляется приближение к судну ледовых образований (торосов, айсбергов), взаимодействие с которыми может привести к аварийной ситуации на платформе, либо по причине других запланированных ранее операций.

Экстренное отсоединение, применяемое в тех случаях, когда ледовые нагрузки приводят к критическому смещению судна от проектного положения.

Для обеспечения безопасности отсоединения платформы от якорной системы удержания предлагается уникальное решение – крепление якорных оттяжек не к райзерному бую, а непосредственно к турели. Буй системы удержания райзеров соединяется с системой удержания посредством дополнительной оттяжки, которая в условиях нормальной эксплуатации не включена в работу системы удержания. На рисунке продемонстрировано крепление оттяжек.

Данный проект системы удержания выполнен по схеме 4х6, т. е. предусмотрено 4 пучка из 6 якорных оттяжек, что дает в совокупности 24 оттяжки. Каждая якорная оттяжка состоит из якорной цепи без распорок в нижней части и стального каната, оснащенного двумя элементами плавучести с плавучестью по 20 т. Якорные оттяжки



оснащаются специальной системой контроля натяжения.



Рис. 1. Крепление оттяжек

Якорная система создает возвращающее усилие 2500 т при отходе платформы на 45–49,5 м от расчетной позиции. При большем смещении платформы от расчетной позиции возвращающее усилие якорного крепления может возрасти до 5000 т на расстоянии 64 м в направлении пучка оттяжек и 74 м – в промежуточном направлении. При достижении такой нагрузки инициируется процедура экстренного отсоединения.

При отсоединении платформы на начальном этапе в процессе опускания райзерного буя, к нему крепятся только райзеры и шлангокабели, но не якорные оттяжки (которые остаются закрепленными на турели). На последнем этапе отсоединения все якорные оттяжки непосредственно от турели и включаются в работу дополнительные оттяжки, которые крепятся непосредственно к бую системы удержания райзеров.

Такое решение предусматривает контролируемое погружение буя системы удержания райзеров под корпус перед отсоединением якорной системы от турели и обеспечивает максимальное гидравлическое демпфирование резких смещений райзерного буя, возникающих во время отсоединения якорных оттяжек, а также исключает возможность динамического воздействия буя системы удержания райзеров на турель и корпус в условиях воздействия высоких горизонтальных нагрузок.

Для защиты элементов турельной системы удержания от воздействия ледовых образований в состав турели вводится элемент, называемый «ледовый пояс» и представляющий собой усиленную металлическую конструкцию, жестко связанную с корпусом платформы и защищающую элементы турельной системы удержания по всему периметру от воздействия льда, попадающего под корпус.

Для отдельных районов арктического и дальневосточного шельфов при организации мониторинга и управления ледовой обстановкой [2] комбинированный вид обустройства с платформами судового типа позволит проводить добычу нефти и газа в течение большей части года с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением коэффициента извлечения нефти не менее 0,5.

Для размещения оборудования по подготовке нефти, газа и воды, а также хранению добытой нефти, на глубинах свыше 50 м целесообразно использовать технологические платформы судового типа, которые характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объемов для хранения жидких углеводородов, мобильностью и другими преимуществами перед платформами другого типа [1].

Одним из наиболее ответственных элементов технологических платформ судового типа является турельная система удержания, которая, по сути, является ключевым компонентом в технологической цепочке «пласт – скважина – система сбора – система подготовки на морском месторождении», обеспечивая: удержание платформы на точке установки; подачу продукции скважин к технологическому комплексу на платформе; передачу сигналов управления и реагентов к подводному добычному комплексу; отсоединение платформы при необходимости ее отхода и обратное подсоединение.

Несмотря на сложность и многообразие выполняемых функций, современные конструкции турельных систем удержания обладают высокой надежностью, технологичностью в изготовлении и являются объектом, готовым для промышленного внедрения. Другие элементы технологической цепочки при комбинированном виде обустройства, начиная от скважины до входа в турель, и на самой платформе также являются объектами промышленной готовности. Поэтому при освоении морских нефтегазовых месторождений, в первую очередь на акватории Баренцева и Охотского морей, внедрение комбинированного вида обустройства с применением технологических платформ судового типа позволит решать задачи рациональной эксплуатации недр с использованием технологий разработки месторождений, которые были апробированы на сухопутных месторождениях. При полностью подводном обустройстве такая эксплуатация недр – задача далекого будущего.

#### Литература

1. Бережной К.Г., Вербицкий С.В. Типы морских технологических платформ: их преимущества и недостатки// Морские интеллектуальные технологии. – СПб., 2015. – №3. – С. 33 – 46.
2. Зубакин Г.К. Ледяные образования морей западной Арктики. – СПб.: ААНИИ, 2006. – 272 с.
3. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2011. – 162 с.

**МЕТОДИКА ВЫБОРА ВИДА ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ЗАМЕРЗАЮЩЕГО МОРЯ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ  
ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Е.А. Потысьев**

*Научный руководитель профессор Ю.А. Харченко*

*Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений существенно отличается от разведки и разработки их на суше. Специфические особенности и высокая сложность проведения работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, огромной стоимостью и уникальностью технических средств, рядом проблем, вызванных необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в морских условиях [2].

Целью данной работы является разработка многокритериальной методики выбора вида обустройства нефтегазового месторождения, расположенного на акватории замерзающего моря.

В соответствии с целью работы были поставлены и решены следующие основные задачи исследования:

1. Изучение и анализ особенностей обустройства морских нефтегазовых месторождений.
2. Определение критериев, необходимых для выбора вида обустройства нефтегазового месторождения на акватории замерзающего моря.
3. Разработка методики выбора вида обустройства нефтегазового месторождения, расположенного на акватории замерзающего моря.
4. Апробация разработанной методики на примере выбора вида обустройства нефтяной залежи Южно-Киринского месторождения.

Проанализировав действующие проекты и учитывая специфику обустройства нефтегазовых месторождений, расположенных на шельфе замерзающих морей, были сформированы критерии, которые необходимо принять во внимание при выборе вида обустройства морского месторождения. В таблице 1 представлены сформированные критерии.

**Таблица 1**

**Критерии для выбора вида обустройства**

Группа	Критерии
Гидрометеорологические и географические факторы	Влияние природно-климатических условий
	Влияние глубины моря
	Влияние ледовых условий
	Влияние удаленности месторождения от берега
	Влияние сейсмической активности
Технологические показатели	Коэффициент извлечения нефти
	Объем добываемой продукции в год
	Сроки ввода месторождения в эксплуатацию
Производственные показатели	Уровень автоматизации технологических процессов и инновационной деятельности
	Сроки строительства и ввода в эксплуатацию объектов обустройства
	Объем строительно-монтажных работ на берегу и в море
	Зрелость технических решений
	Апробированность применяемой системы разработки месторождения
	Необходимость в береговой инфраструктуре
	Необходимость в трубопроводе
	Возможность размещения оборудования для оптимальной системы разработки месторождения
Возможность для расширения (количества скважин, системы ППД)	
Экономические показатели	Уровень доходов
	Уровень капиталовложений
	Срок окупаемости
	Эксплуатационные расходы
Охрана окружающей среды	Загрязнение воды и воздуха
	Сохранность флоры и фауны
Риски	Оправданность выбора технических решений и системы разработки м/р
	Экономический риск
Безопасность	Безопасность (техническая, пожарная, экологическая)

В основу методики для выбора вида обустройства нефтегазовых месторождений замерзающих морей положена многокритериальная оценка альтернатив из теории принятия решений [1, 3]. В качестве альтернатив приняты надводный, подводный и комбинированный виды обустройства морских нефтегазовых месторождений.

Для принятия решения о наилучшем виде обустройства необходимо произвести ранжирование и выбор наиболее важных из числа ранее сформированных критериев. Для этого требуется для каждого критерия из таблицы 1 дать экспертную оценку (по балльной системе) по заданным видам обустройства, вычислить текущую критериальную оценку, определить желаемую критериальную оценку, задать относительную важность критериев и найти вес критерия, исходя из веса критериев, произвести ранжирование. Для дальнейшего рассмотрения оставить только те критерии (в порядке значимости), суммарный вклад веса (значимости) которых составляет более 70 %.

Окончательный состав критериев для выбора вида обустройства нефтяной залежи Южно-Киринского месторождения (таблица 2) содержит 10 критериев.

**Таблица 2**

**Наиболее важные критерии**

№	Критерии	Значения экспертных оценок по виду обустройства			Ранг
		подводный	надводный	комбиниров	
1	Влияние ледовых условий	7	6	8	1
2	Зрелость технических решений	7	5	8	2
3	Уровень доходов	7	5	8	3
4	Возможность размещения оборудования для оптимальной системы разработки м/р	6	7	9	4
5	Коэффициент извлечения нефти	6	5	8	5-6
6	Апробированность применяемой системы разработки месторождения	7	6	8	5-6
7	Уровень капиталовложений	8	6	7	7
8	Объем добываемой продукции в год	6	5	8	8-9
9	Необходимость в трубопроводе	4	5	9	8-9
10	Влияние природно-климатических условий	7	5	8	10

На основании полученных критериев таблицы 2 была выполнена многокритериальная оценка для выбора наилучшего вида обустройства. При этом были задействованы следующие методы [1, 3]: метод последовательных уступок; правило достоинств и недостатков; принцип Беллмана-Заде; метод анализа иерархий; метод стабильной оптимальности.

Метод стабильной оптимальности, использующийся в качестве завершающего этапа применения предыдущих методов, даёт итоговую оценку (таблица 3), которая учитывает результаты применения каждого из методов.

**Таблица 3**

**Итоговая оценка**

Метод	Вид обустройства		
	подводный	надводный	комбинированный
Метод последовательных уступок	2	3	1
Правило достоинств и недостатков	2	3	1
Принцип Беллмана-Заде	3	2	1
Метод анализа иерархий	2	3	1
Сумма по методам	9	11	4
Место	2	3	1

В соответствии с предложенной методикой для выбора вида обустройства нефтяной залежи Южно-Киринского месторождения получены следующие результаты: комбинированный – наиболее подходящий вид обустройства; подводный – подходящий вид обустройства; надводный – наименее подходящий вид обустройства.

Стоит отметить, что полученные результаты не лишены субъективности, т.к. при ранжировании критериев были самостоятельно заданы ряд параметров, необходимых для оценки, что сказывается на составе и количестве рассматриваемых критериев. Не исключено, что при ином наборе критериев изменится и конечный результат. На итоговую оценку также оказывает влияние и порядок расстановки рассматриваемых критериев, т.к. при его перестройки может измениться ход реализации методов многокритериальной оценки.

**Литература**

1. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производством: Том 1: Методы и алгоритмы формирования управленческих решений / Под ред. Э.А. Трахтенгерца. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007. – 384 с.
2. Основы морского нефтегазопромыслового дела: Том 1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / Под ред. Д.А. Мирзоева. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 272 с.
3. Теория принятия решений / Под ред. А.И. Орлова. – М.: Март, 2004. – 656 с.

**ЧИСЛЕННОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕФОРМАЦИИ ПРИ ИЗЪЯТИИ КЕРНА**

**А.С. Романов,**

*Научный руководитель – д-р физ.-мат. наук Ю.П. Стефанов*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск*

Успешное моделирование деформационных процессов, протекающих в геосредах, возможно лишь при наличии свойств, которыми среда характеризуется на рассматриваемой глубине. Основным источником данных о механических свойствах горных пород, является исследование керна. Отобранные образцы породы от момента их залегания на глубине до момента проведения над ними лабораторных исследований подвержены различным воздействиям, которые могут повлиять на свойства рассматриваемого материала. В свою очередь, это приводит к расхождению свойств полученного керна со свойствами породы в естественных условиях. Отсюда вытекает необходимость исследования процессов протекающих в результате взятия и подъема керна.

В общем случае, процедуру взятия керна можно разделить на два основных этапа. На первом этапе происходит выбуривание и отрыв цилиндрического элемента горного массива. Сама процедура выбуривания керна может привести к изменениям механических характеристик полученного образца. Например, формирование неупругих деформаций в результате бурения может привести к уменьшению прочностных характеристик породы. Второй этап включает в себя поднятие керна на поверхность, в ходе чего меняется его напряженное состояние, поровое давление и температура. Перечисленные факторы в разной степени могут повлиять на свойства извлеченного керна. Несмотря на существующие изолирующие технологии отбора керна [1], остается актуальным вопрос влияния вышеперечисленных факторов на свойства полученного образца горной породы.

В данной работе на основе численного моделирования рассматриваются особенности деформационных процессов, протекающих в керне, при его отборе из естественных условий залегания с последующим подъемом на поверхность. Получены картины НДС керна при его выбуривании и подъеме. Исследовано влияние фильтрации рабочей жидкости в керн на его напряженное состояние и развитие неупругих деформаций. Показаны возможные сценарии разрушения керна при его выборе.

Моделирование деформационного поведения горной породы осуществлялось путем численного решения системы уравнений механики сплошных сред. Замыкают систему уравнений определяющие соотношения, которые описывают упруго-хрупкопластическую модель среды (модифицированная модель Друкера-Прагера-Николаевского [2,3]). Задача решалась в двумерной постановке для условий плоской деформации. Для решения уравнений использовался явный конечно-разностный метод [4,5].

**Литература**

1. Хайруллин Б.Ю. Инновационные технологии бурения с отбором и анализом керна повышенной информативности // Недропользование XXI Век. – М.: Национальная ассоциация по экспертизе недр. – 2015. – Вып. 51. – С 20-25.
2. Друкер Д., Прагер В. Механика грунтов и пластический анализ или предельное проектирование // Механика. Новое в зарубежной науке. Вып. 2. Определяющие законы механики грунтов. – М.: Мир, 1975. – С. 166-177.
3. Николаевский В.Н. Механические свойства грунтов и теория пластичности // Механика твердых деформируемых тел. Том 6. Итоги науки и техники. – М.:ВИНИТИ АН СССР, 1972. – С. 5-85.
4. Уилкинс М.Л. Расчет упругопластических течений // Вычислительные методы в гидродинамике. – М.: Мир, 1967. – С. 212-263.
5. Стефанов Ю.П. О динамическом подходе численного исследования развития деформаций в геологической среде // Материалы третьей молодежной тектонофизической школы-семинара. 2013. С. 175-189.

**МЕТОД ДИНАМИЧЕСКОГО РАССЕЯНИЯ СВЕТА В ИССЛЕДОВАНИИ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА МЕХАНИЗМ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ**

**А.В. Сидоренко, А.С. Чемякин, Л.В. Чеканцева**

*Научный руководитель зав. лабораторией Л.В. Чеканцева*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В процессе разработки залежи парафины, содержащиеся в нефти в растворенном состоянии, могут выделяться в виде твердой фазы, при изменении термобарических условий в пласте. Изменение фазового состояния пластовой нефти отрицательно влияет на фильтрацию нефти в пласте и призабойной зоне. При движении нефти по трубам в скважине выделяющаяся твердая фаза осаждается на стенках труб и насосного оборудования. Основным параметром, характеризующим фазовое состояние пластовой нефти (жидкость-твердая фаза), является температура насыщения нефти парафином [1]. Регулирование фазовых переходов возможно с использованием присадок, обладающих диспергирующе-ингибиторными свойствами. Согласно поверхностному механизму действия, молекулы присадки встраиваются в растущие кристаллы парафинов со стадии зародышеобразования и ограничивают рост их структуры. Выбор присадки для каждого конкретного случая индивидуален, так как ее действие может иметь обратный эффект [2].

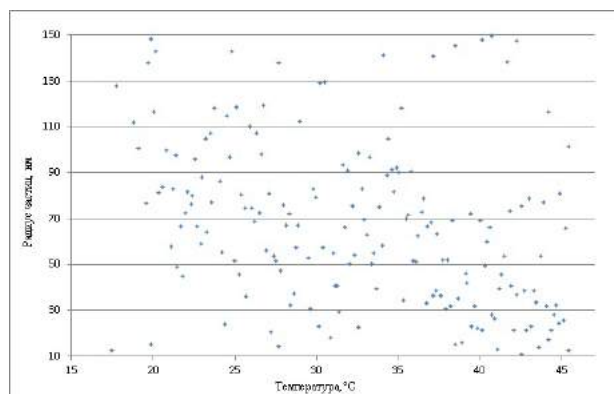
В данной работе исследовалось влияние диспергирующей присадки С-5А на фазовое поведение модельной системы в процессе охлаждения. Для решения этой проблемы использовался метод спектроскопии оптического

смешения [3] – the dynamic light scattering (DLS), основанном на счёте фотонов рассеянного лазерного излучения. Согласно теории, измерение корреляционной функции флуктуации интенсивности рассеянного света позволяет определить характерное время корреляции и затем из коэффициента диффузии вычислить радиус частиц. На методе DLS основан принцип действия прибора «Photocor Complex» [4]. Алгоритм работы фотонного корреляционного спектрометра рассмотрен в [5].

Суть эксперимента заключалась в определении радиусов частиц твердой фазы, образующихся при охлаждении системы в изобарическом процессе. В модельную систему парафины–гептан (4% масс., 6% масс., 10% масс.) была добавлена присадка С-5А с разными концентрациями (0,03% масс., 0,06 % масс. и 0,08% масс.).

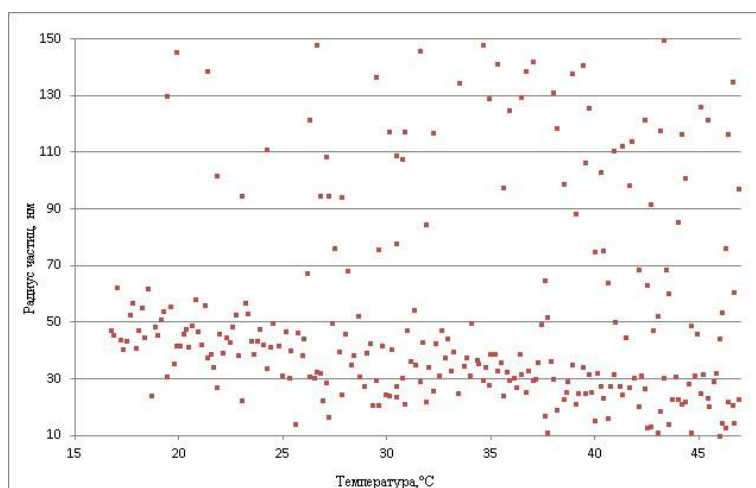
Исследователи [1] указывают, что температура насыщения парафинов увеличивается с ростом массовой концентрации парафинов в нефти. Этот факт был подтвержден в работе [6], также было определено, что увеличение присадки приводит к росту интенсивности для всех концентраций парафина.

Появление твердых частиц в исходной системе без добавления присадки при концентрации парафина 4% масс. стало происходить при 7,9°C. Для концентрации парафина в растворителе 6% масс. образование твердой фазы было зафиксировано при 9,3°C. На рисунке 1 представлены результаты образования твердых частиц в системе с концентрацией парафина 10% масс. при температуре 45,3°C. Диапазон размеров радиусов частиц варьируется от 10 до 150 нм.

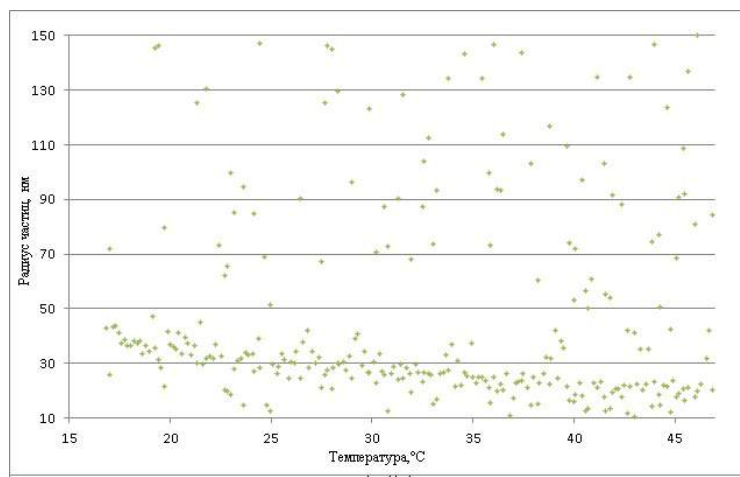


**Рис.1. Зависимость радиуса частиц с концентрацией парафина в гептане 10% масс. без добавления присадки**

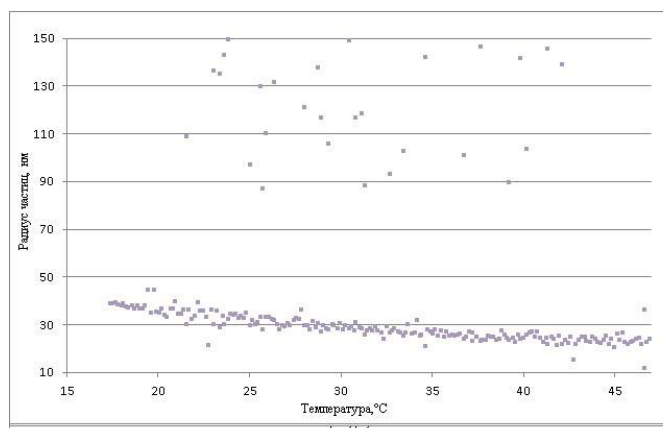
Рассмотрим действие присадки на примере образца с концентрацией 10% масс. парафина в гептане. При добавлении к исходной системе 0,03% масс. присадки наблюдается перераспределение размеров частиц в системе с образованием большого количества частиц с радиусами от 10 до 65 нм (рисунок 2). При увеличении концентрации присадки до 0,06% масс. (рисунок 3) диапазон области частиц с небольшими размерами уменьшается с 10 до 45 нм. При добавлении присадки 0,08% масс. к системе (рисунок 4), наблюдается стабилизация размеров частиц в том же диапазоне со значительным уменьшением количества крупных частиц.



**Рис.2. Зависимость радиуса частиц с концентрацией парафина в гептане 10% масс. при добавлении 0,03% масс присадки**



**Рис.3. Зависимость радиуса частиц с концентрацией парафина в гептане 10% масс. при добавлении 0,06% масс присадки**



**Рис.4. Зависимость радиуса частиц с концентрацией парафина в гептане 10% масс. при добавлении 0,08% масс присадки**

Таким образом, можно сделать следующие выводы

1. Для исследуемой модельной системы подтвердилось утверждение о том, что увеличение концентрации парафинов в системе приводит к образованию частиц твердой фазы при более высоких температурах.
2. Действие присадки С-5А ограничивает рост размеров частиц, наибольший эффект достигается при добавлении к модельной системе 0,08% масс. присадки.
3. Данный метод исследования позволяет наблюдать механизм образования частиц и получать представление о структуре меняющейся системы.

#### Литература

1. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. – «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
3. Спектроскопия оптического смешения и корреляция фотонов. Пер. с англ. / Под ред. Г. Камминса и Э. Пайка. М.: Мир, 1978. – 574 с.  
PhotoCor [сайт производителя], URL: <http://www.photocor.ru/>.
4. Mal'tseva, E.V. Influence of aggregation of asphaltenes on the rheological properties of oil [Текст] / E.V. Mal'tseva, A.M. Gorshkov, L.V. Chekantseva, L.V. Shishmina, N.V. Yudina // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2013. – V. 86. – P. 1370–1375.
5. Gorshkov A.M., Pham T., Shishmina L.V., Chekantseva L.V. The influence of dispersing additive on the paraffin crystallization in model systems (Article number 012044) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2015 - V. 27. - P. 1-7

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА СОСТАВ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.А. Степанцова, А.В. Переседова

Научные руководители: ассистент М.А. Дучко<sup>1</sup>, ведущий инженер Д.И. Чуйкина<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

<sup>2</sup>ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Современное состояние сырьевой базы нефтедобывающей отрасли характеризуется ростом доли месторождений с высоковязкой нефтью. Геологические запасы высоковязкой нефти в России составляют от 6 до 75 млрд. тонн, однако их применение требует использования специальных технологий. Наиболее распространенными методами разработки месторождений высоковязкой нефти являются тепловые. Однако они требуют больших материальных затрат, в результате чего значительно повышается себестоимость добываемой нефти. В этой ситуации для повышения эффективности увеличения нефтеотдачи пластов разрабатываются разнообразные технологии.

В Институте химии нефти СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей, разработана нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ – щелочная композиция ИХН-ПРО на основе неорганической буферной системы. Высокая нефтewытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта [1-3].

Для совершенствования технологии площадной закачки теплоносителя (пар, горячая вода) и ПЦО (пароциклической обработки) добывающих скважин предложено использовать загущенную композицию НИНКА. Загущенная композиция НИНКА (НИНКА-3) является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей, используется для повышения эффективности паротеплового воздействия – увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет увеличения коэффициента охвата пласта и коэффициента нефтewытеснения [1-3].

Комплексное применение методов увеличения нефтеотдачи может приводить к изменению состава и свойств пластовых нефтей, как за счет химического превращения компонентов нефти (воздействие высоких температур, химических реагентов, микроорганизмов, окисление минерализованной водой), так и за счет процесса доотмыва нефти и вовлечения в разработку остаточных нефтей низкопроницаемых коллекторов пласта. Немаловажное значение имеет также изучение состава и свойств добываемых с помощью новых технологий нефтей, которые в дальнейшем будут направлены на нефтепереработку.

В качестве объектов исследования были выбраны пробы нефти Усинского месторождения, отобранные в определенном интервале времени из пластов, в которые были закачаны нефтewытесняющие композиции ИХН-ПРО (скважина № 3421) и НИНКА-3 (скважина №2805).

Групповой состав определяли методом жидкостно-адсорбционной хроматографии деасфальтенизата на двойном сорбенте: силикагель и оксид алюминия(II степени активности) по методике ВНИГРИ [4].

Элюирование фракций насыщенных углеводородов (масла), и смол проводили последовательно гексаном, бензолом и смесью спирт-бензола (1:1 по объему). Предварительно из нефтей были выделены и определены гравиметрически асфальтены холодным методом Гольде [5]. Характер изменения группового состава образцов нефтей, полученных из пластов после обработки нефтewытесняющими композициями, представлен в табл. 1.

**Таблица 1**

**Групповой состав нефти Усинского месторождения**

№ скв.	Дата отбора	Способ нефтewытеснения, композиция	Содержание, мас. %		
			Масло	Смолы	Асфальтены
		Без композиции	74,42	17,08	8,50
2805	10.07.14	НИНКА-3	74,39	16,16	9,45
	01.09.14		76,46	16,17	7,37
	29.10.14		75,29	16,13	8,58
	12.05.16		76,57	14,33	9,10
		Без композиции	72,19	19,48	8,33
3421	30.10.14	ИХН-ПРО	74,96	17,70	7,34
	21.01.15		68,80	22,19	9,01
	27.08.15		74,53	18,04	7,43

Для нефти Усинского месторождения характерно высокое содержание смол и асфальтенов. В нефти после внесения композиции ИХН-ПРО понизилось содержание смол и асфальтенов, в дальнейшем периоде – возросло, по истечению 12 мес. приблизилось к первоначальному уровню. Применение композиции НИНКА-3 практически не повлияло на содержание смолистых компонентов: в течении трех месяцев их содержание оставалось неизменным, но через 22 месяца снизилось, при этом содержание асфальтенов закономерно изменяется в течении всего периода.

Методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии в неполярной гексановой фракции определяли содержание и состав n-алканов (масс-спектрометр высокого разрешения DFS, TermoElectronFinnigan DFS, Германия предоставлен центром коллективного пользования ТомЦКП СО РАН)

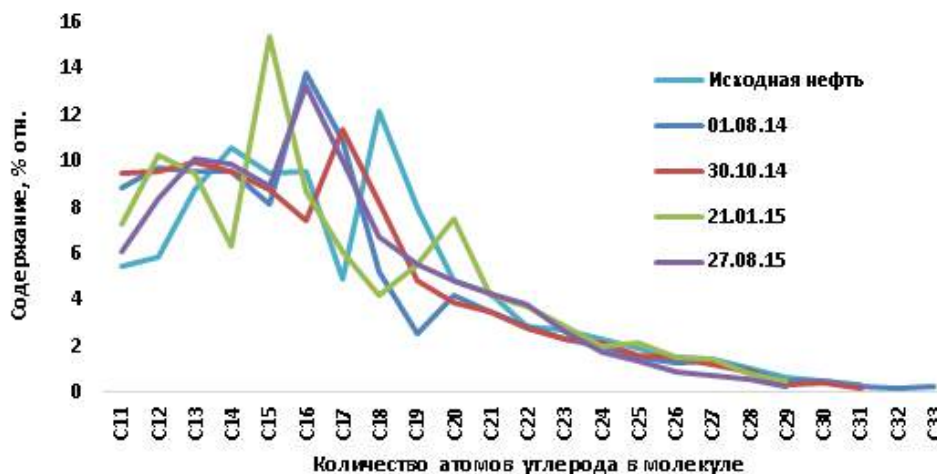


Рис.1. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в нефти до и после внесения нефтewытесняющей композиции НИНКА-3

В исходной нефти преобладают n-алканы  $C_{13}-C_{18}$ . В результате обработки пласта композицией НИНКА-3 увеличилось относительное содержание гомологов  $C_{16}-C_{19}$ , при обработке пласта нефтewытесняющей композицией ИХН-ПРО, также увеличилось содержание n-алканов ( $C_{15}-C_{19}$  гомологов) за счет вовлечения в разработку новых пропластов нефти, содержащей более легкие углеводороды.

Таким образом, использование нефтewытесняющих композиций для извлечения высокосмолистых нефтей привело к снижению содержания в нефти смол и асфальтенов и, как следствие, плотности нефти. Эти изменения могут быть следствием смещения равновесия распределения отдельных нефтяных компонентов: смол (в частности карбоновых кислот), низкомолекулярных n-алканов и ароматических углеводородов в системе нефть–водная фаза в сторону последней за счет введения в скважину композиции с поверхностно-активными веществами, повышающими растворяющую способность водной фазы. С увеличением времени после закачки концентрация композиции и, как следствие, растворяющая способность водной фазы снижаются, состав нефти постепенно возвращается к исходному. В составе n-алканов после внесения композиций начинают преобладать более легкие гомологи.

#### Литература

1. Алтунина Л.К. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефть. Газ.Новации. – 2015. – № 6. – С. 27 – 32.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – No 9. – С. 331–344.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. No 10. – С. 1034–1052.
4. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
5. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. – СПб.: Профессионал, 2003. – 850 с..
6. Шерстюк С.Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук –Томск, 2011.



## ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ И СИНТЕТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА НУКЛЕАЦИЮ И ДАЛЬНЕЙШИЙ РОСТ ГАЗОГИДРАТА В СИСТЕМАХ ВОДА–ОРГАНИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ–ГАЗ

А.С. Стопорев<sup>1,2</sup>, А.П. Семенов<sup>3</sup>, А.Ю. Манаков<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт неорганической химии имени А.В. Николаева СО РАН, г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,  
г. Новосибирск, Россия

<sup>3</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Газовые гидраты представляют собой кристаллические нестехиометрические соединения включения типа «гость-хозяин», в которых роль «хозяина» играют водородно-связанные молекулы воды, а «гости» – небольшие молекулы (метан, этан, сероводород, азот, углекислый газ, водород, пропан, изобутан и т.д.), занимающие пустоты в каркасе «хозяина» [4]. Настоящий всплеск интереса к газогидратам возник в связи с быстро развивающейся нефтегазодобывающей отраслью после публикации [2], где E. G. Hammerschmidt описал газогидратную природу пробок, закупоривающих трубопроводы при транспорте неосушенного попутного нефтяного газа. В настоящее время в связи с развитием шельфовой добычи нефти и магистрального транспорта углеводородного сырья очень остро стоит вопрос предотвращения гидратообразования. Это подталкивает исследователей искать эффективные способы борьбы с гидратообразованием и гидратоотложениями [3,4]. Более того, некоторые природные компоненты нефти (например, смолы, асфальтены) по эффективности ингибирования гидратообразования сравнимы со своими синтетическими аналогами, применяемыми в нефтяной промышленности, и способны конкурировать с ними за сорбционные места на поверхности гидрата [1,6]. В работе [6] методами молекулярной динамики показано, что асфальтены, концентрирующиеся на межфазной поверхности вода – газ, способствуют повышению диффузии метана и облегчают сборку клатратных полостей, т.е. выступают в роли промоторов гидратообразования. При этом асфальтены, находящиеся в объемной водной фазе демонстрируют незначительный эффект ингибирования гидратообразования. Таким образом, можно заключить что влияние природы и состава границы раздела, на которой происходит нуклеация и рост газовых гидратов, на данные процессы имеет важное значение как для понимания фундаментальных основ взаимодействия гидратных частиц с компонентами среды, так и контроля технологических процессов при добыче и транспорте нефти и газа.

Таблица 1

*Составы газовых смесей*

Смесь Компонент	Смесь I					Смесь II				
	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
Содержание, мол.%	0,08	0,02	73,79	18,69	7,42	0,08	0,02	75,26	17,70	6,94

В данной работе использовались следующие реагенты: дистиллированная вода, метан (чистота >99,99%), этан (чистота >99,95%), пропан (чистота >99,95%), газовые смеси (таблица 1), неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ) Surfynol 420, Span 60 и Span 80, нефти (таблица 2), асфальтены (нефть Западно-Сибирского месторождения), смолы и асфальтены (нефть Южно-Филиппинского месторождения).

Таблица 2

*Характеристики исходных нефтей и модельных жидкостей*

Шифр нефти Характеристика	ММ	ВЕМ	ВМ	Декан	Толуол
Содержание асфальтенов, масс.%	0,5	0,7	2,6	Отс,	Отс,
Содержание смол, масс.%	4,0	6,8	7,7	Отс,	Отс,
T <sub>потери текучести</sub> , °C	-7	-9	-7	-30	-95
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	841	834	879	730	867
Динамическая вязкость нефти при температуре 21°C, мПа·с	45,4	16,8	54,4	0,85	0,56

*ММ, ВЕМ, ВМ – нефть Мамонтовского, Ван-Еганского и Вахского месторождений соответственно*

Для каждой системы были получены значения переохлаждений ( $\Delta T$ ), общего падения давления в системе от начального значения ( $\Delta P_{\text{общ}}$ ;  $P_0$  составляло около 154 бар для метана и 45 бар для газовых смесей) и изменения крутящего момента ( $\Delta M$ ) при гидратообразовании. Было показано, что Surfynol 420 имеет меньшую антиагломерирующую активность, по сравнению с Span 60, Span 80 и нефтями, которые в случае метана значительно снижают значение крутящего момента (при этом гидрата в присутствии Span 60 образуется больше). Присутствие ПАВ оказывает влияние и на предельно достижимое переохлаждение системы: наличие ПАВ делает процесс нуклеации более предсказуемым и, соответственно, контролируемым. Среднее значение достижимого переохлаждения в нефтях увеличивалось при увеличении их плотности, что подтверждает полученные нами ранее результаты [5].

Проведение аналогичных экспериментов с чистым толуолом и с добавкой асфальтенов, выделенных из нефтей

Западно-Сибирского и Южно-Филиппинского месторождений (выделение осуществлялось в соответствии с [7]) также, как и в случае с нефтями, позволило установить незначительное общее уменьшение достижимого переохлаждения и увеличения крутящего момента как для раствора смол, так и асфальтенов в толуоле, что может указывать на наличие в структуре данных соединений центров гетерогенной нуклеации гидратов. Наибольший эффект наблюдался для смол нефти Южно-Филиппинского месторождения. На основании полученных данных можно предположить, что смолы являются более активными по отношению к процессам нуклеации и агломерации гидратных частиц, чем асфальтены.

В случае формирования гидрата кубической структуры II (КС-II) из газовых смесей Span 80 также проявлял значительную активность (по сравнению с нефтями) как в роли антиагломеранта, так и кинетического ингибитора. Наиболее эффективной нефтью как в качестве антиагломеранта, так и кинетического ингибитора при гидратообразовании из газовой смеси выступает нефть ММ. Далее идут нефти ВЕМ и ВМ в порядке уменьшения активности (практически совпадают). В таком же ряду в данных нефтях происходит увеличение содержания смол и асфальтенов, т.е. на основе имеющихся данных можно сказать, что соединения такого типа способствуют нуклеации гидратов КС-II в водонефтяных эмульсиях и более сильной адгезии образованных частиц друг с другом. Наиболее вероятно, что на этих соединениях находятся активные центры гетерогенной нуклеации гидратов.

Следует отметить, что в случае газовых смесей регистрировалось значительное отклонение условий образования гидрата от равновесной кривой сосуществования фаз гидрата, воды и газа как для газовой смеси начального состава, так и после растворения и перераспределения газовых компонентов в нефти. Наблюдаемое смещение равновесной температуры гидратообразования в область более высоких температур говорит о формировании гидрата, обогащенного пропаном и этаном по сравнению с газовой фазой. Таким образом, поскольку нуклеация и рост гидрата в водо-нефтяных системах происходит на границе раздела вода – нефть, в начальный период рост идет за счет газа, растворенного в нефти, где происходит концентрирование тяжелых компонентов, т.е. в таких системах наблюдается локальное (вблизи границы раздела вода – нефть) и частичное (метастабильное по составу) равновесное сосуществование фаз. Данный результат является нетривиальным и говорит о том, что в подобных системах формирование гидрата происходит при более высоких температурах по сравнению с расчетными значениями, что может оказывать значительное влияние на возможность непредвиденного формирования гидратов при добыче и транспортировке нефти и газового конденсата.

*Работа поддержана грантом РФФИ № 16-35-50031 мол\_нр*

#### Литература

1. Gao S. Investigation of Interactions between Gas Hydrates and Several Other Flow Assurance Elements//Energy Fuels. – 2008. – V. 22. – P. 3150 – 3153.
  2. Hammerschmidt E.G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission line//Ind. Eng. Chem. – 1934. – V. 26. – P. 851 – 855.
  3. Kelland M.A. History of the development of low dosage hydrate inhibitors//Energy & Fuels. – 2006. – V. 20 (3). – P. 825 – 847.
  4. Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate Hydrates of Natural Gases. – CRC Press (Taylor and Francis Group): Boca Raton, FL, 2008. – 721 p.
  5. Stoporev A.S., Manakov A.Yu., Altunina L.K., Strelets L.A., Kosyakov V.I. Nucleation rates of methane hydrate from water in oil emulsions//Can. J. Chem. – 2015. – V. 93 (8). – P. 882 – 887.
  6. Zi M., Chen D., Ji H., Wu G. Effects of asphaltenes on the formation and decomposition of methane hydrate: a molecular dynamics study//Energy & Fuels. – 2016. – V. 30 (7). – P. 5643 – 5650.
- ГОСТ 11858-66. Нефтепродукты. Методы испытаний. Ч. 1. / Под ред. С.И. Бобарыкин. – М.: Изд. Стандартов, 1987. – С. 388 – 395

## КОМПЛЕКСНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В РОССИЙСКОМ СЕКТОРЕ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

С.С. Сугунушев

*Научный руководитель доцент В.И. Бойко*

*Российский государственный университет нефти и газа (научно-исследовательский университет) им. И.М.Губкина, г. Москва, Россия*

Северный Каспий является одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа в ближайшей перспективе для российской нефтяной промышленности в целом. В настоящее время открыто 8 крупных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений: им. Ю. Корчагина, Хвалынское, 170-й км, Ракушечное, Западно-Ракушечное, им. Ю. Кувькина (до 2012 г. – Сарматское), Центральное и им. В. Филановского, суммарные извлекаемые запасы которых превышают 1 млрд 870 млн т условного топлива.

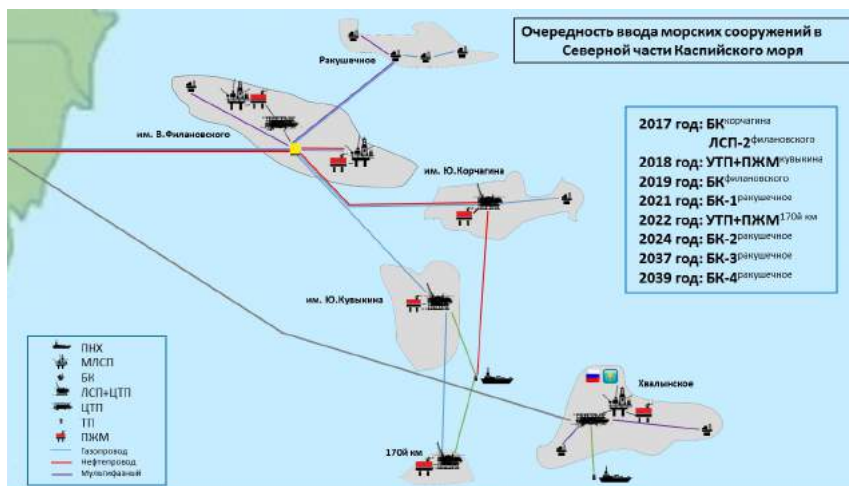
*Таблица 1*

*Таблица геологических запасов Северного Каспия*

		Ю. Корчагина	Хвалынское	170-й км	Ракушечное	Ю.Кувькина	В.Филановского
Нефть	тыс.т	95 153	36 000	20 600	99 200	30 000	327 637
Конденсат	тыс.т	2 749	17 000	1 600	2 400	20 620	420
Газ	млн.м <sup>3</sup>	38 402	332 000	17 500	95 000	174 174	7 667

Использован метод комплексного обустройства месторождений (рисунок) (т.е. все месторождения имеют общую инфраструктуру и вводятся поочередно), который позволяет в течение долгого времени сохранить высокий уровень добычи углеводородов, продлить работу внешнего транспорта на максимальных значениях. В результате проведенного исследования было изучено влияние последовательности и сроков ввода месторождений и структур на общий уровень динамики капитальных затрат, а также на возможности достижения оптимальных уровней добычи продукции. При этом рассмотрено три сценарных варианта:

- ввод в разработку месторождений и перспективных структур по мере снижения уровней добычи нефти и газа на первоочередных месторождениях;
- ввод в разработку месторождений и перспективных структур со строительством самостоятельной системы трубопроводного транспорта;
- ввод в разработку месторождений и перспективных структур с расширением пропускной способности запроектированной системы внешнего транспорта за счет строительства дожимной насосной станции [2];



*Рис. 1. Схема обустройства месторождений в Каспийском море*

Комплексный подход к обустройству месторождений нефти и газа является уникальным способом к освоению шельфа в РФ. Ранее в Российской практике нигде не использовался данный метод решения сложных технологических и экономических задач. Северный Каспий является первым подобным проектом в истории отечественной нефтегазовой промышленности [1].

Месторождение им. Ю. Корчагина было первым введено в разработку в 2010 году и послужило толчком для развития нефтегазовой провинции в Российском секторе Каспийского моря. В результате разведки было обнаружено более крупное месторождение – В. Филановского. После его открытия концепция «независимого обустройства» (морская ледостойкая платформа, жилой модуль, блок кондуктор и точечный причал с плавучим нефтехранилищем) месторождения Ю. Корчагина было изменено на комплексное, которое включало в себя разработку пяти месторождений (три газонефтяных и два газоконденсатных).

Исходя из географического расположения, центральным и узловым является месторождение В. Филановского. Именно на нем расположен райзерный блок, через который вся продукция по двум трубопроводам будет направляться на берег. Нефть будет подаваться в систему Каспийского Трубопроводного Консорциума на дожимную насосную станцию «Комсомольская», а газ – в ООО Ставролен в г. Буденовск. Пропускная способность трубопроводов составит: по нефти – 7 млн. т/год, по газу – 6 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Месторождение В. Филановского будет разрабатываться с двух морских ледостойких платформ и блок кондуктора, а также центральной технологической платформы где происходит очистка и сепарация продукции. На данный момент пробурено три скважины с общей продуктивностью 10 тыс. т. в сутки. Меньше, чем за полгода было добыто более 1 млн.т нефти. Следующим на очереди является Ракушечное месторождение, оно будет разрабатываться с четырех блок кондукторов, которые будут введены друг за другом.

Месторождения Ю. Кувькина и 170-й км являются газоконденсатными и схожими между собой по геологической структуре, обустройство включает в себя морскую ледостойкую платформу, центральную технологическую платформу и два жилых модуля. По плану, утвержденному в 2012 году, данные месторождения должны были быть введены раньше Ракушечного, но из-за сложностей реализации газовой продукции ввод в разработку месторождений был отсрочен на более поздний срок.

Месторождение Хвалынского имеет особый статус из-за своего расположения между двумя государствами. По принятому соглашению о разделе продукции, месторождение будет разрабатываться совместно Россией и Казахстаном. Продукция направится по отдельному трубопроводу в систему Каспийского трубопроводного консорциума из-за другого состава углеводородов в котором присутствует в большом составе сероводород.

Всего на обустройство месторождений Северного Каспия предусмотрено строительство 24-х гидротехнических сооружений, двух трубопроводов и береговой инфраструктуры. Будет пробурено 100 нефтяных эксплуатационных скважин, 43 газоконденсатных и 20 скважин поддержки пластового давления. Общий объем инвестиций для реализации данного проекта составляет 812,4 млрд. рублей.

#### Литература

1. Джафаров И.С. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа, – СПб: Недра, 2005. – 384 с.
2. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Корректировка концепции обустройства месторождений и структур Северного и Центрального Каспия. – г. Волгоград, 2012. – 591 стр.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ

<sup>1</sup>В.П. Телков, <sup>2</sup>С.В. Ким, <sup>1</sup>М.Г. Мостаджеран

<sup>1</sup>Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия,

<sup>2</sup>Акционерное общество «УзЛИТИнефтегаз», г. Ташкент, Республика Узбекистан

Коэффициент извлечения нефти месторождений, содержащих высоковязкую нефть, обычно невысок. Традиционные для таких месторождений методы увеличения нефтеотдачи нацелены на снижение вязкости нефти за счет использования тепловых методов, во многих случаях тепловые методы применены быть не могут или экономически малорентабельны. Полимерное заводнение – это наиболее широко используемый среди химических методов увеличения нефтеотдачи. При добавлении полимеров соотношение подвижностей воды и нефти снижается, приводя к большей эффективности процесса добычи нефти.

По мере накопления знаний, разработки новых полимерных составов, переоценки рациональности параметров полимерного заводнения, технология полимерного заводнения становится экономически все более рентабельной при выработке пластов с высокой вязкостью нефти. В таблице 1 представлены значения критериев применимости полимерного заводнения последних лет, которые показывают смещение возможности применения этого метода в сторону вытеснения нефти более высокой вязкости [3].

Таблица 1

Современные критерии применимости полимерного заводнения

Параметр	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson и др. (2010)	Saboorian-Jooybari (2015)
Глубина, м	213-2883	243-2743	1600
Пористость, %	Не важен		21
Проницаемость, мД	1,8-5500	> 100 при $\mu < 100$ сП; > 1000 при $\mu < 1000$ сП	>1000
Вязкость нефти, мПа·с	0,4-4000	10-1000	<5400
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,813-0,979	<0,966	<0,993
Нефтенасыщенность, %	34-82	>30	>50
Температура, °С	<114	<77	65

В настоящее время полимерное заводнение применяется при вязкости нефти до нескольких тысяч мПа·с, при этом минимальная проницаемость, при которой применяется полимерное заводнение, составляет 1 мД, а соответствующая пластовая температура достигает 121°С. Также снизились требования по минерализации воды для полимерного заводнения до 100000 ppm, а глубина применения увеличилась до 2900 м.

В работе рассмотрена взаимосвязь вязкости вытесняемой нефти и полимерного раствора. Вязкость всех закачиваемых растворов [2] находится в одном и том же диапазоне, и практически не зависит от вязкости нефти. Вязкость полимера при полимерном заводнении месторождений с нефтью невысокой вязкости подбирается с учетом соотношения подвижностей, однако этот подход для высоковязких нефтей невозможен, так как это приведет к сверхвысокой вязкости раствора, значительно снизит приемистость системы, раствор с трудом будет попадать в пласт. Таким образом, необходимо соблюсти компромисс между улучшением соотношения подвижностей и поддержанием уровня темпа закачки. Wang и Dong провели большое количество опытов по исследованию потенциала полимерного заводнения на месторождениях высоковязких нефтей [4, 5]. Было сделано несколько заключений, самым важным из которых является то, что существует определенный интервал вязкости полимерного раствора (на так называемой S-образной кривой), в промежутке которого прирост коэффициента извлечения нефти существенно увеличивается при повышении вязкости полимерного раствора. При вязкостях полимерного раствора вне этого интервала прирост коэффициента извлечения нефти минимальный. Определено, что S-образная кривая смещается в сторону меньшей вязкости раствора при больших количествах остаточной нефти, т.е. нужна меньшая концентрация полимерного раствора при полимерном заводнении на ранних стадиях разработки.

**Таблица 3**

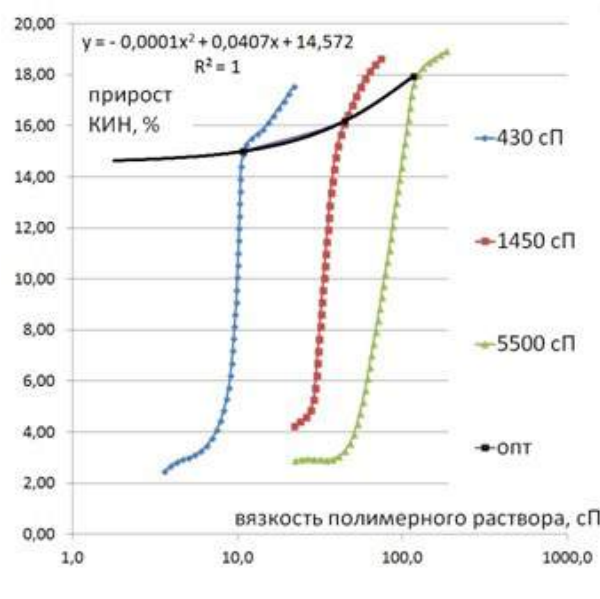
**Взаимосвязь между вязкостью нефти и полимерного раствора**

Месторождение	Вязкость нефти, мПа·с		Вязкость полимерного раствора, мПа·с
	Дегазир.	Пласт.	
Pelican Lake	1200–1800	1500	13–25
Mooney	300–500	120–500	20–30
Seal	5000–12000	3000–7000	25–45
Taber	120	50	22–32
Suffield	480	180–250	22

Авторами был проведен анализ представленных Wang и Dong S-образных кривых, на основании которого была построена экспресс-методика подбора рациональной вязкости полимерного раствора.

Последовательность необходимых действий следующая.

1. Определяются верхние переломные точки S-образных кривых, соответствующие значению рациональной вязкости полимерного раствора для каждого эксперимента нефти различной вязкости. Определяется зависимость рациональной вязкости полимерного раствора от вязкости вытесняемой нефти:
2.  $\mu_p = 0,02 \cdot \mu_n + 8,265$ , где  $\mu_p$  и  $\mu_n$  – рациональная вязкость полимерного раствора, вязкость нефти, мПа·с.
3. Строится тренд для оценки ожидаемого прироста коэффициента извлечения нефти при полимерном заводнении после вытеснения водой:  $\Delta\text{КИН} = -0,0001 \cdot \mu_p^2 + 0,0407 \cdot \mu_p + 14,572$ . Подбирается необходимая для обеспечения вязкости концентрация полимера в растворе.



**Рис. 1. Результаты обработки семейства S-образных кривых**

На основании предложенного алгоритма подобрана вязкость полимерных растворов для различных месторождений высоковязкой нефти (таблица 4).

Таблица 4

*Взаимосвязь между вязкостями нефти и полимерного раствора с учетом новой экспресс-методики*

Месторождение	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Вязкость полимерного раствора действующих проектов, мПа·с	Рациональная вязкость полимер. раствора, мПа·с
Pelican Lake	1500	13–25	38,4
Mooney	120–500	20–30	10,7–18,3
Seal	3000–7000	25–45	68,5–148,7
Taber	50	22–32	9,3
Suffield	180–250	22	8,3
Oudeh	470		17,7
Saida & Zarba	42		9,1
Karajida	38,9		9,0

Приведенные выше расчетные данные показывают, что для нефтей с вязкостью до 500 мПа·с концентрация применяемых полимеров избыточна, а для нефтей с вязкостью выше 500 мПа·с вязкость полимерного раствора должна быть существенно скорректирована. Экспресс-методика рекомендуется к применению для вытеснения полимерными растворами нефти вязкостью от 30 до 10000 мПа·с.

В дополнение к представленному выше в работе [1] были предложены некоторые важные дополнения к технологии полимерного заводнения, синергетический эффект от которых может быть весьма значительным в сложных геолого-промысловых условиях:

1) В неоднородных коллекторах можно использовать нестационарное (амплитудное) нагнетание полимерных растворов большей и меньшей, чем определенная по этой методике рациональная, вязкости.

2) В неоднородных коллекторах можно использовать попеременное нагнетание полимерных растворов и других агентов (вода, газ).

3) В случае сильной неоднородности, например, наличия техногенных трещин, использовать малообъемную оторочку сшивающихся полимерных составов или блокирующие (отклоняющие) агенты.

4) Выбирать для нагнетания полимерных растворов горизонтальные скважины и скважины с трещиной гидроразрыва, для снижения деструкции полимерного раствора при более низкой скорости фильтрации раствора в пласте.

5) Исследовать применение полимерного заводнения в сочетании с волновым воздействием (с учетом эффектов деструкции, дилатансии и др.), новых ассоциативных или сверхразветвленных полимеров с лучшей стабильностью, устройств контроля притока для выравнивания фронта вытеснения.

**Литература**

1. В.П. Телков. Новое видение полимерного заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти // Труды X Международной научно-технической конференции «GЕOPETROL 2016» - Краков, Институт нефти и газа, 2016. - С. 383–389.
2. E. Delamaide, B. Bazin and D. Rousseau. Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience, SPE-169715-MS, 2014.
3. Saboorian-Jooybari, H., Dejam, M. and Chen, Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications, SPE-174402-MS, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June 2015.
4. Wang, J. and Dong, M. 2007. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Paper PETSOC-2007-178 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June.
5. Wang, J. and Dong, M. 2009. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering 67 (3-4): 155–158.

**ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСЛОВИЙ ДЛЯ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ  
ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ ОБОГАЩЕНИЕМ  
ГАЗОВОЙ ФАЗЫ УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ**

**В.П. Телков, Н.Н. Любимов**

**Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина,  
г. Москва, Россия**

Механизм смешивающегося вытеснения предполагает полную взаимную растворимость нефти и газа, при которой отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе между флюидами. Процесс происходит в пласте при последовательном многоконтантном обмене компонентами между нефтью и газом. В процессе многоконтантного обмена нефть отдает часть этих компонентов газу, обогащая его и образуя вблизи фронта вытеснения критическую фазу смеси нефти и газа. Составы фаз уравниваются, поверхность раздела между ними исчезает. Эксперименты, проводимые при таких условиях, дают очень высокий коэффициент нефтывтеснения (до 0,98–0,95).

Давление, при котором начинает реализовываться механизм смешивающегося вытеснения в пласте, называется минимальным давлением смесимости – МДС (ММР – minimum miscibility pressure). Для поддержания смешивающегося вытеснения в пласте давление нагнетания должно быть не ниже МДС. Реализация условий для смешивающегося вытеснения в пласте обеспечивает достижение высокой эффективности вытеснения нефти из коллектора. Область применения метода смешивающегося вытеснения газом высокого давления связана, главным образом, с глубокозалегающими месторождениями легких нефтей, приуроченными к малопроницаемым коллекторам, где можно обеспечить высокое (порядка 30–40 МПа и более) давление, необходимое для достижения условий полной взаимной смешиваемости нефти и газа. Величина МДС зависит от таких факторов как пластовые температура и давление, состав вытесняющего агента (газа) и вытесняемого флюида (нефти). В процессе реализации водогазового воздействия (ВГВ) на нефтяных месторождениях в пласт нагнетаются диоксид углерода (CO<sub>2</sub>), азот (N<sub>2</sub>), попутный нефтяной газ.

В работе приводятся результаты исследования зависимостей МДС от температуры и состава вытесняющего агента. В качестве вытесняющего агента рассматриваются CO<sub>2</sub>, ПНГ, их комбинированные смеси. Для проведения исследований была выбрано одно из месторождений севера Тюменской области.

Вариант № 1. В качестве вытесняющего агента используется CO<sub>2</sub>. Существует широкий ряд методик, используемых для расчета величины МДС нефти и CO<sub>2</sub>. В работе расчеты проводились по следующим методикам (корреляциям):

1) Расчет МДС по корреляции Cronquist (1977)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 15,988 \cdot T^{0,744206 + 0,0011038 \cdot \text{MC}_{5+} + 0,0015279 \cdot \text{XC}_1} \quad (1)$$

где T – температура (°F); MC<sub>5+</sub> – молекулярная масса компонентов нефти C<sub>5+</sub>, г/моль; X<sub>C1</sub> – мольная доля компонента C<sub>1</sub> нефти.

2) Расчет МДС по корреляции Yellig и Metcalfe (1980)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 1833,717 + 2,2518055 \cdot T + 0,0180067 \cdot T^2 - 103949/T, \quad (2)$$

3) Расчет МДС по корреляции Johnson и Pollin (1981)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = P_{c_{\text{CO}_2}} + 18,9 \cdot (T - T_{c_{\text{CO}_2}}) + I \cdot (0,285 \cdot M_{\text{СТО}} - M_{\text{CO}_2})^2, \quad (3)$$

где P<sub>c<sub>CO<sub>2</sub></sub></sub> – критическое давление CO<sub>2</sub> (psia); T<sub>c<sub>CO<sub>2</sub></sub></sub> – критическая температура CO<sub>2</sub> (°F); M<sub>СТО</sub> – молекулярная масса тяжелого остатка нефти (г/моль); M<sub>CO<sub>2</sub></sub> – молекулярная CO<sub>2</sub> (г/моль); I – характеристический индекс.

4) Расчет МДС по корреляции Glaso (1985)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = 810,0 - 3,404 \cdot M_{C_{7+}} + 1,7 \cdot 10^{-9} \cdot M^{3,73} \cdot \exp(786,8 \cdot M^{-1,058}) \cdot T \quad (4)$$

где M<sub>C<sub>7+</sub></sub> – молекулярная масса фракций C<sub>7+</sub> нефти, г/моль.

5) Расчет МДС по корреляции Yuan и др. (2005)

$$\text{МДС (CO}_2\text{)} = -1463,4 + 6,612 \cdot M_{C_{7+}} - 44,979 \cdot x_{C_{2-C_6}} + (2,139 + 0,11667 \cdot M_{C_{7+}} + 8166,1 \cdot (x_{C_{2-C_6}} / (M_{C_{7+}})^2)) \cdot T + (-0,12258 + 0,0012283 \cdot M_{C_{7+}} - 4,0152 \cdot 10^{-6} \cdot (M_{C_{7+}})^2 - 9,2577 \cdot 10^{-4} \cdot x_{C_{2-C_6}}) \cdot T^2 \quad (5)$$

где X<sub>2</sub>-X<sub>6</sub> – процентное содержание в нефти фракций C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>.

Корреляции показывают, что МДС пластовой нефти и газа сильно зависит от температуры.

Вариант № 2. В качестве вытесняющего агента используется ПНГ. В процессе реализации метода ВГВ предлагается использовать газ, добываемый из соседнего нефтегазового месторождения.

Расчет МДС нефти и газа будет осуществляться по двум корреляциям:

1) Расчет МДС по корреляции Dong (1999)

$$\text{МДС} = \text{МДС(CO}_2\text{)} \cdot (T_{ac} / 304,2)^4 \quad (6)$$

где МДС<sub>CO<sub>2</sub></sub> – МДС нефти и CO<sub>2</sub>; T<sub>ac</sub> – средняя молярная псевдокрит. температура нагнетаемого газа (K).

2) Расчет ММР по корреляции Sebastian и др. (1985)

$$\text{МДС} = (1,0 - 2,13 \cdot 10^{-2} \cdot (T_{CM} - 304,2) + 2,51 \cdot (T_{CM} - 304,2)^2 - 2,35 \cdot 10^{-7} \cdot (T_{CM} - 304,2)^3) \cdot \text{МДС (CO}_2\text{)} \quad (7)$$

где T<sub>CM</sub> – средняя молярная псевдокритическая температура (K).

В формулах 6 и 7 фигурирует параметр МДС нефти и  $\text{CO}_2$ , поэтому величина МДС нефти и ПНГ также будет зависеть от температуры. Результаты расчета величины МДС нефти и ПНГ для различных температурных условий представлены на рисунке 1. График, приведенный на рисунке 1, показывает, что величина МДС более, чем в 2 раза превышает величину пластового давления месторождения, которое на момент расчетов составляло 27,5 МПа. Полное смешение нефти и закачиваемого газа обеспечиваться не будет, т.е. механизм смешивающегося вытеснения в этом случае не реализуется.

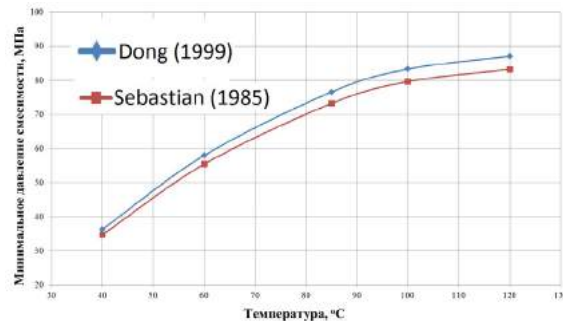


Рис. 1. Зависимость МДС нефти и ПНГ от температуры

Вариант № 3. В качестве вытесняющего агента используются комбинированные смеси ПНГ и  $\text{CO}_2$ . При этом состав ПНГ будет меняться: концентрация углеводородной составляющей снижается, концентрация  $\text{CO}_2$  растет. Расчет производился по двум корреляциям: Dong (1999) и Sebastian (1985) при следующих условиях: температура – фактическая (85°C); величину МДС нефти и  $\text{CO}_2$  принимаем по корреляции Yuan и др.(2005), она равна 13,94 МПа. Результаты расчетов зависимости МДС от концентрации  $\text{CO}_2$  в закачиваемом газе представлены на рис. 2.

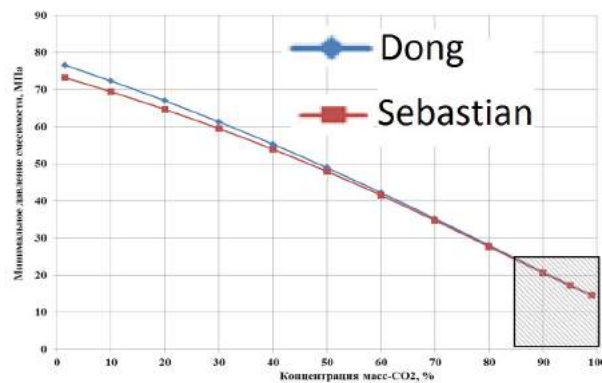


Рис. 2. Зависимость МДС нефти и закачиваемого газа от концентрации в нем  $\text{CO}_2$  (заштрихована область смешивающегося вытеснения)

Результаты расчетов показывают, что достичь режима смешивающегося вытеснения нефти в существующих условиях (при установленном пластовом давлении) можно за счет увеличения концентрации диоксида углерода в исходной смеси ПНГ до 80 % масс. Исследования показали, что для каждого конкретного случая в зависимости от пластового давления и состава ПНГ будет характерно свое минимальное содержание  $\text{CO}_2$ , при котором достигается эффект смешивающегося вытеснения.

Выводы:

1. В различных промышленных условиях при реализации метода ВГВ на месторождениях в пласт могут нагнетаться  $\text{CO}_2$  и ПНГ, а также их смеси.
2. Обогащение ПНГ диоксидом углерода позволяет заметно снизить величину МДС, помогая установлению в пласте режима смешивающегося вытеснения нефти.
3. Выбор вытесняющего агента делается на основании технико-экономических расчетов. Нагнетание ПНГ в пласт зачастую легко осуществимо, нагнетание же  $\text{CO}_2$  затруднительно, в связи с дефицитом этого газа на большинстве месторождений.
4. Применение рассмотренных моделей при реализации методов ВГВ на месторождениях возможно после проведения экспериментов PVT при моделировании условий конкретного месторождения.

#### Литература

1. Г.С. Степанова. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.
2. В.П. Телков, Н.Н. Любимов. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. – 2012. - № 12. – С. 39–42.
3. Cronquist, C. Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils, Proc. Fourth Annual US DOE



- Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma.
4. Dong, M. Potential of Greenhouse Gas Storage and Utilization through Enhanced Oil Recovery – Task 3: Minimum Miscibility Pressure (MMP) Studies. Final Report (SRC Publication № P-110-468-C-99), Sep. 1999.
  5. Glaso, Ø. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation, 1985, SPE J., pp. 927–934.
  6. Johnson, J.P., Pollin, J.S. Measurement and Correlation of CO<sub>2</sub> Miscibility Pressures, SPE 9790, presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, April 5–8, 1981, Tulsa, Oklahoma.
  7. Sebastian, H.W., Wenger, R.S., Renner T.A. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO<sub>2</sub> Streams, JPT, pp. 2076–2082, Nov. 1985.
  8. Yellig, W.F., Metcalfe, R.S. Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> minimum Miscibility Pressures, 1980, JPT, pp. 160–168.
  9. Yuan, H., Johns, R.T., Egwenu, A.M., Dindoruk, B. Improved MMP Correlations for CO<sub>2</sub> Floods Using analytical Gasflooding Theory, 2005, SPE REE, pp. 418–425.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

<sup>1</sup> А.О. Федоров, <sup>2</sup> Д.А. Сомов

*Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморев*

<sup>1</sup> *Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

<sup>2</sup> *Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

В настоящее время основная площадь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения вступила в завершающую стадию разработки, характеризующуюся низкими пластовыми давлениями, большой степенью обводнённости, разрушающимся коллектором и достаточно низким техническим состоянием самих скважин. Следует отметить, что по мере уменьшения дебита растёт количество так называемых «самозадавливающихся» скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением на забое жидкости и неспособностью выносить ее на поверхность, что вызывает явление самопроизвольной остановки скважины.

Соблюдение и поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости, имеют особую важность, как условие разработки месторождений. Но на месторождениях, где отсутствуют системы мониторинга параметров работы скважин, а также системы дистанционного контроля и управления работой скважин, работающие в режиме реального времени, обеспечение круглогодичного оптимального режима работы скважины весьма трудоёмко и затратно.

Автором статьи [1] отмечается, что наиболее интенсивно песчаные пробки начинают образовываться в скважинах имеющих конструкцию, где насосно-компрессорные трубы диаметром 114 мм спущены до середины интервала фильтра диаметром 168 мм. Это можно объяснить тем, что скорости газового потока под насосно-компрессорными трубами недостаточно для выноса песка, поступающего из призабойной зоны пласта, на поверхность, что приводит к его постепенному накоплению. Однако можно предположить, что в отдельных случаях прохождению на забой шаблона препятствовала величина угла наклона ствола скважины и интенсивность набора её кривизны.

Появление пластовых вод в продукции скважин обусловлено следующими причинами: подъем уровня газовой контактной до геологических забоев и выше, до интервала перфорации скважин, низкое качество цементажа эксплуатационных колонн и интенсивный отбор газа, что приводит к фильтрации воды по заколонному пространству и разрушению цементного камня в процессе эксплуатации скважин.

По результатам анализа состояния забоев эксплуатационных скважин отмечаются песчаные пробки, перекрывающие интервал перфорации, включая неперфорированные участки эксплуатационной колонны. Достоверно судить о продуктивности эксплуатационных скважин по фильтрационным коэффициентам  $a$  и  $b$  ввиду малого количества исследованных скважин и редкой частоте замеров по скважинам, затруднительно.

Общий фонд сеноманских скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении составлял на 2013 год 1256 единиц, из них 1064 эксплуатационных. В статье [2] приведены результаты химического анализа воды из 196 обводнённых скважин Ямбургского месторождения. По результатам химического анализа (рисунок) за 2013 год наличие пластовой воды обнаружено в продукции 57 скважин, с конденсационной водой 94 скважины, с технической водой 45 скважин.



*Рис. 1. Результаты химического анализа воды в обводнённых скважинах Ямбургского НГКМ*

На месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, для предотвращения самозадавливания скважин применяются различные геолого-технические мероприятия:

- поддержание оптимальных режимов работы скважин, при которых обеспечивается вынос скапливающейся на забое жидкости;
- периодическое продувание ствола скважины с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу и отработкой скважины на факельном устройстве;
- использование концентрического лифта;
- обработка призабойной зоны пласта твердыми поверхностно-активными веществами;
- проведение работ по интенсификации притока газа (обработка призабойной зоны пласта жидкими растворами поверхностно-активными веществами и водометанольным раствором);
- снижение величины гидравлического сопротивления по стволу скважины применением лифтовой колонны из труб с полимерным внутренним покрытием;
- проведение ограничения водопритока в процессе капитального ремонта скважин созданием водоизоляционного экрана и отсечением обводненного интервала скважины;
- реконструкция скважины путем замены лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра;
- применение модульных компрессорных установок;
- перевод скважины с фонтанного способа эксплуатации на механизированный способ, например, применение постоянного или периодического плунжерного лифта, газлифта и т.д. [3].

Можно сделать вывод об ухудшении фильтрационных коэффициентов в последние годы разработки по скважинам, располагающимся преимущественно на основной площади. По этим же скважинам наблюдается ухудшение коэффициента продуктивности. Причиной могут быть текущее состояние фонда добывающих скважин, наличие песчаных и жидкостных пробок, низкое пластовое давление в эксплуатационной зоне.

Анализируя текущее техническое состояние скважин можно сделать следующие выводы:

1) основными проблемами на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, являются: снижение добычных возможностей пласта и продуктивности призабойных зон скважин; обводнение залежи и интенсивные проявления воды и песка при работе скважин; рост самозадавливающихся скважин; физический и моральный износ оборудования, требующий постоянного обновления и соответственно значительных объемов капитальных вложений в реконструкцию и техническое перевооружение объектов промысла;

2) наиболее интенсивно песчано-глинистые пробки начинают образовываться в скважинах, где лифтовая колонна диаметром 168 мм спущена до верхних отверстий интервала перфорации. Наличие песчано-глинистой пробки связано с тем, что в процессе разработки пласты, сложенные слабосцементированными породами и имеющие низкую прочность, разрушаются и в скважину вместе с газожидкостной смесью поступает большое количество механических примесей. При этом песчаные частицы из-за недостаточной для их подъема скорости (в среднем минимально-необходимая скорость в лифтовой колонне составляет около 5,0 м/с) восходящего потока смеси осаждаются на забое и в интервале перфорации скважин;

3) скважины с лифтовой колонной диаметром 168 мм при проведении капитального ремонта с глушением, рекомендуется переводить на беспакерную схему эксплуатации с заменой лифтовой колонны на насосно-компрессорные трубы меньшего диаметра;

4) скважины с лифтовыми колоннами диаметром 168 мм и с накоплением конденсационной жидкости на забое рекомендуется переводить без глушения на схему эксплуатации по концентрическим лифтовым колоннам;

5) на основании данных геофизических исследований скважин в качестве интенсификации притока проводить дополнительную перфорацию верхних продуктивных горизонтов;

6) в скважинах, в которых интервалы перфораций перекрыты песчаной пробкой и будет выявлено снижение продуктивности, рекомендуется промывание забоев жидкостями на пенной основе с использованием колтюбинговой установки. Если существующая пробка не влияет на продуктивность скважины, работы по ее промывке проводить не следует.

#### Литература

1. Епрынцева А.С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А.С. Епрынцева [и др.] // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – №16 (135). – С. 41–45.
2. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков // Газовая промышленность. – 2014. – №3. – С. 85–88.
3. Саранча А.В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа А.В. Саранча, И.С. Саранча, Д.А. Митрофанов, С.М. Овезова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1. – 211с.

**ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОМОТИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ СУЛЬФИДА ХРОМА (III)  
НА КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТОВ  
В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ БЕНЗИНА**

**<sup>1</sup>И.С. Хомяков, <sup>1</sup>А.М. Горшков, <sup>2</sup>Д.М. Чухлеб**

*Научный руководитель к.х.н., старший преподаватель кафедры ГРМ Хомяков И.С.*

*<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

*<sup>2</sup>Алтайский государственный университет, г. Барнаул, Россия*

Сейчас производство бензина представляет собой одну из важнейших задач нефтеперерабатывающей промышленности и значительно обуславливает развитие данной отрасли. Из-за ужесточения экологических требований к содержанию аренов в бензинах стандартов «Евро-4,5» производители вынуждены непрерывно совершенствовать производство, заменяя существующие процессы новыми. Спрос на моторные топлива постоянно растет, а вместе с тем ужесточаются и требования, предъявляемые к ним. В процессе переработки все чаще используется углеводородное сырье различного состава. Все это предопределяет направление исследований в области производства бензинов.

Перспективным способом получения высокооктановых компонентов моторных топлив является переработка легкого углеводородного сырья на цеолитсодержащих катализаторах [2-3]. Наиболее распространенным представителем семейства цеолитов, применяемого в каталитических процессах, считается цеолит MF1. Установлено, что данные цеолиты являются активными катализаторами для многих процессов нефтепереработки, протекающих как по кислотно-основному, так и окислительно-восстановительному механизму. Это связано с особенной структурой цеолитов, благодаря которой они обладают свойством молекулярно-ситовой селективности. Т.е. цеолиты сорбируют вещества, обладающие определенным размером молекул. Цеолиты MF1 относятся к суперкислотам вследствие своих необычных кислотных свойств. Благодаря этим свойствам цеолиты используют во многих нефтехимических процессах. Цеолиты типа MF1 часто обладают большей каталитической активностью, чем применяемые в настоящий момент традиционные каталитические системы.

В данной работе приведены результаты исследований каталитической активности исходного высококремнеземного цеолита (ВКЦ) типа MF1 и цеолитов, модифицированных сульфидом хрома (III).

Синтез ВКЦ проводили из щелочного раствора алюмокремнегелей при 175-180 °С в течении 4-6 суток. В качестве темплата использовался гексаметилендиамин. После синтеза порошки цеолитов промывали дистиллированной водой, затем помещали порошки в сушильный шкаф при температуре 110 °С на 6 ч, после чего прокаливали 8 ч в муфельной печи при температуре 600 °С [1]. Модифицирование нанопорошком сульфида хрома производилось при помощи механохимического смешения ВКЦ с наноразмерным порошком Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub> в шаровой вибромельнице в течение 12 ч при комнатной температуре. По данной методике были получены образцы цеолитов, модифицированных сульфидом хрома (III) в количестве 1, 2 и 3 % мас.: 1 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub> / 99 % ВКЦ, 2 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub> / 98 % ВКЦ, 3 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub> / 97 % ВКЦ

Исследования превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата с началом кипения 70 °С и концом кипения 170 °С проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем цеолитных катализаторов в области 375 – 425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч<sup>-1</sup> и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ± 2,5 % отн.

Групповой углеводородный состав исходной прямогонной бензиновой фракция газового конденсата: 35 % мас. – н-алканы, 40 % мас. – изоалканы, 20 % мас. – нафтены и 4 % мас. – арены. Октановое число – 65 пунктов по исследовательскому методу. За меру каталитической активности катализатора берется содержание ароматических углеводородов в получаемом катализате.

Каталитические исследования синтезированных катализаторов, показали, что при объемной скорости подачи исходного сырья 2 ч<sup>-1</sup> и увеличении температуры с 375 до 425 °С наблюдается тенденция к уменьшению выхода жидкого катализата на всех катализаторах. Это происходит в результате более полного превращения углеводородов сырья. Результаты каталитических исследований представлены в таблице 1. Из представленных катализаторов наибольшей каталитической активностью обладает образец 1 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub> / 99 % ВКЦ. Выход аренов на данном катализаторе максимальный и составляет 34,4 % мас при 375 °С и 49,1 при 425 °С. Наименьшую каталитическую активность и наибольший выход жидкого катализата среди модифицированных ВКЦ наоборот наблюдается на образце, модифицированном 3 % нанопорошка сульфида хрома (III) (таблица 1). Отметим также, что на все катализаторы, модифицированные нанопорошком сульфида хрома (III) проявляют большую каталитическую активность по сравнению с исходным ВКЦ.

Таким образом, максимальное увеличение каталитической активности исходного ВКЦ типа MF1 достигается при введении 1 % мас. Нанопорошка сульфида хрома (III). Введение данного количества промотирующей добавки позволяет увеличить выход аренов – на 18 – 24 % мас. и октановое число получаемого жидкого катализата на 12 – 13 пунктов по исследовательскому методу.

Таблица 1

Продукты превращения прямогонной бензиновой фракции газового конденсата на катализаторах: 1 – ВКЦ, 2 - 1 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub>/99 % ВКЦ, 3 - 2 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub>/98 % ВКЦ, 4 - 3 % Cr<sub>2</sub>S<sub>3</sub>/97 % ВКЦ

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, °С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	18,5	27,1	33,7	42,9	49,7	55,9	40,1	50,2	53,2	41,8	47,3	48,6
Жидкая фаза, мас. %	81,5	72,9	66,3	57,1	50,3	44,1	59,9	49,8	46,8	58,2	52,7	51,4
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,2	0,4	0,6	0,3	0,6	1,2	0,3	0,5	0,9	0,3	0,5	1,0
Этан	1,1	1,5	2,3	1,3	2,2	3,8	1,2	2,0	3,2	1,3	2,1	3,4
Этилен	1,5	1,7	2,4	0,3	0,4	0,7	0,4	0,5	0,7	0,4	0,7	0,8
Пропан	50,6	50,5	50,1	57,2	62,2	66,4	55,9	60,9	63,6	55,3	58,9	62,3
Пропилен	3,8	4,2	5,7	0,7	0,9	1,2	0,9	1,0	1,5	1,1	1,6	1,8
Изо-бутан	22,1	21,5	19,5	22,2	18,9	14,9	22,8	19,6	16,7	22,3	19,9	16,9
Н-бутан	17,7	17,1	15,3	17,1	13,8	10,8	17,8	14,5	12,3	18,0	15,1	12,6
Изо-бутен	2,9	3,1	4,0	0,8	1,0	1,0	0,9	1,1	1,0	1,2	1,2	1,2
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	16,5	20,9	24,8	34,4	43,6	49,1	37,4	47,6	47,3	35,2	35,3	42,4
бензол	0,7	1,1	1,5	2,1	3,2	4,9	1,6	2,2	3,4	2,0	2,7	3,7
Изопарафины	38,3	38,2	37,0	37,5	32,1	27,8	34,7	30,8	29,3	33,7	34,0	30,1
Нафтены	27,4	24,9	23,1	17,2	16,5	16,3	20,8	17,5	17,7	20,1	19,7	18,0
Парафины	15,3	13,3	12,2	9,8	6,8	5,8	6,1	3,4	4,6	9,8	9,4	8,2
Олефины	2,6	2,7	2,9	1,1	1,0	1,0	1,0	0,7	1,1	1,2	1,6	1,3
Октановое число (ИМ), пункты	83,9	86,5	89,1	96,3	99,1	102,5	98,2	101,0	99,6	98,8	96,3	99,2

#### Литература

1. В.И. Ерофеев, А.С. Медведев, И.С. Хомяков и др. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата на модифицированных цеолитных катализаторах // Газовая промышленность 2013. – № 692. – С. 26 – 30.
2. В.И. Ерофеев, И.С. Хомяков Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисидами Мо // Успехи современного естествознания 2015. – № 8. – С. 1364 – 1368.
3. В.И. Ерофеев, А.С. Медведев, И.С. Хомяков, Е.В. Ерофеева Превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных нанопорошками металлов // Журнал прикладной химии. – 2013. – Т. 86. – № 7. – С. 979-985

**ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ ЛЕГКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ БЕНЗИНОВ**

**И.С. Хомяков, А.М. Горшков, Е.О. Ченский**

**Научный руководитель к.х.н., старший преподаватель кафедры ГРМ Хомяков И.С.  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время ведется активный поиск и разработка новых технологий получения моторных топлив, альтернативных нефтяным – природные и попутные нефтяные газы, газовые конденсаты, диметиловый эфир, биогаз, биоэтанол, биодизель и другие, так как современные процессы не учитывают в полной мере реальные возможности современной техники. Однако, необходимо поэтапно подходить к решению такой глобальной проблемы, поэтому традиционные моторные топлива будут приоритетными еще, по крайней мере, 30-40 лет [4]. На их долю даже к 2030 г. будет приходиться более 80 % потребления различными типами транспортных двигателей.

Наиболее перспективным для получения высокооктановых компонентов бензинов из легкого углеводородного сырья представляется использование в качестве катализаторов наноструктурированных систем, активная составляющая которых содержит частицы, соизмеримые по своим размерам с радиусом действия межатомных сил [2-3]. В последние годы развитие различных физических и химических методов позволило получать металлы в виде наноразмерных порошков, которые получают все большее применение в нефтехимии и нефтепереработке. Интересным представляется введение различных нанопорошков металлов в высококремнеземные цеолиты типа MFI. Было показано [1], что добавление нанопорошка металла к цеолиту позволяет существенно повысить его каталитическую активность в процессе обогащения прямогонных бензиновых фракций нефти.

На данный момент, помимо классического каталитического риформинга для получения бензинов, существует еще ряд промышленных процессов конверсии смеси углеводородов состава  $C_3 - C_{10}$ , целью которых является получение высокооктановых компонентов бензинов или конкретно аренов. Основными из этих процессов на данный момент являются: «цеоформинг», «аромакс», «платформинг», «альфа-процесс» и «M-2-процесс». Рассмотрим подробнее некоторые промышленные процессы для переработки легкого углеводородного сырья. На данный момент и на ближайшую перспективу базовым процессом производства основного объема высокооктановых бензинов в России и за рубежом останется риформинг. Однако данный процесс является низкоселективным, в результате чего требуется набор технологических схем, который обеспечивал бы гидроочистку сырья, давление и подачу водорода.

Процесс «Цеоформинг» был разработан на основе результатов, полученных в Институте катализа СО РАН и НИЦ «Цеосит» ОИК СО РАН. Данный процесс является одним из наиболее перспективных процессов получения высокооктановых бензинов марок АИ 92 – АИ 98 из низкооктановых прямогонных бензинов. Основой технологии является каталитическое превращение различных бензиновых фракций: прямогонных бензиновых фракций, газовых конденсатов, газовых бензинов, нефтей и т.п. в высокооктановые бензины на цеолитных катализаторах без применения водорода. Являясь по сути частным случаем каталитического риформинга, процесс «цеоформинг» имеет ряд очень существенных преимуществ:

- не требуется предварительная гидроочистка сырья;
- не требуется циркуляция водородсодержащего газа и связанного с ним дорогостоящего компрессорного оборудования;
- превращение сернистых соединений сырья, в том числе путем демеркаптанизации, в высокооктановые компоненты с выделением  $H_2S$  в газовую фазу;
- катализатор не содержит драгоценных металлов, является экологически безвредным;
- получаемые высокооктановые бензины содержат малое количество бензола;

Процесс также имеет существенный недостаток – относительно короткий межрегенерационный пробег, который составляет порядка 250 – 300 часов. Однако, после дезактивации катализатора его каталитическая активность может быть восстановлена при помощи окислительной регенерации.

Создание процесса «цеоформинг» привело к разработке процессов на его основе – «Биформинг» и «БИМТ» (бинарные моторные топлива). Процесс каталитической переработки нефтяных дистиллятов с температурой выкипания 35-360 °С в ВОК, зимние дизельные топлива проводимый в одну стадию, получил название БИМТ. В процессе применяются цеолитные катализаторы ИК-30-БИМТ, не содержащие благородные металлы. «БИМТ» проводят в реакторах со стационарным слоем катализатора, температура процесса 350-450 °С, давление может достигать 20 атм. Технология позволяет значительно упростить классическую схему переработки нефтяных дистиллятов, при этом уменьшается стоимость конечного продукта – высокооктанового моторного топлива. Технология «БИМТ» была успешно исследована в 2003 году на установке ОАО «Краснодар НИПИ Газпереработка» (г. Краснодар) мощностью 3-4 тыс т в год по сырью.

Процесс «Биформинг» также разработан в Институте катализа СО РАН. Данная технология сочетает в себе два процесса каталитической переработки углеводородного сырья – БИМТ и Аркон. Сначала на катализаторе ИК-30-БИМТ протекает конверсия углеводородного сырья (начало кипения 35 °С - КК 360 °С) в высокооктановые моторные топлива, зимние дизельные топлива и сжиженные газы состава  $C_3 - C_4$ . Затем, образовавшиеся газообразные продукты направляются в реактор процесса Аркон, для которого используется катализатор ИК-17-М. На данном катализаторе происходит преобразование газообразных продуктов в концентрат ароматических соединений. Этот метод был опробован на установке производительностью 1,5 тыс. т в год по сырью. По данной технологии происходит увеличение выхода жидких продуктов до 5 % по сравнению с обычной технологией

«БИМТ».

Процесс «Циклар» разработан компаниями UOP и British Petroleum. Сырьем для процесса являются алканы и алкены состава  $C_3$ - $C_5$ . В качестве катализатора используется цеолит типа MFI, модифицированный Ga. Температура процесса 475-575 °С, давление – 2-10 атм. Из-за высокой скорости закоксовывания катализатора требуется непрерывная регенерация катализатора, которая достигается за счет системы последовательных реакторов. Состав продуктов реакции слабо зависит от состава исходного сырья, в качестве которого используется пропан-бутановая фракция. Состав продуктов процесса: арены – до 64 %,  $H_2$  – 6 %, топливный газ – около 30 %. В аренах преобладают толуол и бензол (до 41 % и до 31 %, соответственно). Конечный целевой продукт можно использовать в качестве сырья для нефтехимической промышленности или в качестве высокооктановых компонентов моторных топлив. Данная технология была опробована на опытно промышленной установке компании Бритиш Петролеум.

Процесс «Аромакс» разработан компанией Шеврон (Chevron). В качестве сырья для используются углеводороды состава  $C_{6+}$ . В роли катализатора выступает система (Pt/KL), состоящая из высокодисперсной Pt, которая нанесена на калийзамещенный цеолит. Температура процесса 350-470 °С, давление 2-5 атм. Для проведения процесса необходимо присутствие водородсодержащего газа. Целевым продуктом преимущественно являются арены. Полученный продукт можно использовать в качестве высокооктановых компонентов моторных топлив, а также в качестве сырья для нефтехимических процессов. Главный недостаток процесса «аромакс» – это очень высокая чувствительность катализаторов к наличию серы в исходном сырье. Поэтому для данного процесса необходима глубокая гидроочистка сырья.

Процесс «платформинг» разработан в 1949 г. компанией UOP (США). Данный процесс представляет собой разновидность каталитического риформинга. Конечным целевым продуктом являются арены, которые могут быть использованы в качестве высокооктановых добавок или как сырье для нефтехимических процессов. В качестве сырья для «платформинга» используются углеводороды состава  $C_{6+}$ . В роли катализатора используется система PtRe/ $Al_2O_3$ -Cl. Процесс проводят при температуре 480-500 °С и давлении 3,5 атм в присутствии  $H_2$ . В процессе конверсии углеводородов предусматривается непрерывная регенерация катализатора. Водородсодержащего газа. Состав и выход продуктов сильно зависит от состава исходного сырья. Выход аренов может составлять порядка 72-76 %. Недостатком процесса, как и в случае «аромакс» является чувствительность катализатора к содержанию серы, в результате чего необходима гидроочистка сырья.

Процесс «M2-форминг» предложен компанией Mobil. В качестве сырья для данного процесса используются алканы и алкены состава  $C_3$ - $C_6$ . Целевым продуктом являются арены, которые можно использовать в качестве высокооктановых добавок к бензинам и как сырье для нефтехимических процессов. В роли катализатора для M2-форминга используется H-форма цеолитов типа MFI. Температура процесса 540-575 оС, давление от 1 до 20 атм. Объемная скорость подачи сырья варьируется в широких пределах в зависимости от типа используемого сырья. Выход жидкого катализата может составлять 54 %, а октановое число по исследовательскому методу достигает 104 пункта. Во время процесса образовавшиеся легкие углеводороды выделяют и снова направляют в реактор. Таким образом выход аренов ограничивается содержанием  $H_2$  в исходном сырье и продуктах реакции.

«Альфа-процесс» разработан компанией Sanyo Petrochemical Ltd. (Япония). В качестве сырья используются углеводороды состава  $C_4$ - $C_5$  с содержанием олефинов от 30 % до 60 %. Производство высокооктановых компонентов из газов нефтепереработки, содержащих большое количество олефинов, является новым направлением нефтехимии. В роли катализатора выступает модифицированная система Zn/MFI/ $Al_2O_3$ . Температура процесса 480-550 °С, давление 2-5 атм, объемная скорость подачи сырья 0,9-6,5 ч<sup>-1</sup>. Конечным целевым продуктом являются арены, углеводороды состава  $C_{5+}$  и отводящийся из реакции газ. В аренах преобладает БТК (бензол, толуол и ксилолы) фракция. Первая испытательная промышленная установка была построена в 1993 году в городе Окуяма (Япония). Мощность установки – 3,5 тыс. баррелей в день.

Несмотря на существование описанных промышленных процессов, на данный момент по-прежнему идет поиск и разработка современных энерго- и ресурсосберегающих технологий нефтепереработки. Использование цеолитов для создания новых каталитических систем, применяемых в процессах переработки углеводородного сырья, значительно расширяет сырьевую базу и технологические возможности для получения ценных нефтехимических продуктов.

#### Литература

1. Л.Н. Восмерикова, Л.М. Величина, Л.Л. Коробицына, и др. Кислотные и каталитические свойства пентасила, содержащего наночастицы различных металлов // Журнал прикладной химии. – 2000. – Т. 73. – Вып. 9. – С. 1477-1481.
2. В.И. Ерофеев, И.С. Хомяков Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисединениями Mo // Успехи современного естествознания 2015. – № 8. – С. 1364 – 1368.
3. В.И Ерофеев, А.С. Медведев, И.С. Хомяков, Е.В. Ерофеева Превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных нанопорошками металлов // Журнал прикладной химии. – 2013. – Т. 86. – № 7. – С. 979-985
4. М.И. Левинбук, А.А. Бородачев Тенденции развития нефтеперерабатывающей промышленности и экономических особенностей нефтепереработки в России // // Российский химический журнал. – 2008. – Т. 52. – № 6. – С. 37-43.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БАЙПАСНЫХ СИСТЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Чан Динь Тан Сы

Научный руководитель: Максимова Ю.А., старший преподаватель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в большинстве случаев при добыче нефти по всему миру используют установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). В основном применяемые установки с одним насосом, просты в эксплуатации, несмотря на это, необходимость использования в компоновке УЭЦН тандемных вариантов насосов растет. Чтобы увеличивать дебиты и сделать процесс разработки эффективным, необходимо использование комплексных технологий.

Применение байпасных систем в современной нефтедобыче является актуальным техническим решением. Применение этих систем помогает выделить работающие интервалы, оценить состав притока и определить техническое состояние скважин. Кроме того, байпасные системы позволяют спускать геофизическое оборудование в интервал проведения исследований. Это дает большой плюс в процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений.

В настоящее время в России применение таких технологий очень актуально.

Кратко рассмотрим комплектацию байпасных систем и технологию проведения операций по исследованию скважин с помощью этой системы.

На рисунке 1 представлены составы байпасных систем. Они включают в себя несколько основных частей: переводчик, верхний ниппель, У-блок, ниппель байпасной линии, телескопический патрубков, переводчик подвески насоса, байпасная труба, протектор удлинителя, опорный блок ЭЦН (опция), нижний хомут, каротажная воронка.

Системы Y-Tool активно применяются для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, обеспечения возможности использования систем с резервной УЭЦН. Подобные исследования важно проводить не на остановленных скважинах с демонтированным оборудованием для механизированной добычи, а во время эксплуатации скважины, поскольку только в этом случае можно добиться наилучших результатов. Исследование скважин с помощью байпасной системы происходит в два этапа.

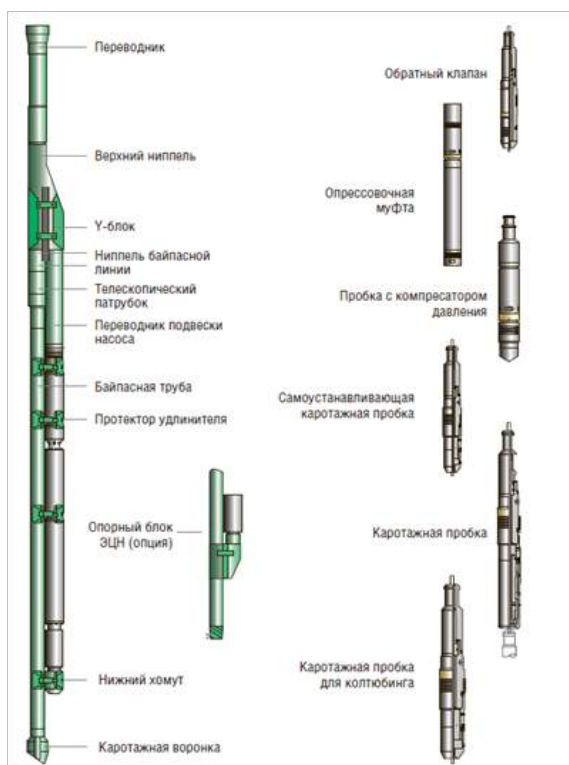


Рис. 1. Комплектация байпасной системы Y-Tool

На первом этапе рассматривают конструкцию скважины, подбирают комплекс проводимых исследований, геофизических приборов и УЭЦН. Далее подбирается конфигурация байпасной системы Y-Tool, соответственно данным с запланированными параметрами. На втором этапе идет выбор способа доставки геофизических приборов на забой, после чего уточняется конфигурация внутрискважинного оборудования и комплекс дополнительного оборудования для проведения операций. С помощью байпасных систем можно проводить геофизические исследования, обработку призабойной зоны пласта, изменение интервала перфорации, отбор проб с забоя скважины, закачку жидкости под давлением, изоляцию нижележащих зон скважины, защиту скважины при работающей УЭЦН.

Байпасные системы Y-Tool появлялись в России в 2010 году. Компания «Новомет-Пермь» является одной из самых первых компаний, которые используют эти системы. Эта компания выпускает типоразмеры байпасных систем и результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Типоразмеры байпасных систем производства «Новомет»			
Диаметр колонны, мм	Габарит УЭЦН для байпасной системы	Максимальный диаметр измерительных приборов, мм	Максимальная подача насоса, м <sup>3</sup> /сут
146	3	28	250
168	4	34	200
178	4	42	200
245	7А	58	1000

Они проводили первое исследование при помощи СБ-146 в апреле 2011 года. За март–апрель 2011 года «Новомет» отправила пять байпасных систем СБ-168 (для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм) в компанию «Газпромнефть-Хантос». Байпасная система СБ-178 (для 178-мм ЭК) в марте 2011 года отправлена в Судан. Потом «Новомет» по заказу компании Petrodar изготавливала байпасные системы СБ-245 (для 246-мм ЭК) для применения их на месторождениях Саудовской Аравии вместе с полнокомплектными УЭЦН габарита 7А.

ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис» входит в число лидеров в области проведения исследований с применением систем байпасирования УЭЦН производства ООО «ИК «ИНТЭКО». Они успешно применяют байпасные системы на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

Таблица 2

Внешний и внутренний диаметр ЭК, мм	194/172				178/159			178/159		146/127	
	3 (81)	4 (96)	5 (105)	5А (117)	3 (81)	4 (96)	5 (105)	4 (96)	3 (81)	4 (96)	
Габарит УЭЦН (диаметр корпуса ПЭД, мм)	250	250	600	800	250	250	600	250	250	250	
Максимальный дебит, м <sup>3</sup> /сут	60	48	38	60	48	38	34	50	34	26,4	
Диаметр прозолодного сечения байпасной колонны, мм	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Способ и интервал доставки в ГС	Жесткий кабель (до 200 м)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
	ГНКТ (до 100 м)	+	+	+	+	+		+			
	Трактор (>2000 м)	+	+			+					

Данная технология с применением байпасных систем позволяют решить многие задачи:

- при эксплуатации нескольких объектов нет необходимости подвешивать под УЭЦН несколько приборов, можно обойтись проведением исследований одним прибором, перемещаемым от пласта к пласту;
- при подвеске приборов под УЭЦН, необходимо каждую установку оснащать приборами, а при применении системы Y-Tool один прибор может применяться поочередно в нескольких скважинах, что обеспечивает дополнительную экономическую выгоду;
- при малой наработке приборов (вследствие отказа по засорению расходомера или по причине негерметичности любого другого прибора) можно заменить их без подъема установки;
- выполнять оценку текущей насыщенности пласта и свойств флюидов, определять причины снижения продуктивности, выявлять межпластовые и внутривластовые перетоки, проводить диагностику состояния скважины после ГРП и др.;
- исследования многопластовых скважин при работе УЭЦН с движением приборов перед спуском систем для ОРЭ;
- исследования пласта на разных режимах с целью получения наиболее полной картины работы системы «пласт – скважина – УЭЦН» и последующего спуска оптимальной для этих условий УЭЦН;
- увеличения МРП скважины за счет применения двух УЭЦН одного типоразмера (часто на морских месторождениях).

#### Литература

1. Орлов А. Ю.. Инженерная практика №06/2016. Системы для ГИС. Системы ОРЭ. Опыт внедрения и эксплуатации.
2. Яшманов М. С. Инженерная практика №06/2016. Исследования наклонно-направленных и горизонтальных скважин с применением системы байпасирования УЭЦН.
3. «Новомет». Повышение эффективности сервиса механизированного фонда скважин. <https://www.novomet.ru>
4. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва 2003 ISBN 5-7246-0234-2.
5. Бухаленко Б.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию М., Недра, 1983 г., 390 с.
6. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1974 г., 184 с.
7. Чичеров Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования М., Недра, 1987 г., 280 с.
8. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. М., Недра, 1986 г., 272 с.



## АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ

А.Е. Шаронова

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение последних десятилетий роль и значение природного газа в энергобалансе мировой экономики постоянно возрастает, что обусловлено как его высокой эффективностью в качестве энергетического ресурса и сырья для промышленности, так и повышенной в сравнении с нефтью и углем экологичностью. Эта тенденция продолжится и в будущем, возможно, даже усилится за счет удешевления технологий сжижения природного газа и строительства новых магистральных газопроводов.

Добываемый природный газ, содержит влагу, которая отрицательно сказывается на процессах переработки и транспорта, в частности, некоторые углеводороды в присутствии воды способны образовывать отложения гидратов, которые приводят к уменьшению пропускного сечения трубопроводов и арматуры, что может, в случае полного перекрытия сечения, вызвать аварийную ситуацию. По этой причине природные газы подлежат обязательной осушке. Для удаления влаги из газа могут быть использованы следующие технологии:

- низкотемпературная сепарация,
- низкотемпературная конденсация,
- абсорбция,
- адсорбция,
- комбинация перечисленных методов.

Выбор технологии определяется составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов. Наиболее распространенным способом подготовки углеводородного газа к магистральному транспорту на территории Российской Федерации является процесс его абсорбционной осушки гликолями: диэтиленгликолем или триэтиленгликолем. В практике абсорбционной осушки природного газа в России в качестве абсорбента широко используется диэтиленгликоль (ДЭГ), а за рубежом – триэтиленгликоль (ТЭГ) [4].

При абсорбционном методе осушаемый газ направляется в нижнюю часть абсорбера, а навстречу ему с верха колонны стекает раствор поглотителя влаги (осушителя). Насыщенный влагой осушитель подается в десорбер на регенерацию, в результате которой из осушителя выделяется поглощенная в абсорбере влага. Регенерированный осушитель возвращается в абсорбер [2]. Глубина осушки газа в значительной мере зависит от остаточной концентрации воды в регенерированном гликоле [3].

В настоящее время регенерация насыщенного водой гликоля может осуществляться следующими способами:

- атмосферная перегонка насыщенного водой гликоля;
- вакуумная перегонка насыщенного водой гликоля;
- атмосферная или вакуумная перегонка насыщенного водой гликоля с использованием отдувочного газа;
- азеотропная перегонка насыщенного водой гликоля.

Азеотропные смеси являются жидкими смесями, которые характеризуются равенством составов равновесных жидкой и паровой фаз. При их перегонке образуется конденсат того же состава, что и исходный раствор, поэтому азеотропные смеси называются также нераздельнокипящими.

В таблице представлены данные по потенциально получаемой концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте при эксплуатации блока регенерации по разным технологическим схемам [1].

Таблица

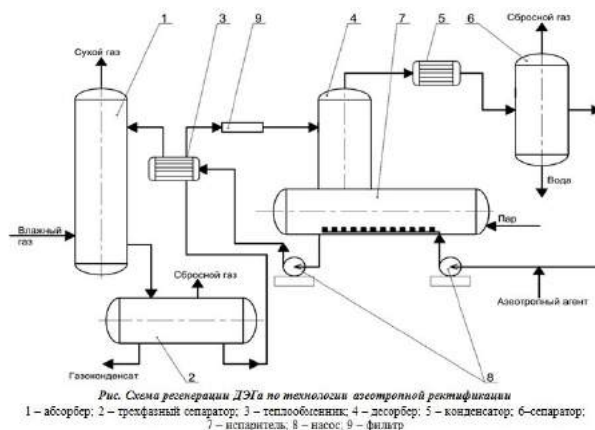
Концентрация гликоля в регенерированном абсорбенте в зависимости от технологической схемы перегонки

№ п/п	Технологическая схема работы блока регенерации насыщенного водой абсорбента	Потенциально получаемое значение концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте, % масс.
1	Атмосферная перегонка насыщенного водой гликоля	95.0 – 97.5
2	Вакуумная перегонка насыщенного водой гликоля	97.0 – 98.5
3	Атмосферная или вакуумная перегонка насыщенного водой гликоля с использованием отдувочного газа (осушенного газа)	98.7 – 99.3
4	Азеотропная перегонка насыщенного водой гликоля	более 99.5

Из данных таблицы видно, что наибольшая концентрация гликоля в регенерированном абсорбенте может быть получена при азеотропной перегонке насыщенного водой гликоля. В соответствии с этим актуальной является модернизация установок регенерации путем перевода блоков регенерации гликоля на схему азеотропной перегонки. Это позволит повысить эффективность работы газовых промыслов в период падающей добычи и на поздней стадии разработки месторождения [1].

В настоящее время наиболее известным способом азеотропной регенерации абсорбента с применением в качестве азеотропообразующего агента изооктана является процесс Дризо или азеотропная ректификация. Данный метод заключается в глубокой регенерации гликолей, осуществляемой путем добавки в испаритель

азеотропного агента с температурой кипения от 70 °С до 110 °С, образующего положительную азеотропную смесь с влагой, растворенной в ДЭГе, с последующим ее разделением методом Дризо. Этот процесс позволяет довести массовую долю ДЭГа в растворе до 99,99 %. Схема установки с реализацией процесса Дризо представлена на рисунке [3].



**Рис. 1. Схема регенерации ДЭГа по технологии азеотропной ректификации**  
1 – абсорбер; 2 – трехфазный сепаратор; 3 – теплообменник; 4 – десорбер; 5 – конденсатор; 6 – сепаратор;  
7 – испаритель; 8 – насос; 9 – фильтр

При реализации блока регенерации насыщенного водой гликоля с использованием схемы азеотропной перегонки выбор оптимального азеотропного растворителя играет ключевую роль в работе установки [3]. Азеотропообразующий агент должен отвечать следующим требованиям:

- образовывать азеотропную смесь с водой;
- иметь относительно низкое давление насыщенных паров;
- практически или совсем не растворяться в диэтиленгликоле;
- иметь высокую активность при извлечении воды;
- иметь низкую теплоту парообразования;
- снижать температуру кипения азеотропной смеси с диэтиленгликолем.

Модернизация установок регенерации, путем перевода блоков регенерации гликоля на схему азеотропной перегонки, направлена на повышение эффективности работы десорбционной колонны, т.е. на сокращение остаточного содержания воды в регенерированном абсорбенте и обеспечение проведения процесса при более низкой температуре.

Таким образом, азеотропная регенерация позволяет снизить температуру нагрева гликоля, тем самым уменьшить его потери вследствие термической деструкции. А также делает возможным снижение эксплуатационных затрат на закупку гликоля, сокращение расхода топливного газа на подогрев абсорбента и повышает надежность оборудования блока регенерации.

#### Литература

1. Али А.А. Повышение эффективности процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2015. – 137 с.
2. Даутов Т.Р., Магарил Р.З. Исследование влияния азеотропных агентов на процесс абсорбционной осушки газа // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – Т.2. – С. 273 – 274.
3. Даутов Т.Р., Магарил Р.З. Исследование и разработка новой технологии осушки газа // Известия вузов. Нефть и газ. – 2009. – №5. – С. 103 – 108.
4. Стекольников О.В., Качалова Т.Н. 3D проектирование установки осушки природного газа // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – №9. – С.247 – 248.

**ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ  
Швецова А.И.**

*Научный руководитель Синцов И.А., Доцент*

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия**

Добыча нефти из достаточно небольшой по мощности нефтяной оторочки является часто нерентабельной, а оттого второстепенной и не выполняемой задачей, так что нефтегазоконденсатные месторождения углеводородов предпочитают разрабатывать исключительно как газоконденсатные. Теряется какая-либо возможность добыть и использовать данный углеводородный ресурс, что, на фоне постоянно растущего объема потребления топливного сырья, вскоре станет недопустимой ошибкой в стратегии развития нефтегазовой промышленности.

Нефтяные оторочки относятся к трудноизвлекаемым запасам по причинам сложности происходящих при добыче двухфазных систем гидродинамических процессов. Главным правилом разработки нефтегазоконденсатных залежей является не допускать вторжения нефти в газовую часть, то есть расформирования запасов нефти – потери подвижности той части углеводородов, что можно было извлечь. [1]

Таким образом, существуют два решения данной проблемы:

- преждевременная разработка нефтяной оторочки при консервации газовой шапки;
- одновременная разработка нефтяной и газовой частей.

При любой стратегии отбор из газовой части залежи будет интенсивнее отбора из нефтяной части. Кроме того, у каждого из этих способов так же имеются аспекты, отягощающие ситуацию. [2].

Для описания проблемы в качестве объекта исследования выбрано одно из месторождений Ямала, а именно – пласт БТ<sub>7-8</sub>. Он имеет сложное геологическое строение, представлен переслаиванием песчаных и глинистых пропластков с включениями плотных пород, вскрыт на абс. отм. -3080,7 - -3276,6 м. К нему приурочено четыре нефтегазоконденсатных залежи, на протяжении которых нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,4 до 13,2 м. Проницаемость варьируется в широком диапазоне: от 1 до 279 мД.

Промышленная разработка объекта БТ<sub>7-8</sub> началась в 2012 году с ввода в эксплуатацию нефтяной части с консервацией газовой. Но при пересчете запасов в 2015 г. существенно изменились представления о геологическом строении, в частности, были показаны условные линии тектонических нарушений. Помимо этого, произошло изменение положения ГНК, что привело к уменьшению запасов нефти. С учетом обозначенных причин стратегия разработки на месторождении нуждалась в обновлении, было предложено четыре варианта дальнейшей эксплуатации.

Первый вариант предлагал размещение скважин в нефтяной части по треугольной схеме с системой поддержания пластового давления. Расстояние между скважинами – 1000 м, длина горизонтальных участков – 800 м.

Во втором варианте предусмотрен отказ от системы поддержания пластового давления с сохранением добывающего фонда. Нефтяная часть так же разрабатывается по треугольной схеме размещения, геометрические параметры расположения скважин сохраняются.

В третьем варианте предлагается избирательное размещение горизонтальных скважин в зонах максимальных подвижных запасов нефти с проводимостью более  $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^3$ , а также увеличение длины горизонтальных стволов с 800 до 1200 метров, то есть сокращение фонда нефтяных скважин за счет данной операции.

Четвертый вариант основывается на решениях третьего, однако в южной части, где сокращение нефтенасыщенных толщин было незначительным, рекомендуется рассмотреть однорядную систему заводнения горизонтальными скважинами длиной 800 метров. Расстояние между скважинами в южной части – 800 м, длина горизонтальных участков – 800 м (южная залежь), 1200 м (центральная залежь).

Сопоставление вариантов разработки представлено в таблице 1.

В качестве наглядного итога проводится сравнение коэффициента извлечения нефти. Утвержденный проектным документом КИН должен составить 0,22. После составленных прогнозов по каждому из вариантов видно, что значения коэффициента не только малы, что дает понять об отсутствии экономического эффекта, но и практически идентичны по всем предложенным стратегиям. Несмотря на достаточное количество вариаций систем расположения скважин, плотности сеток, длины ГС, наличия или отсутствия ППД, моделируемые операции не дают продуктивного результата.

После анализа ситуации и выполнения прогнозирования на основе гидродинамической модели, схожей по геологическим и петрофизическим характеристикам с предоставленным объектом исследования, можно конкретизировать основные проблемы разработки нефтяных оторочек.

Одним из главных факторов, влияющим на величину накопленной добычи при разработке горизонтальными скважинами является время загазовывания скважины. При отборе нефти, что требует достижения значительных величин депрессии, происходит конусообразование – процесс подтягивания газа и воды к скважине за счет образования зон пониженного давления [3]. Для увеличения времени, необходимого более подвижным углеводородам, чтобы достигнуть области дренирования, необходимо подобрать оптимальную длину горизонтального участка. Чем больше данное значение, тем меньшее значение депрессии необходимо для одного дебита, тем дольше будет иметься возможность эксплуатировать нефтяную часть залежи.

Таблица 1

Сопоставление вариантов разработки

Показатели	Вариант			
	1	2	3	4
Система размещения скважин, режим разработки	Треугольная сетка, ППД	Треугольная сетка, без ППД	Избирательная	Избирательная система + однорядная
Расстояние между скважинами, м	1000	1000	-	-/800
Фонд скважин для бурения, всего	106	60	42	50
добывающих	58	60	42	44
нагнетательных	48	-	-	6
Фонд скважин, всего	111	65	47	55
добывающих	63	65	47	49
нагнетательных	48	-	-	6
Длина ГС, м				
добывающих	800	800	1200	800-1200
нагнетательных	200	-	-	800
КИН (Утвержденный КИН = 0,22)	0,069	0,064	0,072	0,074

Оптимизация необходима не только в области рассмотрения геометрических параметров скважины как таковой, но и расположения всего фонда в целом. По причине низкой проницаемости, проявления водонапорного и газонапорного режимов большое разрежение сетки, применяемой для разработки газовых месторождений, способствует неэффективности системы ППД. Подаваемый в пласт флюид часто не достигает области дренирования добывающей скважины, способствует тем самым продвижению к ней газового объема.

Выделенные проблемы предоставлены на рисунке 1.

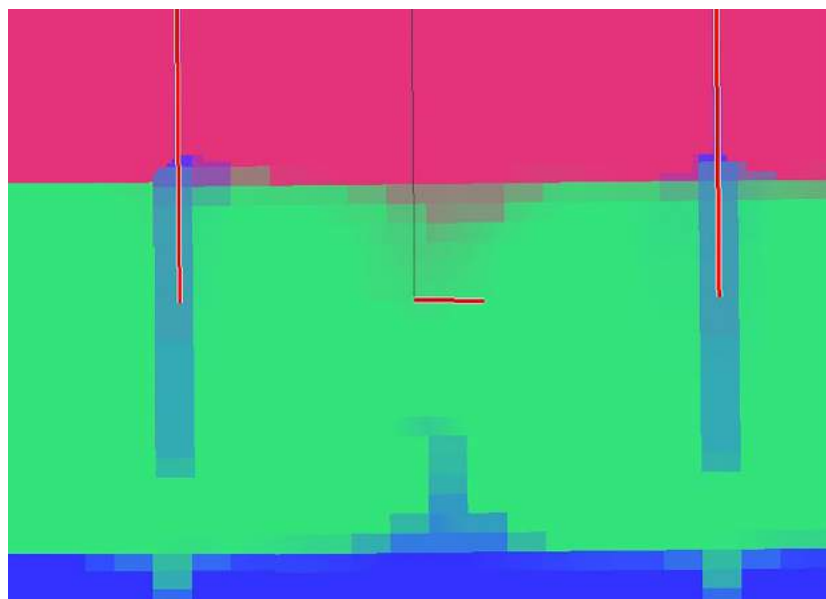


Рис. 1. Подтягивание конуса воды и газа к ГС

Поиск новых способов разработки должен заключаться в направлении максимального использования газонапорного и водонапорного режимов, выбора темпа отборов газа из газовых шапок и нефти из нефтяных оторочек, оптимизации выбираемой длины горизонтальных стволов скважин и их количества.

#### Литература

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - М: Струна, 1998. – 628 с.
2. Буракова С.В. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири // Вести газовой науки. – 2013. - №5(16) – с.124-132

## ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ТОВАРНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ А

С.А. Штанько

*Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Возникновение и формирование парафиновых отложений в аппаратах промышленной подготовки нефти происходит в зависимости от множества различных факторов, как во внутренней, так и во внешней среде: изменение термобарических условий, смешение нефтей, влияние поверхностно-активных веществ. Данная проблема требует решения еще на этапе проектирования разработки месторождения в связи с высоким риском возникновения осложнений и потери объема добычи нефти, вплоть до аварийных ситуаций на скважинах и трубопроводах.

Целью данного исследования было получение данных по количеству асфальтеносмолопарафиновых отложений и вязкости в области низких температур, температуре застывания товарной парафинистой нефти месторождения А Томской области для изучения вероятности выпадения парафинов при ее перекачке от установки предварительного сброса воды до пункта сдачи и оценки влияния углеводородных жидкостей в качестве разбавителей.

Система транспорта товарной нефти месторождения А состоит из двух участков: технологического трубопровода длиной 70 м, диаметром 219 мм, не имеющего изоляции, и межпромыслового трубопровода длиной 29 км, диаметром 219 мм. Температура нефти на входе в технологический трубопровод составляет 50°C.

Применение разбавителей для предотвращения или удаления отложений высокомолекулярных парафинов в настоящее время является одним из способов борьбы с парафиноотложениями в технологических процессах добычи и транспорта нефти [1, 2].

Количественная оценка процесса осадкообразования проводилась на установке «холодного стержня». Результат исследования представлен в таблице 1.

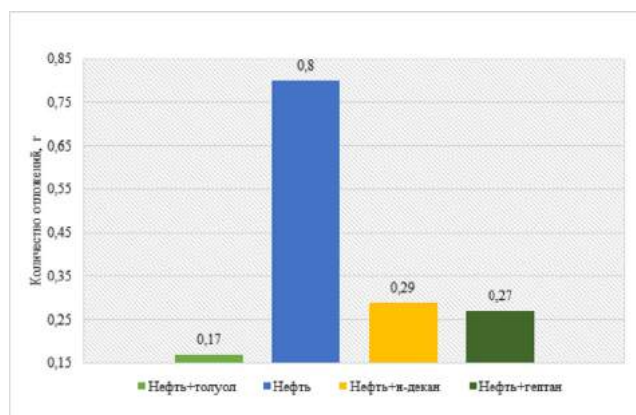
*Таблица 1*

*Влияние понижения температуры нефти на количество отложений*

Температура «холодного стержня», °С	Количество отложений из нефти месторождения А, г на 100 г нефти
Температура потока нефти 50°C	
40	0,1
15	0,19
5	0,8
-5	1,8

Основным фактором, влияющим на температуру кристаллизации парафина, является снижение температуры нефти. Как известно, растворы парафина склонны к пересыщению. Поэтому незначительное нарушение существующего равновесия (снижение давления, выделение газа) вызывает кристаллизацию парафина. Но, если температура нефти выше температуры кристаллизации парафина, то ни выделение газа, ни уменьшение давления к выделению парафина из нефти не приведут.

Для анализа влияния разбавителя на количество отложений были выбраны: н-декан, гептан, толуол, пентан. Количество добавляемого растворителя составляло 7 % об., температура «холодного стержня» 5°C, что соответствует условиям осенне-весеннего периода года. Результаты исследования представлены на рисунке 1.



*Рис. 1. Влияние растворителей на количество отложений*

Все растворители заметно снизили количество отложений, наиболее эффективным растворителем является толуол: он уменьшил количество отложений в 4,7 раза.

Для определения температуры застывания использовался измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов «Кристалл» [3]. Результаты исследования представлены в таблице 2.

Таблица 2

*Влияние растворителей на температуру застывания нефти*

Исследуемый объект	Температура застывания, Tz, °C
Нефть	0
Нефть+гептан	+2,6
Нефть+пентан	+1,8
Нефть+декан	+1,5
Нефть+толуол	-4,9

Наименьшее значение температуры застывания было достигнуто при добавлении в нефть толуола: минус 4,9°С.

Для определения динамической вязкости в лабораторных условиях использовался измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов «Кристалл». Результаты исследования представлены на рисунке 2.

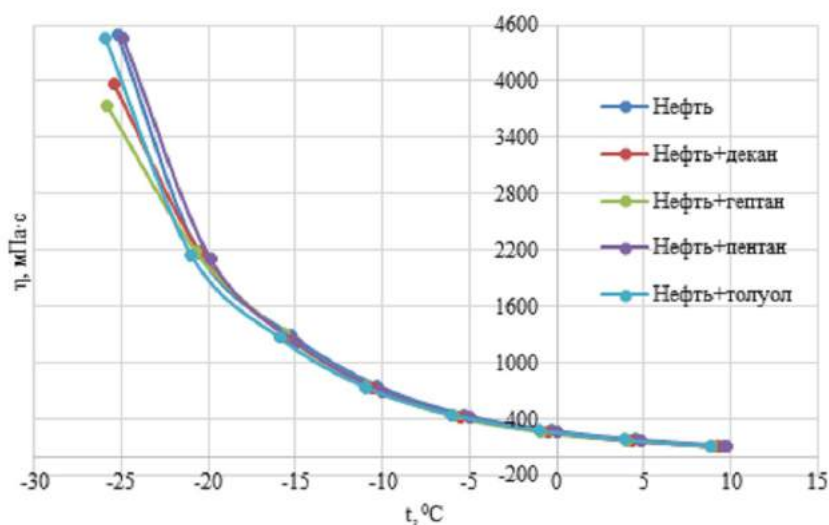


Рис.2. Зависимость значения динамической вязкости от температуры

Исследованные разбавители проявляют активность в разных температурных интервалах. При температурах в диапазоне от минус 25°С до минус 20°С наибольшее снижение вязкости наблюдается при добавлении в нефть гептана и декана, в диапазоне от минус 20°С до плюс 10°С наиболее эффективными растворителями являются пентан и толуол.

Необходимо отметить, что величина снижения вязкости нефти при добавке разбавителей не очень значительна, особенно в области температур, представляющих практический интерес: от 5°С и ниже. Максимальное снижение установлено для системы нефть+гептан при температуре минус 25°С. Оно составляет 753 мПа·с (рисунок 2).

Возможно, более перспективным разбавителем для данной нефти будет смесь толуола и гептана, которая позволит при низких температурах не допустить значительного образования отложений и сохранить минимальное значение вязкости системы.

### Литература

1. R.Martinez-Palou et al. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review / Journal of Science and Engineering, 2011. – v.75. – P. 274–282.
2. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: изд. В 5-ти т. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. // Т.5. В.Н. Глущенко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. – 475 с.
3. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН «Кристалл», руководство пользователя. – 11 с.
4. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина // Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.

СЕКЦИЯ 13  
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ  
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ  
ПРЕДПРИЯТИЙ

Стрижак П.А., д.ф.-м.н., профессор

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Потребности современных производств в электрической и тепловой энергии колоссально большие. При этом нет оснований утверждать, что данные потребности в каком-либо обозримом будущем снизятся даже при активном внедрении энергосберегающих технологий. Как следствие, общий объем добываемых полезных ископаемых (уголь, газ, нефть) ежегодно стремительно увеличивается [11, 12, 15-18]. В последние годы вследствие группы общеизвестных проблем цены и объемы добычи нефти и газа крайне нестабильны. В такой ситуации уголь может стать основным энергоресурсом на ближайшие десятилетия. Такие прогнозы [11, 12] делаются еще и потому, что ежегодно публикуются прогнозы с малыми остатками нефти и газа в недрах земли.

У угольных топлив есть существенные и общеизвестные [6, 14, 16, 19] недостатки по сравнению с нефтью и газом. Во-первых, уголь характеризуется максимальными концентрациями антропогенных выбросов и зольного остатка от сжигания. Во-вторых, при обогащении угля образуются большие объемы отходов, широкое применение которых весьма ограничено по ряду причин (технологических, экономических, экологических). В-третьих, транспортировка угля возможна лишь за счет перевозок с применением железнодорожного, водного и автомобильного транспорта. Такие перевозки по сравнению с трубопроводным транспортом гораздо дороже. Поэтому целесообразно разрабатывать технологии для минимизации данных недостатков. Одними из перспективных технологий в этом плане являются подходы, предполагающие применение водоугольных (ВУТ) [7, 9, 17] и органоугольных (ОВУТ) [2, 4, 5, 13] суспензий, так как такие топлива транспортируются с применением трубопроводов, имеют меньшие концентрации антропогенных выбросов за счет добавления воды и характеризуются повышенной пожаровзрывобезопасностью. Отсутствует возможность нерегламентированных возгораний (в отличие от пылевидного угля) на этапах подготовки и транспортировки топлива, так как оно содержит большую долю воды – вещества со значительной теплотой парообразования. В качестве компонентов таких топлив могут применяться многочисленные отходы углепереработки или низкосортные угли. Также потенциальными компонентами ВУТ и ОВУТ могут стать [2, 4, 5, 13] отработанные горючие жидкости, нефтешламы, смолы и др.

Переработка нефти и угля,

а также их транспортировка и хранение сопровождаются образованием многочисленных отходов – нефтешламов и фильтр-кеков [11, 15, 18]. Объемы этих отходов составляют в зависимости от месторождений, технологий переработки и интенсивности производства от 8 % до 15 % к объему добычи энергоносителей [1, 8, 10]. Так, например, в Китае при производстве каменного и бурого углей 1840 млн. тонн в 2015 году объем образования кеков составил не менее 162 млн. тонн. Для России и США цифры еще масштабнее в процентном соотношении. В России данные вопросы особенно актуальны в связи с открытым хранением большинства таких отходов [1, 8, 10].

Фильтр-кеки и нефтешламы представляют большую опасность для окружающей среды [3]. Часть этих отходов подвергается захоронению (основная масса не перерабатывается). К настоящему времени в мире накоплено более 1 млрд. тонн нефтешламов. Кроме того, в различных отраслях промышленности ежегодно образуются десятки млн. тонн жидких горючих отходов (отработанные моторное, турбинное, трансформаторное, компрессорное масла и др.) [3].

К настоящему времени стало понятным (об этом, в частности, говорилось на конференции по изменениям климата в Париже в ноябре-декабре 2015 г.), что дальнейшее захоронение или хранение на открытых площадках фильтр-кеков, нефтешламов и отработанных горючих жидкостей становится невозможным. Необходимы срочные мероприятия международного уровня по переработке как накопившихся за последние десятилетия отходов, так и вновь образующихся. Непринятие мер по ликвидации таких отходов может привести к экологической катастрофе. Предвестником ее является, например (январь-февраль 2016 г.), загрязнение воздуха в крупных городах Китая на уровне в десятки раз превышающем предельно допустимые концентрации в основном за счет распыления в атмосфере твердых отходов углепереработки и углесжигания.

Фильтр-кеки представляют перспективные (по экономическим, экологическим, энергетическим характеристикам [2, 4, 5, 13], а также с точки зрения пожаровзрывобезопасности) компоненты топлив, но слабо изученные. Проводимые в Национальном исследовательском Томском политехническом университете экспериментальные исследования показали, что суспензии ОВУТ существенно снижают экологическую нагрузку энергетических предприятий. Перспективной задачей остается оптимизация энергетических и экономических индикаторов применения суспензий ОВУТ, приготовленных в том числе из различных промышленных отходов.

*Исследование выполнено при поддержке Российского научного фонда (проект 15-19-10003).*

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy. 2015. <http://www.bp.com>.
2. D. O. Glushkov, S. Yu. Lyrshchikov, S. A. Shevyrev, P. A. Strizhak Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy Fuels, 2016, 30 (4), pp 3441–3450.
3. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Chernetskii M.Yu. Organic Coal-Water Fuel: Problems and Advances (Review) // Thermal Engineering. 2016. V. 63, No. 10. P. 707–717.
4. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Vershinina K.Yu. Minimum temperatures for sustainable ignition of coal water slurry containing petrochemicals // Applied Thermal Engineering. 2016. V. 96. P. 534–546.
5. Glushkov D.O., Syrodoy S.V., Zakharevich A.V., Strizhak P.A. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects // Fuel Processing Technology. 2016. V. 148. P. 224–235.
6. Hezhong Tian, Yan Wang, Zhigang Xue, Yiping Qu, Fahe Chai, Jiming Hao, Atmospheric emissions estimation of Hg, As, and Se from coal-fired power plants in China // Science of The Total Environment. – 2011. – V. 409. – I. 16. – P. 3078-3081.
7. Hui Wang, Xiumin Jiang, Minxiao Zhang, Yufeng Ma, Hui Liu, Shaohua Wu, A new fluidization-suspension combustion technology for coal water slurry // Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2010. – V. 49. – I. 10. – P. 1017-1024.
8. International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 5, Issue 4, April-2014.
9. Jianguo Liu, Xiumin Jiang, Lingsheng Zhou, Hui Wang, Xiangxin Han. Co-firing of oil sludge with coal-water slurry in an industrial internal circulating fluidized bed boiler // Journal of Hazardous Materials. – 2009. – V. 167. – P. 817–823.
10. Key World Energy Statistics. International Energy Agency. 2014. <http://www.iea.org>.
11. Kontorovich AE, Epov MI, Eder LV. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century, Russian Geology and Geophysics. 2014;55(5-6):534–43.
12. Lior N. Energy resources and use: The present situation and possible paths to the future. Energy 2008;33(6):842–57.
13. Lishtvan II, Falyushin PL, Smolyachkova EA, Kovrik SI. Fuel suspensions based on fuel oil, peat, waste wood, and charcoal. Solid Fuel Chemistry 2009;43(1):1–4.
14. M. P. Baranova, T. A. Kulagina and S. V. Lebedev, Combustion of water and coal suspension fuels of low-metamorphized coals // Chemical and Petroleum Engineering. – 2009. – V. 45 (9-10). – P. 554-557.
15. Negin Heidari, Joshua M. Pearce. A review of greenhouse gas emission liabilities as the value of renewable energy for mitigating lawsuits for climate change related damages// Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. V. 55. P. 899-908.
16. Sarath K. Guttikunda, Puja Jawahar, Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India // Atmospheric Environment. – 2014. – V. 92. – P. 449-460.
17. Wenyng Chen, Ruina Xu, Clean coal technology development in China // Energy Policy. – 2010. – V. 38. – No. 5. – P. 2123-2130.
18. Xu M, Zhang J, Liu H, Zhao H, Li W. The resource utilization of oily sludge by co-gasification with coal. Fuel 2014;126:55–61.
19. Y. Hu, S. Naito, N. Kobayashi, M. Hasatani, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> emissions from the combustion of coal with high oxygen concentration gases // Fuel. – 2000. – V. 79. – P. 1925–1932.

**МИНИМИЗАЦИЯ МУЛЬТИПЛИКАТИВНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**Ю.Е. Балахнина, Е.А. Андрианова, Ю.К. Атрошенко**

*Научный руководитель: к.т.н., ст. преподаватель Атрошенко Ю.К.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

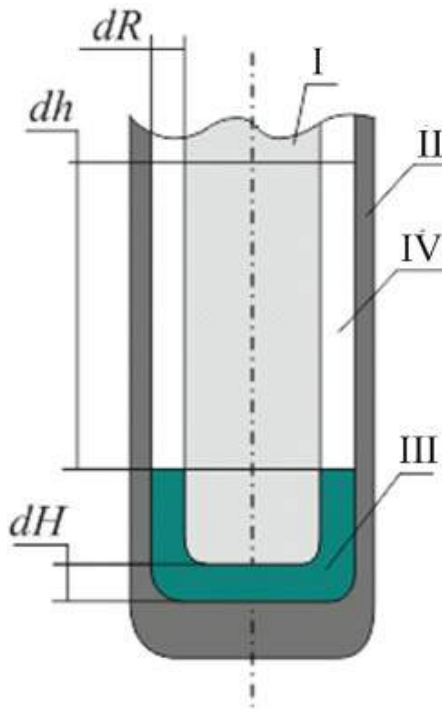
Поддержание температуры нефти в трубопроводах и на пунктах сбора и подготовки нефти осуществляется для обеспечения возможности надежной транспортировки нефти, так как снижение температуры может приводить к загустению продукта и может препятствовать протеканию технологических процессов [2, 3]. Для поддержания температуры нефти используются установки подогрева. В зависимости от химического состава и свойств нефти ее температура поддерживается в диапазоне от 30 до 90 °С [1, 4].

Для измерения температуры нефти используются термопреобразователи сопротивления и термоэлектрические преобразователи [5]. От качества работы систем контроля параметров (давления, температуры и т.д.) зависит надежность работы систем добычи и транспортировки нефти, поэтому основной задачей метрологического обеспечения объектов нефтегазовой промышленности является обеспечение получения оперативной и достоверной информации о технологических процессах.

Одной из погрешностей измерения температуры, которая может быть устранена методами минимизации систематической погрешности в ходе подготовки и проведения измерения является мультипликативная погрешность. Такая погрешность увеличивается (или уменьшается) с изменением измеряемой физической величины [9]. Одним из источников такой погрешности является не полный контакт слай термопары с объектом измерения. Причинами не полного контакта является конструкция датчика (промышленное исполнение) и наличие вспомогательной арматуры (защитной гильзы) [6, 7]. В этих условиях способом минимизации такой погрешности является выбор обоснованного времени выполнения измерений. Для определения влияния



длительности выполнения измерения на выходной сигнал термоэлектрического преобразователя необходимо определить отклонение температуры от измеряемой и соответствующее отклонение выходного сигнала – термо-ЭДС – от номинальной статической характеристики.



Способ установки термоэлектрического преобразователя показан на рис. 1.

Для определения влияния длительности выполнения измерения на выходной сигнал термоэлектрического преобразователя целесообразно использовать разработанную модель теплопереноса, описание которой приведено в работах [6, 7].

Определение выходного сигнала при изменении температуры от 0 °С до 70 °С выполнено в соответствии с данными [8]. Выражение для определения выходной ТЭДС для термопары типа К (ХА):

$$E_{XA}(t) = \sum_{i=0}^8 A_i \cdot t^i + 0,125 \cdot \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{t-127}{65} \right)^2 \right]$$

Выражение для определения выходной ТЭДС для термопары типа L (ХК):

$$E_{XK}(t) = \sum_{i=0}^8 A_i \cdot t^i$$

Номинальные и реальные статические характеристики (полученные при различных длительностях выполнения измерения) термопар типа К (ХА) и L (ХК) приведены на рис. 2, а и 3, а, соответственно. Зависимости относительного отклонения ТЭДС от номинальной статической характеристики от различных значений выполнения измерений показано на рис. 2, б и 3, б.

Рис. 1. Схема установки термоэлектрического преобразователя в защитную гильзу:  
I – чувствительный элемент термоэлектрического преобразователя; II – защитная гильза; III – буферный материал; IV – воздушное пространство

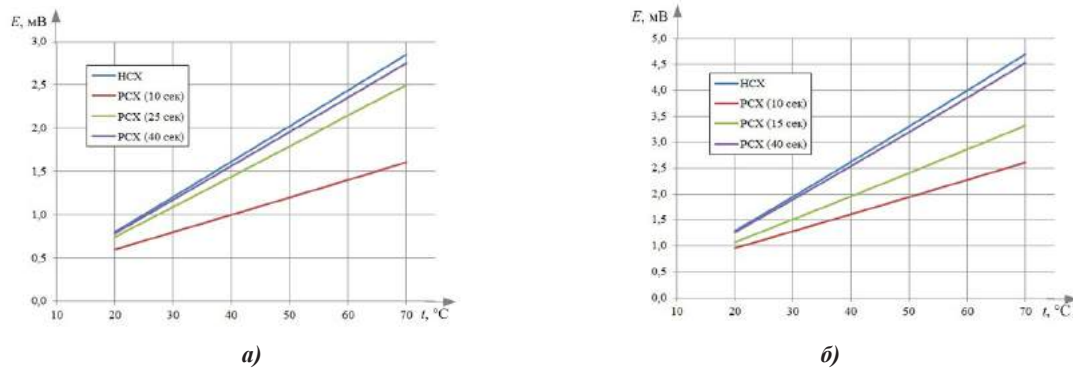


Рис. 2. Номинальные и реальные статические характеристики термопар типа К (а) и L (б)

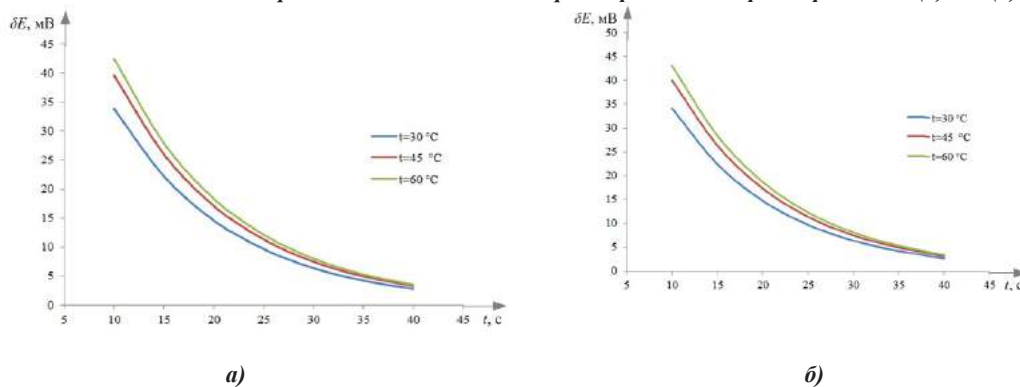


Рис. 3. Зависимость относительного отклонения ТЭДС от номинальной статической характеристики термопар типа К (а) и L (б) от длительности выполнения измерений

Из рис. 2 видно, что отклонение реальной статической характеристики термопары при различных значениях длительности выполнения измерения сокращается при меньших временах нагрева датчика, что подтверждается зависимостями, приведенными на рис. 3. По представленным данным видно, что условия выполнения измерения, способ монтажа датчика на объекте измерения оказывают существенное влияние на точность измерения. Обоснованный выбор длительности выполнения измерений позволит снизить мультипликативную погрешность измерения температуры термопарами.

#### Литература

1. Kok M.V. Thermal behavior and kinetics of crude oils at low heating rates by differential scanning calorimeter // Fuel Processing Technology, 2012. – Vol. 96. – p. 123–127.
2. Li H., Zhang J., Song C., Sun G. The influence of the heating temperature on the yield stress and pour point of waxy crude oils // Journal of Petroleum Science and Engineering November, 2015. – Vol. 135. – p. 476–483.
3. Negoită L.I., Rădulescu S. Heating Systems in a Crude Oil Pumping Station // Petroleum–Gas University of Ploiesti Bulletin. Technical Series, 2016. – Vol. 68, Is. 3. – p. 41–47.
4. Yip Y.H., Foo J.J. The mitigation against crude oil wax solidification subsequent to heating: A sustainable crude oil logistic strategy // Asia Pacific Confederation of Chemical Engineering Congress 2015: APCChE 2015, incorporating SNAMECA, 2015. – p. 2705–2716.
5. Атрошенко Ю.К., Бычкова А.А. Численное моделирование контактных средств измерения температуры технологических сред на нефтяных и газовых месторождениях // Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» в 2 томах. – Томск, 2016. – Т.2. – С. 291–293.
6. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. – Москва, 2015. – № 5 (192). – С. 23–27;
7. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – Москва, 2015. – № 10. – С. 52–55;
8. ГОСТ 3044-84. Преобразователи термоэлектрические. Номинальные статические характеристики. 87 с. 1985 год
9. Тихоненков В.А., Солуянов Д.А. Компенсация мультипликативной температурной погрешности с учетом положительной нелинейности температурной характеристики выходного сигнала датчика // Технические науки – от теории к практике. – Новосибирск, 2013. – № 19. – С. 143–150.

### ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ МОМЕНТОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРАДИЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Л.А. Богомолова

Научный руководитель д.т.н., И.Ю. Семькина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной промышленности в качестве исполнительного устройства наибольшее распространение получил электропривод переменного тока на базе асинхронного двигателя. Этот тип электропривода обладает общепризнанными достоинствами. Для управления асинхронными электродвигателями преимущественно используют преобразователи частоты, которые позволяют регулировать координаты электропривода и оптимизировать режим работы. В тоже время преобразователи частоты могут реализовывать различные законы управления двигателем.

Одним из перспективных существующих законов управления асинхронным электроприводом является градиентное управление (ГУ), которое позволяет сформировать аналитическое выражение регулятора, обеспечивающего движение к цели управления с максимальной интенсивностью исходя из текущего состояния объекта управления.

$$\mathbf{u} = [u_{1\alpha} \quad u_{1\beta} \quad 0 \quad 0]^T.$$

$$\frac{\partial \omega(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t)}{\partial \mathbf{u}} = \begin{bmatrix} -h_1 \Psi_{2\beta} \Delta_M + h_2 \Psi_{1\alpha} \Delta_{\Psi 1} \\ h_1 \Psi_{2\alpha} \Delta_M + h_2 \Psi_{1\beta} \Delta_{\Psi 1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix},$$

где:  $h_1, h_2$  – весовые коэффициенты градиентного регулятора,  $\Delta_{\Psi 1}$  – разница между измеренной и заданной величинами потока статора,  $\Delta_M$  – разница между измеренной и заданной величинами электромагнитного момента,  $\Psi_{2\beta}, \Psi_{2\alpha}$  – составляющие электромагнитного потока ротора по осям  $\alpha$  и  $\beta$  в неподвижной системе координат,  $\Psi_{1\beta}, \Psi_{1\alpha}$  – составляющие электромагнитного потока ротора по осям  $\alpha$  и  $\beta$  в неподвижной системе координат.

Проведенные на текущий момент исследования доказали, что градиентное управление имеет быстроедействие, аналогичное быстрдействию прямого управления моментом, а также может использоваться как основа для энергооптимальной системы управления [1].

Ленточные конвейеры являются одним из наиболее распространённых типов горных машин, для которых

актуальными являются вопросы ресурсосберегающего управления. При управлении такими ЭП, помимо технологических задач, необходимо обеспечивать равномерное натяжение ленты вдоль всего ее полотна на любой требуемой скорости движения, уменьшение скольжения полотна по поверхности барабана, а также минимальное значение рассеиваемой мощности. В качестве фрагмента исследования путей решения этих задач, в данной работе предложена имитационная модель привода с градиентным управлением.

При построении имитационной модели асинхронного электропривода были приняты следующие допущения:

- Математическое описание АД представлено двухфазной машиной в неподвижной системе координат;
- Эффекты насыщения в модели АД отсутствуют;
- Сетевое напряжение ограничено действующим значением 220 В;
- Влияние ШИМ на напряжение статорной обмотки АД не учитывается.

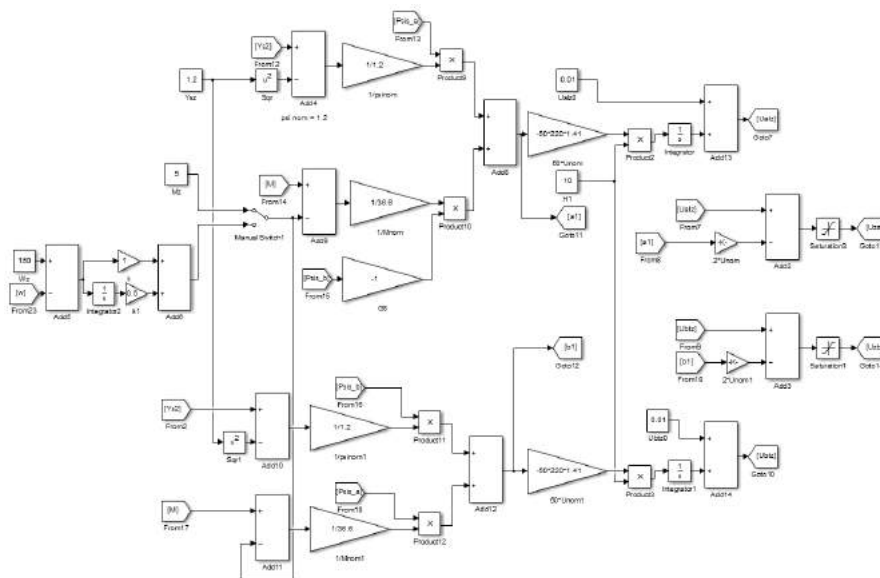
По уравнениям, приведенным в [1] составлена структурная схема электропривода с ГУ, представленная на рисунке 1.

Недостатком градиентного управления является необходимость использования в структуре регуляторов весовых коэффициентов, значения которых влияют на качество регулирования. Выбор значения этих коэффициентов может производиться по адаптационному принципу в зависимости от состояния привода.

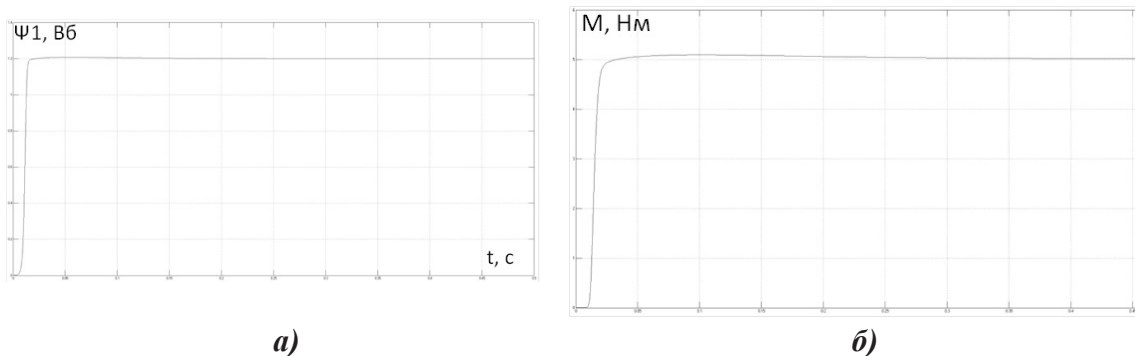
Рассматриваемая система градиентного управления асинхронным электроприводом, приведенная на рис. 1 и описанная в уравнении, содержит составляющую управления моментом и составляющую управления потоком статора АД с короткозамкнутым ротором. Результаты моделирования при значения коэффициентов  $h_1=10$  и  $h_2=10$  для потока приведены на рис. 2,а. Переходные процессы для электромагнитного момента для тех же значений весовых коэффициентов при ступенчатом задании приведены на рис. 2,б.

Результаты увеличения весовых коэффициентов  $h_1$  и  $h_2$  в 5 раз для потока статора и электромагнитного момента соответственно приведены на рис. 3,а и б.

На рис. 4 приведен график переходного процесса для пуска двигателя под нагрузкой с линейно-растущим заданием электромагнитного момента. В момент времени 0,4 с производится наброс нагрузки.



**Рис. 1. Структурная схема градиентного управления**



**Рис. 2. Реакция системы на ступенчатое задание при значениях весовых коэффициентов  $h_1=h_2=10$ : а) переходный процесс потока статора; б) переходный процесс электромагнитного момента**

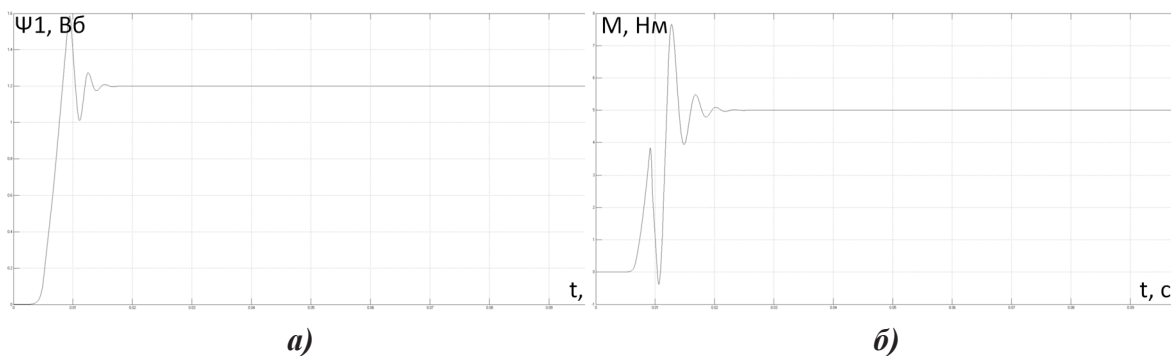


Рис. 3. Реакция системы на ступенчатое задание при значении весовых коэффициентов  $h1=h2=50$ : а) переходный процесс потока статора; б) переходный процесс электромагнитного момента

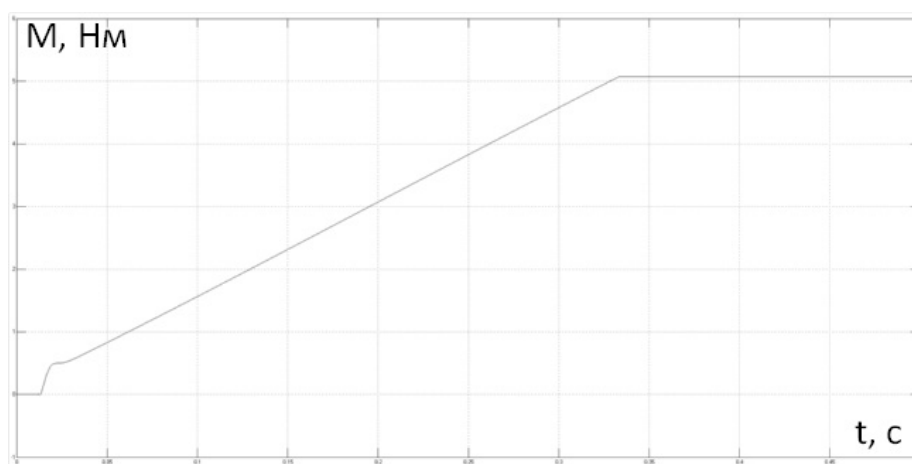


Рис. 4. Переходный процесс электромагнитного момента двигателя для линейно-изменяющегося задания на момент

На рис. 5 приведен график переходных процессов для электромагнитного момента при скачкообразном изменении задания.

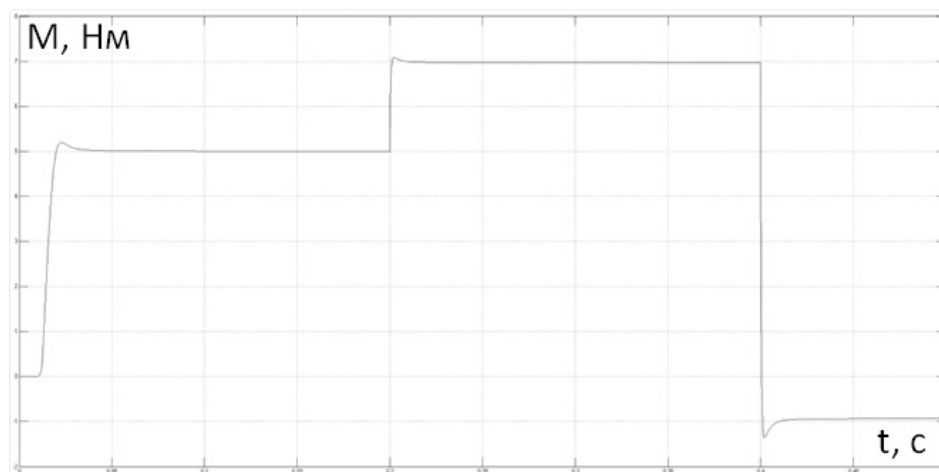


Рис. 5. Переходный процесс электромагнитного момента двигателя для ступенчатого изменения задания на момент

Из вышеприведенных графиков видно, что предлагаемая система электропривода позволяет решать задачи по управлению моментом с достаточно высокой точностью при использовании асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Однако исследования требуемого характера зависимостей весовых коэффициентов от переменных состояния на текущий момент являются актуальным направлением для дальнейшего изучения.

Литература

1. Семькина И.Ю. Повышение энерго- и ресурсоэффективности горных машин средствами регулируемого электропривода: дис. ... доктора техн. наук. – Кемерово, 2013. – 312 с.
2. Семькина И.Ю. Градиентное управление в решении основных задач электропривода // Вестн. КузГТУ. – 2010. – №1 – С. 99-103.
3. Завьялов В.М. Градиентное управление частотно-регулируемым асинхронным электроприводом // Изв. Вузов. Электромеханика. – 2008. – №3. – С. 71-72.
4. Ключев В.И. Теория электропривода: учеб. для вузов. – 3-е изд. Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 704 с.

ПОКАЗАТЕЛЬ ТЕПЛОВЫЙ ИНЕРЦИИ ТЕРМОПАР В СИСТЕМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ УСТАНОВОК ПОДОГРЕВА НЕФТИ

Т.С. Бойкова, Ю.К. Атрошенко

Научный руководитель к.т.н., ст. преподаватель кафедры АТП Ю.К. Атрошенко  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Российской Федерации располагаются значительные запасы газа и нефти. Основные месторождения расположены в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском, Северо-Кавказском, Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне [4]. Местоположение месторождений во многом определяет условия добычи, обработки и транспортировки нефти, так как в условиях низких температур могут существенно изменяться характеристики нефти. Вследствие кристаллизации парафина (главным образом, при работе с высокопарафинистой, вязкой нефтью), входящего в состав нефти, и других факторов происходит ее загустение, что может привести к приостановлению технологического процесса и даже к выходу оборудования из строя. Для обеспечения надежного режима эксплуатации оборудования необходимо обеспечивать предотвращение застывания и текучесть нефти в трубопроводах. В этих целях выполняется подогрев нефти от устья скважин до центральных пунктов сбора и подготовки нефти [1, 9].

Для подогрева нефти в выкидных линиях скважин используются устьевые нагреватели, для подогрева продукции в нефтесборных коллекторах – путевые и трубопроводные подогреватели. Регулирование температуры подогрева нефти выполняется путем изменения расхода греющей среды (горячего воздуха, топливных газов) [7, 8]. Принципиальная схема регулирования температуры нефти в трубчатой печи показана на рис. 1.

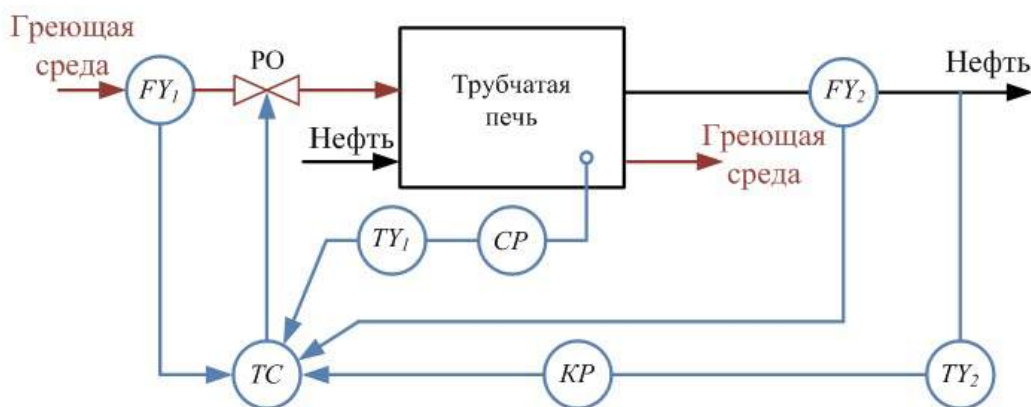


Рис. 1. Принципиальная схема каскадной системы регулирования температуры подогрева нефти:  $FY_1$ ,  $FY_2$  – преобразователи расхода греющей среды и нефти;  $TY_1$ ,  $TY_2$  – преобразователи температуры газов над перевальной стенкой печи и нефти на выходе;  $ТС$  – регулятор;  $СП$  – стабилизирующий регулятор;  $КР$  – корректирующий регулятор

Система регулирования температуры нефти на выходе печи должна учитывать возмущения расходом и температурой исходной нефти, параметрами топлива и воздуха, потерями тепла в окружающую среду, а также высокую инерционность печи. Система автоматического регулирования, принципиальная схема которой показана на рисунке 1, имеет достаточно высокое качество регулирования, включающей корректирующий регулятор (регулирование по температуре нефти на выходе из печи) и стабилизирующий регулятор (регулирование по температуре над перевальной стенкой) [6–8]. При расчете оптимальных настроек регуляторов используются передаточные функции объекта (печи) и первичных преобразователей температуры (термоэлектрических преобразователей (термопар)). Передаточная функция печи определяется при идентификации конкретного объекта или описывается в документации, передаточная функция термопары описывается выражением:

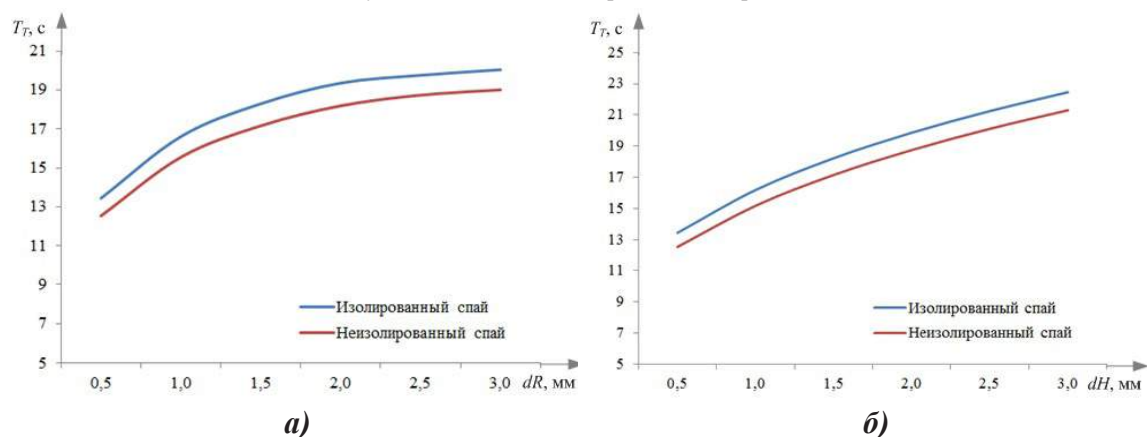
$$W_T(P) = \frac{K_T}{T_T \cdot P + 1}, \quad (1)$$

где  $K_T$  – коэффициент передачи термопары, определяемый ее номинальной статической характеристикой,  $T_T$  – постоянная времени термопары.

При расчете передаточной функции термопары на практике пользуются значениями  $K_T$  и  $T_T$ , указанными в паспорте термоэлектрического преобразователя без учета фактических условий монтажа датчика, которые могут приводить к значительному увеличению инерционности реакции термопары на изменение температуры [2, 3], то есть изменению коэффициента  $T_T$ . Для измерения температуры нефти на выходе из печи используются погружаемые термоэлектрические преобразователи, устанавливаемые в защитные гильзы, позволяющие извлекать датчик в случае необходимости без остановки технологического процесса. В случае использования защитных гильз на показатель тепловой инерции термопар будет оказывать влияние как материал, использующийся для заполнения гильзы [2], так и соотношение геометрических размеров чувствительного элемента датчика и защитной гильзы [3].

Показателем тепловой инерции термопар называется время, за которое после внесения термопары в среду с постоянной температурой разность температур среды и любой точки датчика достигнет значения, не превышающего величину  $(0,37 \cdot T_{cp})$ , где  $T_{cp}$  – температура в момент наступления регулярного теплового режима [5]. На практике, в среднем, для термоэлектрического преобразователя значения постоянной времени находится в диапазоне от 10 до 20 с (в зависимости от конструкции датчика). Для расчета постоянной времени  $T_T$  термопары с учетом фактических условий монтажа датчика, целесообразно использовать модель теплопереноса в системе «защитная гильза – термоэлектрический преобразователь», соответствующую приведенным способам монтажа датчика и описанную в работах [2, 3].

В рамках выполнения работы получены зависимости постоянной времени термоэлектрического преобразователя при установке в защитную гильзу с использованием в качестве буферного материала трансформаторного масла: при постоянном значении кольцевого зазора толщина вертикального варьировалась в диапазоне от 0,5 мм до 3 мм; при постоянном значении вертикального зазора толщина кольцевого варьировалась в диапазоне от 1 мм до 3,5 мм. Полученные зависимости приведены на рис. 2.



**Рис. 2. Зависимость постоянной времени термопары, установленной в защитной гильзе при изменении толщины кольцевого (а) и вертикального (б) зазоров: 1 – термоэлектрический преобразователь с изолированным спаем; 2 – термоэлектрический преобразователь с неизолированным спаем**

Из рис. 2 видно, что при незначительном (до 3 мм) изменении толщины вертикального или радиального зазора между датчиком и гильзой постоянная времени системы «термопара – защитная гильза» может увеличиваться в 1,5 и более раза, что может оказать значительное влияние на результат расчета параметров настройки регулятора и привести к снижению качества регулирования.

В работе выполнен расчет постоянной времени термоэлектрического преобразователя с учетом фактического способа монтажа датчика. Показано, что учет влияния защитной гильзы, буферного материала оказывает существенное влияние на параметры передаточной функции термопары. По результатам исследований можно сделать вывод о том, что при расчет оптимальных параметров настройки регуляторов в системах регулирования температуры необходимо рассматривать датчик температуры не отдельно, а в комплексе со вспомогательной арматурой и материалами с учетом способа установки датчика.

#### Литература

1. Авдеев А.А., Колпацников С.А. Численно-аналитическая модель температурных полей проточно-индукционной установки подогрева нефти // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – Самара, 2014. – № 4. – С. 131–143;

2. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. – Москва, 2015. – № 5 (192). – С. 23–27;
3. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – Москва, 2015. – № 10. – С. 52–55;
4. Региональная экономика: учебник / под ред. В.И. Видяпина и М.В. Степанова. – М.: Инфра-М, 2007. – 666 с.;
5. ГОСТ 6616–94. Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1995. – 15 с.
6. Автоматическое управление в химической промышленности: учебник / под ред. Е.Г. Дудникова. – М.: Химия, 1987. – 368 с.
7. Исакович Р.Я. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа: учебник / Р. Я. Исакович, Б. Л. Кучин, В. Е. Попадько. – М.: Недра, 1976. – 344 с.
8. Свердлов Г.М. Автоматизированные системы управления технологическими процессами при добыче нефти за рубежом / Г.М. Свердлов, Р.Ю. Ягудин. – М.: Недра, 1983. – 221 с.
9. Шишкин Н.Д., Трофименко К.В. Алгоритм автоматизации процесса индукционного подогрева нефти // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – Астрахань, 2012. – № 1. – С. 79–84.

**ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДЫ  
С ТВЕРДЫМИ НЕРАСТВОРИМЫМИ ВКЛЮЧЕНИЯМИ  
ПРИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ НАГРЕВЕ**

**А.Г. Борисова, М.В. Пискунов, Н.А. Хомутов**  
*Научный руководитель заведующий кафедрой П.А. Стрижак*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

**Введение**

В настоящее время исследования процессов теплообмена в мире в основном направлены на установление условий их значительной интенсификации. При этом существует общепринятая классификация, включающая активные и пассивные методы интенсификации теплообмена. Наиболее широко распространёнными являются пассивные методы, поскольку практически не требуют вмешательства внешних сил. Одно из направлений исследований, разрабатываемых в рамках пассивных методов интенсификации теплообмена, обусловлено экспериментальным и теоретическим изучением жидкостей с добавлением инородных твердых включений. Известно (например, [1, 3]), что жидкости с твердыми примесями обладают, как правило, улучшенными теплофизическими характеристиками. Поэтому представляют значительный интерес для высокотемпературных технологий в нефтегазовой, нефтехимической и энергетической отраслях промышленности. Таким образом, получение достоверных результатов экспериментальных исследований фазовых превращений жидкостей с добавлением твердых включений при высоких температурах характеризуется высокой научной значимостью.

Цель настоящей работы – экспериментальное изучение ряда закономерностей фазовых превращений капель воды с твердыми непрозрачными включениями в высокотемпературной газовой среде с применением высокоскоростной видеорегистрации.

Экспериментальный стенд и методы исследований

По основным элементам экспериментальный стенд аналогичен примененному в исследовании [2]. По основным этапам методика выполнения экспериментов также является аналогичной примененной в [2].

Исследования проводились с каплями воды (начальный объем 5–15 мкл), содержащими одиночные крупные (соизмеримые по размерам с каплей воды) твердые включения (размером 1–4 мм). В сформированных неоднородных каплях размером ~3–5 мм в ряде экспериментов присутствовали мелкие включения (размером 0,05 и 0,2 мм). Нагрев неоднородных капель проводился в различных газовых средах для создания температурных условий, максимально близких к тем, которые характерны для широкой группы практических приложений (термическая очистка жидкостей, пожаротушение и т.д.). В качестве генераторов высокотемпературных газовых сред применялись муфельная трубчатая печь, топливная горелка с газовой камерой и воздухонагреватель с каналом, по которому двигался поток разогретого воздуха. Температура нагрева неоднородных капель в экспериментах варьировалась в диапазоне от 300 до 1400 К. Мониторинг и регистрация изменений температуры газовой среды и контроль температур жидкостей в составе неоднородных капель (перед опытами) выполнялись термоэлектрическими преобразователями.

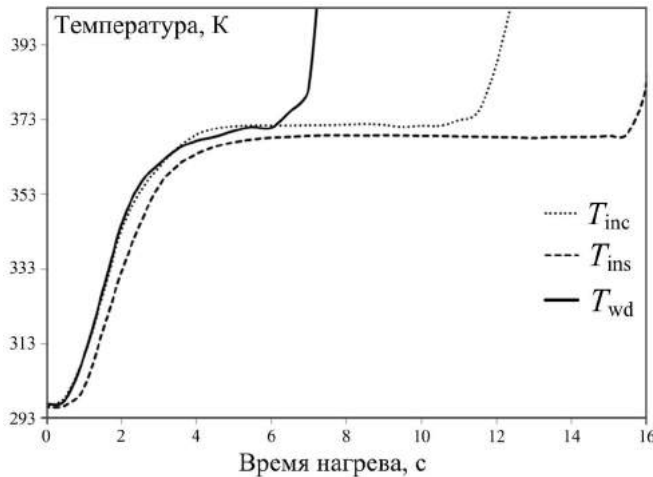
Систематические погрешности определения времен существования неоднородных капель воды составляли менее  $10^{-3}$  с. Систематические погрешности средств измерения размеров включения – 0,05 мм. Случайные погрешности определения температуры газовой среды и времен существования капель составили 7–9 %.

Результаты исследований и их обсуждение

В работе [2] установлено, что парообразование неоднородных капель жидкости в рассматриваемых условиях может реализовываться по одной из трех схем (1 схема – испарение жидкости со свободной поверхности капли, 2 и 3 схемы – интенсивное парообразование на внутренних границах раздела сред неоднородной капли с взрывным дроблением слоя жидкости; отличия второй и третьей схем заключаются в длительностях процессов взрывного дробления и механизмах подведения тепловой энергии в внутренним границам раздела сред). Предполагается, что при выполнении третьей схемы (при соблюдении условия полного обволакивания включения каплями

жидкости [2]) энергия в основном проходила к внутренней границе раздела сред через пленку жидкости за счет лучистого переноса и аккумулировалась у поверхности твердого включения.

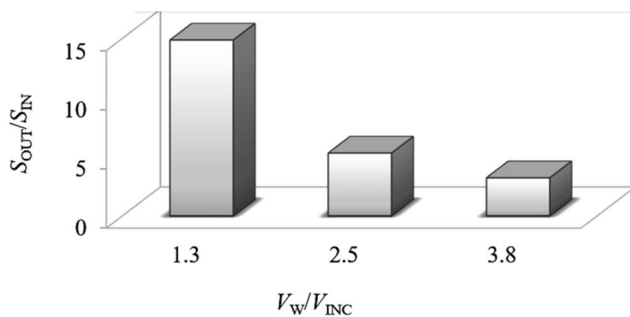
Сформулированное предположение подтвердилось после анализа результатов (см. рис. 1) эксперимента по измерению температуры в глубине включения ( $T_{ins}$ ), на его поверхности ( $T_{inc}$ ) и на поверхности пленки воды ( $T_{wd}$ ). Установлено, что температура на поверхности включения ( $T_{inc}$ ) является максимальной в рассматриваемой гетерогенной системе. Кроме того, показано (см. рис. 1), что влияние керамического стержня на процессы теплообмена при нагреве неоднородных капель является незначительным. Дробление исходного объема воды на капли с малыми характерными размерами позволяет значительно интенсифицировать процесс



испарения и значительно уменьшить время существования этого объема [2]. Этот эффект в значительной степени обусловлен увеличением суммарной площади поверхности образующихся мелких капель при сравнении с начальной площадью капли воды (рис. 2). Важно отметить, что наибольшее число сформировавшихся в результате дробления слоя жидкости неоднородной капли фрагментов характерно для экспериментов с минимальным соотношением объема воды ( $V_w$ ) к объему включения ( $V_{inc}$ ). Снижение соотношения  $V_w/V_{inc}$  приводит к уменьшению толщины пленки жидкости вокруг всего включения. При этом прогрев капли происходит более равномерно, и фрагменты жидкости отрываются практически от всех граней включения.

Рис. 1. Зависимости температур  $T_{wd}$ ,  $T_{inc}$ ,  $T_{ins}$  от времени нагрева для экспериментов по прогреву элементов неоднородной капли.

**Комментарий:** представленные на рис. 1 зависимости получены в результате усреднения экспериментальных данных (проводилось не менее 10 опытов). Максимальное среднее квадратичное отклонение серии измерений  $T_{wd}$ ,  $T_{inc}$ ,  $T_{ins}$  не превышало 2 К



Увеличение площади поверхности теплообмена ускоряет подвод энергии от внешней газовой среды и ее поглощение в результате фазовых превращений. Таким образом, для увеличения площади  $S_{out}$  возможным становится выбор оптимальных соотношений  $V_w$  и  $V_{inc}$ .

Выполненные эксперименты показали, что введение в объем воды включений позволяет существенно интенсифицировать процесс испарения жидкости и варьировать роли доминирующих механизмов теплообмена и фазовых превращений.

Рис. 2. Зависимости отношения общей площади поверхности испарения отделившихся капель после взрывного дробления  $S_{out}$  к начальной площади поверхности капли  $S_{in}$  (объемом 5, 10 и 15 мкл) от отношения объемов воды  $V_w$  и включения  $V_{inc}$  (с характерным размером 1 мм) в неоднородной капле жидкости

#### Заключение

При нагреве и испарении неоднородной капли воды в газовой среде (воздухе) с температурой 1070–1370 К площадь поверхности испарения в результате интенсивного парообразования жидкости с ее взрывным дроблением на мелкие фрагменты может увеличиваться в 3–15 раз относительно начальной площади поверхности капли. Максимальное число отделившихся фрагментов жидкости зафиксировано при условии  $V_w \sim V_{inc}$ . Установлено, что при соблюдении условия полного обволакивания включения пленкой жидкости значительное влияние лучистого теплообмена характеризуется нагревом внутренней границы раздела сред (поверхность твердого включения) в неоднородной капле до температуры на 3–4 К выше, чем температура поверхности пленки воды.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-1221.2017.8) и стипендии Президента Российской Федерации (СП-1049.2016.1).

#### Литература

1. Barber J., Brutin D., Tadrist L. A review on boiling heat transfer enhancement with nanofluids//Nanoscale Research



- Letters. – 2011. – V. 6. – P. 1–16.
2. Kuznetsov G.V., Piskunov M.V., Strizhak P.A. Evaporation, boiling and explosive breakup of heterogeneous droplet in a high-temperature gas//International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2016. – V. 92. – P. 360–369.
  3. Volkov R.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental investigation of mixtures and foreign inclusions in water droplets influence on integral characteristics of their evaporation during motion through high-temperature gas area// International Journal of Thermal Sciences. – 2015. – V. 88. – P. 193–200.

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛЬНОЙ КАМЕРЫ СГОРАНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАЖИГАНИЯ  
КАПЕЛЬ ОРГАНОВОДОУГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ВИТАЮЩИХ В ПОТОКЕ ОКИСЛИТЕЛЯ**

**Т.Р. Валиуллин, С.А. Шевырев**

*Научный руководитель П.А. Стрижак, д.ф.-м.н.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В качестве наиболее перспективных энергоресурсов принято считать органоводоугольные топливные композиции (ОВУТ) на основе многочисленных отходов нефтепродуктов, отработанных масел, низкосортных нефтей и углей, фильтр-кеков и др. Для исследования характеристик процессов зажигания и горения витающих капель ОВУТ в отличие от стационарно подвешиваемых капель (на спае термопары, стержнях, проволочках и др.) проводилась оценка параметров витания капли топливной композиции в кварцевой трубе. Целью оценки являлось определение геометрических размеров расширяющейся части кварцевой трубы (с конусообразными входными и выходными каналами), в которой происходило зажигание капли потоком нагретого воздуха. В качестве перспективной конструкции принята модельная конусообразная камера сгорания. Это позволяло за счет изменения давления потока воздуха (проявляющейся в наличии перепада давления по высоте слоя) в вертикальном направлении удерживать каплю в заданном диапазоне высот.

Исходные данные для расчета параметров конусообразного канала:

1. Начальный диаметр конуса,  $d_{cr} = 80$  мм (диаметр трубы  $d_{tr}$  соответствует входному диаметру конуса)
2. Расход вентилятора высокого давления при 20 °С,  $V_a = 1200$  л/мин (вентилятор вихревой Leister R.)
3. Размер (диаметр) капли,  $d = 1,5$  мм (без учета коэффициента сферичности)
4. Влажность исходной капли ОВУТ, масс.,  $W^a = 43,5$  %
5. Зольность исходной капли ОВУТ масс.,  $A^d = 25$  %

При расчете условий витания капли ОВУТ сделаны следующие допущения:

1. Коэффициент сферичности капли  $\varphi = 0,73$  [1].
2. Перемещение капли в вертикальном направлении в диапазоне 0–120 мм (высота рассчитываемого конуса).
3. Свойства компонентного состава ОВУТ (плотность, зольность и др.).

Методика расчета условий витания капли аналогична [2, 3].

Скорость потока воздуха по сечению канала, при которой одиночная капля переходит во взвешенное состояние, является скоростью витания [3]. Она соответствует началу разрушения монодисперсного взвешенного слоя. При этом  $\varepsilon$  – пористость (относительная доля объема, не заполненного твердой фазой):

$$\varepsilon = 1 - \rho_n / \rho_d$$

где  $\rho_n$  – насыпная плотность,  $\rho_d$  – плотность тела (капли).

Скорость витания может быть определена по выражениям [2, 3]:

$$Re_{vit} = Ar / (18 + 0,61 \cdot (Ar)^{0,5}); Re_{vit} = (\omega_{vit} d_d \rho_a) / \mu_a$$

где  $\omega_{vit}$  – скорость витания, м/с;  $d_d$  – диаметр капли, м;  $\rho_a$ ,  $\mu_a$  – плотность (кг/м<sup>3</sup>) и динамический коэффициент вязкости среды (Па·с) воздуха;  $Ar$  – критерий Архимеда.

Параметры воздуха: плотность 0,43 кг/м<sup>3</sup> и динамический коэффициент вязкости  $376 \cdot 10^{-7}$  приняты для температуры 550 °С [4].

Размер капли (эквивалентный диаметр) с учетом отклонения от сферической формы составляет [1]:

$$d_d = d\varphi = 1,5 \cdot 0,73 = 1,095 \text{ мм.}$$

Для вычисления критерия Архимеда необходимо определить плотность капли ОВУТ. В соответствии со справочными данными [5, 6] плотность угольной пыли в составе ОВУТ 1700 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность капли ОВУТ в начальном состоянии:

$$\rho_d = 0,435 \cdot 988 + 0,565 \cdot 1700 = 1394 \text{ кг/м}^3.$$

Критерий Архимеда [2, 3] для температуры воздуха 550°С:

$$Ar = (d_d^3 g \rho_a \cdot (\rho_d - \rho_a)) / \mu_a^2 = ((1,095 \cdot 10^{-3})^3 \cdot 9,8 \cdot 0,43 \cdot (1394 - 0,43)) / (376 \cdot 10^{-7})^2 = 5453,68$$

Критерий Рейнольдса:

$$Re_{vit} = Ar / (18 + 0,6 \cdot (Ar)^{0,5}) = 5453,68 / (18 + 0,6 \cdot (5453,68)^{0,5}) = 87,52.$$

Скорость витания:

$$\omega_{vit} = (Re_{vit} \mu_a) / (d_d \rho_a) = (87,52 \cdot 376 \cdot 10^{-7}) / (1,095 \cdot 10^{-3} \cdot 0,43) = 6,98 \text{ м/с.}$$

При температуре воздуха в трубе 550 °С с учетом его плотности 0,43 г/л объемный расход воздуха:

$$G_a = \rho_a^{20} V_a = 1,2 \cdot 1200 = 1440 \text{ г/мин.}$$

где  $\rho_a^{20}$  - плотность воздуха при 20 °С

$$V_a = G_a / \rho_a^{20} = 1440 / 0,43 = 3348 \text{ л/мин или } V_a = (3348 \cdot 10^{-3}) / 60 = 0,0558 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Скорость воздуха в трубе диаметром 80 мм составляет:

$$\omega = V_a / F = V_a / 0,785 \cdot d_{tr}^2 = 0,0558 / 0,785 \cdot (80 \cdot 10^{-3})^2 = 11,1 \text{ м/с.}$$

Таким образом, требуемая скорость витания будет обеспечена и капля ОВУТ способна перемещаться вертикально по трубе вдоль расширяющейся части конуса.

Рассчитаем размеры конуса для кварцевой трубы. Будем считать, что меньший диаметр конуса соответствует диаметру кварцевой трубы. Максимальную высоту конуса примем 120 мм. Примем, что скорость витания одиночной частицы 6,98 м/с соответствует меньшему диаметру конуса – 80 мм.

Рассмотрим последнее промежуточное состояние капли, чтобы определить угол раскрытия конуса: полное выгорание органической массы с образованием зольного каркаса. Для данного промежуточного состояния капли диаметр капли соответствует 1,095 мм (модель сохраняющегося зольного каркаса). Плотность зольного каркаса в частице диаметром 1,095 мм составит:

$$\rho_{zk} = \rho_z A^d = 2400 \cdot 0,25 = 600 \text{ кг/м}^3,$$

где  $\rho_{zk}$  – истинная плотность золы (в диапазоне 2100–2400 для Кузнецких углей) [7].

Критерий Архимеда:

$$Ar = (d_d^3 g \rho_s \cdot (\rho_d - \rho_a)) / \mu_a^2 = ((1,095 \cdot 10^{-3})^3 \cdot 9,8 \cdot 0,43 \cdot (600 - 0,43)) / (376 \cdot 10^{-7})^2 = 2346,4$$

Критерий Рейнольдса:

$$Re_{vit} = Ar / (18 + 0,6 \cdot (Ar)^{0,5}) = 2346,4 / (18 + 0,6 \cdot (2346,4)^{0,5}) = 49,85$$

Скорость витания:

$$\omega_{vit} = (Re_{vit} \mu_a) / (d_d \rho_a) = (49,85 \cdot 376 \cdot 10^{-7}) / (1,095 \cdot 10^{-3} \cdot 0,43) = 3,98 \text{ м/с.}$$

При данной скорости и расходе воздуха 0,0588 м<sup>3</sup>/с диаметр конуса составляет:

$$d = (V_a / 0,785 \omega)^{0,5} = (0,0588 / 0,785 \cdot 3,98)^{0,5} = 0,137 \text{ м.}$$

Следовательно, больший диаметр конуса составляет 137 мм. Высота конуса принята ранее 120 мм. Значит, угол раскрытия конуса составляет около 24 градусов (рис. 1).

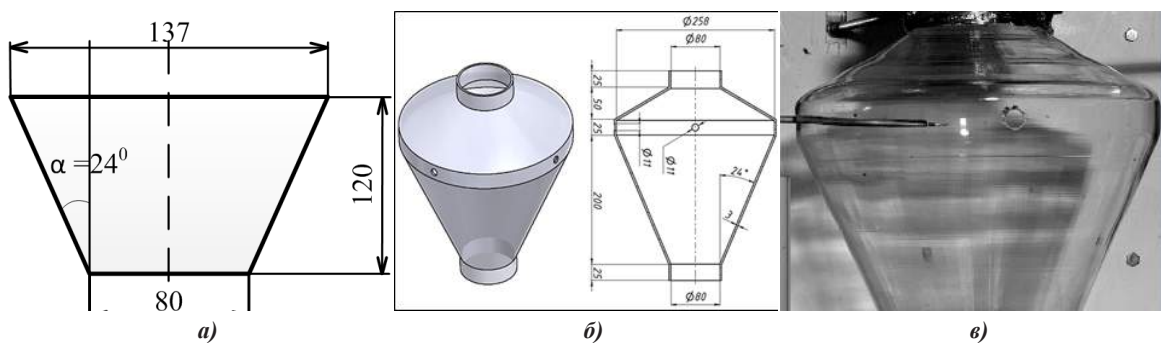


Рис.1. а) конусообразный канал для создания условий витания капель ОВУТ; б) модельная конусообразная камера сгорания, выплавленная завод-изготовителем; в) изображение камеры сгорания.

В связи с технологическими ограничениями, заводом производителем внесен поправочный коэффициент по выплавки конусообразной камеры из кварцевого прозрачного оптического стекла. Тем самым больший диаметр конуса увеличен практически в два раза (составил 258 мм). Размеры входных и выходных каналов остались, и угол раскрытия конуса остались без изменений. Для контроля температуры в камере сгорания хромель-алюмелевой термопарой, а также ввода и сброса капель ОВУТ в ее боковой части сделаны два технологических отверстия диаметром 11 мм. Камера изготовлена общей высотой 325 мм. Высота активной зоны витания капель (частиц) ОВУТ составляет около 200 мм. Это позволило расширить границы допустимых скоростей витания

капель (для совокупности одиночной, малой группы и потока капель) ОВУТ.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 15-19-10003).*

#### Литература

1. Расчеты аппаратов кипящего слоя: справочник / А.П. Баскаков [и др.]. Л.: Химия, 1986. – 352 с.
2. Аэров М.Э., Тодес О.М. Гидравлические и тепловые основы работы аппаратов со стационарным и кипящим зернистым слоем. Л.: Химия, 1968. – 247 с.
3. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Л.: Химия, 1976. – 552 с.
4. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972. – 720 с.
5. Сухоруков В.И. Научные основы совершенствования техники и технологии производства кокса. Екатеринбург: АЛЛО, 1999. – 393 с.
6. Гува А.Я. Краткий теплофизический справочник. Новосибирск: Сибвузиздат, 2002. – 300 с.
7. Павленко С.И. Мелкозернистые бетоны из отходов промышленности. М.: АСВ, 1997. – 176 с.

### **РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ОРГАНОВОДОУГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ПРИГОТОВЛЕННЫХ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ УГЛЕ – И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ**

**К. Ю. Вершинина**

*Научный руководитель: с.н.с. кафедры АТП, С. Ю. Лырщиков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Переработка основных органических энергоносителей – нефти и угля сопровождается образованием отходов – нефтешламов и фильтр-кеков [1, 2], соответственно. Объемы этих отходов составляют в зависимости от месторождений, технологии переработки и интенсивности производства от 8 % до 15 % к объему добычи энергоносителей [3]. В России данные вопросы особенно актуальны в связи с открытым хранением большинства таких отходов. К настоящему времени стало понятным, что дальнейшее захоронение или хранение на открытых площадках фильтр-кеков, нефтешламов и отработанных горючих жидкостей становится невозможным. Необходимы срочные мероприятия международного уровня по переработке как накопившихся за последние десятилетия отходов, так и вновь образующихся.

Одним из самых перспективных решений данной проблемы может быть утилизация отходов нефте- и углепереработки с использованием технологий водоугольных (ВУТ) [4] и органоводоугольных (ОВУТ) [5, 6] суспензий, так как такие топлива транспортируются с применением трубопроводов, имеют меньшие концентрации антропогенных выбросов за счет добавления воды характеризуются повышенной пожаровзрывобезопасностью. В качестве компонентов таких топлив могут применяться многочисленные отходы углепереработки или низкосортные угли. Также потенциальными компонентами ВУТ и ОВУТ могут стать [5, 6] отработанные горючие жидкости, нефтешламы, смолы и др.

Фильтр-кеки представляют перспективные (по экономическим, экологическим, энергетическим характеристикам [5, 6], а также с точки зрения пожаровзрывобезопасности) компоненты топлив, но слабо изученные. В-первую очередь, отсутствует информация о реологических свойствах ОВУТ на основе таких кеков.

Цель настоящей работы – получение информационной базы данных о реологических свойствах суспензий ОВУТ, приготовленных на основе наиболее широко производимых фильтр-кеков.

В качестве основного компонента органоводоугольного топлива использовались отходы обогащения каменных углей – фильтр-кеки, полученные на группе обогатительных фабрик Кемеровской области (Россия, Кузбасс). В качестве жидкого горючего компонента использовались мазут и отработанное турбинное масло. Реологические свойства органоводоугольных топливных композиций изучались с помощью ротационного вискозиметра MLW Rheotest 2. Результаты определения напряжения сдвига от скорости сдвига для всех изученных составов удовлетворительно описываются моделью Балкли – Гершеля.

В работе определены реологические свойства перспективных суспензий ОВУТ, приготовленных из отходов обогащения угля и использованных нефтепродуктов, таких как фильтр-кеки обогащения углей различной стадии углефикации и отработанные индустриальные масла. Вязкость изученных в работе составов лежит в диапазоне 200 – 600 мПа\*с. Показано, что вязкость составов ВУТ на основе кеков определяется, в первую очередь, стадией углефикации обогащаемого угля, а для составов ОВУТ вязкость не коррелирует со стадией углефикации обогащаемого угля. Изучено влияние компонентного состава топлива (содержание воды), типа и концентрации используемого жидкого горючего компонента, температуры и времени хранения топлива на вязкость суспензий ОВУТ. Установлена возможность регулирования вязкости топливных составов для достижения требуемых для практического применения значений и определены критерии оптимизации составов топлив, такие как теплота сгорания, время зажигания и полного сгорания, вязкость составов.

Полученные нами закономерности изменения реологических свойств топлив качественно соответствуют описанным в литературе свойствам для подобных видов топлива, но провести количественное сравнение характеристик топлив довольно сложно вследствие широчайшего набора возможных компонент, используемого различными авторами, а так же довольно сильно различающихся соотношением компонентов в составах.

Высокие экологические характеристики при использовании водоугольного топлива, приготовленного из фильтр-кеков и низкосортного угля, характеризуется несколькими аспектами. С одной стороны, дымовые газы при использовании водоугольного топлива содержат крайне низкое количество оксидов серы и азота [7] в сравнении с пылеугольными котлами. С другой стороны использование фильтр-кеков в качестве топлива существенно сокращает проблемы связанные с их хранением и переработкой. Стоит также отметить, что фильтр-кеки по своим параметрам представляют собой практически готовое водоугольное топливо с оптимальным размером твердых частиц (менее 200 мкм).

Приготовление топливных составов с добавлением различных жидких горючих компонент позволяет существенно улучшить характеристики суспензий, такие как теплота сгорания, время задержки зажигания и полного сгорания. При использовании в качестве таких компонент отходов нефтяного происхождения так же решается задача безопасной и экономически целесообразной утилизации таких веществ с получением тепловой и электрической энергии. Основными горючими веществами органического происхождения для создания органоводоугольных топлив являются отработанные моторные и турбинные масла, мазут, продукты химической промышленности и другие подобные.

#### Литература

1. Kontorovich AE, Epov MI, Eder LV. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century, Russian Geology and Geophysics. 2014;55(5-6):534–43.
2. Xu M, Zhang J, Liu H, Zhao H, Li W. The resource utilization of oily sludge by co-gasification with coal. Fuel 2014;126:55–61.
3. International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 5, Issue 4, April-2014.
4. Hui Wang, Xiumin Jiang, Minxiao Zhang, Yufeng Ma, Hui Liu, Shaohua Wu, A new fluidization-suspension combustion technology for coal water slurry // Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2010. – V. 49. – I. 10. – P. 1017-1024.
5. Glushkov D.O., Syrodoy S.V., Zakharevich A.V., Strizhak P.A. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects // Fuel Processing Technology. 2016. V. 148. P. 224–235.
6. D. O. Glushkov, S. Yu. Lyrshchikov, S. A. Shevyrev, P. A. Strizhak Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy Fuels, 2016, 30 (4), pp 3441–3450.
7. Wenyang Chen, Ruina Xu. Clean coal technology development in China // Energy Policy. 2010. V. 38. No. 5. P. 2123–2130.

### ХАРАКТЕРИСТИКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО ЗАЖИГАНИЯ СУСПЕНЗИОННЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ОТХОДОВ УГЛЕБОГАЩЕНИЯ

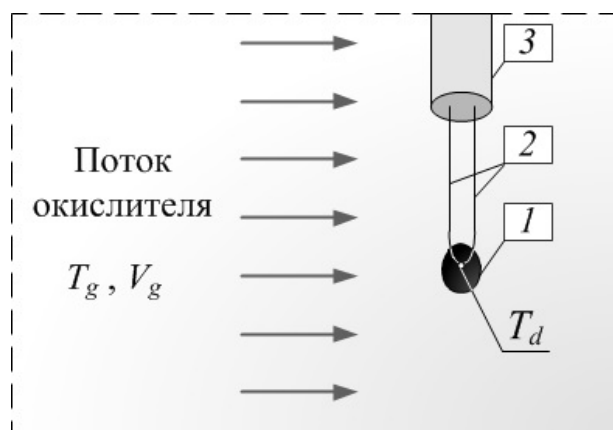
К.Ю. Вершинина

Научный руководитель д.ф.-м.н. П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вовлечение отработанных и невостребованных нефтепродуктов (масел, шламов) и отходов обогащения углей в энергетический сектор является важным шагом для утилизации широкой группы промышленных отходов и расширения топливной базы генерирующих предприятий. Реализация этого подхода возможна путем приготовления и сжигания в энергетических котлах водоугольных [1] и органоводоугольных топливных суспензий [3]. Особый интерес представляет перспектива низкотемпературного зажигания (температура окислителя на этапе инициирования горения не более 1000 К) [4], позволяющего использовать композиционное жидкое топливо как на этапе прогрева топочной камеры, так и в основном цикле работы котельного агрегата.

Цель работы – экспериментальное установление характеристик низкотемпературного зажигания капель



жидких композиционных топлив на основе отходов углеобогащения и отработанных нефтепродуктов.

В качестве компонентов органоводоугольных топлив использовались отходы обогащения (фильтр-кеки) углей марок К, Д и Г, отработанные турбинное, автомобильное масла, мазут. Экспериментальный стенд и методика проведения эксперимента, вычисления и регистрации исследуемых параметров аналогичны используемым в [2]. Капля топлива на спае малоинерционной платинородий-платиновой термопары помещалась в поток разогретого воздуха (рис. 1). Начальный радиус капли ( $R_d$ ) варьировался в диапазоне 0.5–1.5 мм. Температура и скорость движения потока окислителя варьировались в диапазонах 600–1000 К и 0.5–2 м/с.

Рис. 1. Внешний вид капли органоводоугольного топлива на спае малоинерционной термопары: 1 – капля органоводоугольного топлива, 2 – термопара, 3 – керамическая изоляция

Эксперименты позволили установить механизм зажигания капли органоводоугольного топлива и выделить следующие его стадии: инертный прогрев капли, испарение влаги, испарение жидкого горючего компонента и термическое разложение органической части угля, газофазная реакция окисления летучих и паров жидкого горючего компонента в разогретом воздухе, прогрев и гетерогенное зажигание коксового остатка.

В табл. 1 приведены значения минимальных температур окислителя, достаточных для устойчивого зажигания капель органоводоугольных топлив разных составов. Определяющими параметрами на стадии зажигания являются свойства как самого фильтр-кека, так и жидкого нефтепродукта. Установлено, что снижению пороговых температур зажигания способствует использование в суспензии фильтр-кеков с низкой зольностью, высоким содержанием летучих, а также жидких горючих компонентов с низкими температурами вспышки, зажигания и теплотой парообразования. Эти параметры твердого и жидкого горючих компонентов являются определяющим при прогреве органоводоугольного топлива, испарении и газофазном зажигании смеси паров и летучих. Как показали эксперименты, суспензии на основе отработанных моторного и турбинного масел характеризуются меньшими пороговыми температурами зажигания по сравнению с органоводоугольными топливами на основе мазута.

Таблица 1

Минимальные (пороговые) температуры зажигания одиночных капель органоводоугольного топлива на основе влажных отходов углеобогащения (фильтр-кеков) разных марок и жидких горючих нефтепродуктов ( $R_d \approx 1$  мм;  $V_g \approx 2$  м/с)

Жидкий горючий компонент	Фильтр-кек		
	Фильтр-кек каменного угля марки К	Фильтр-кек каменного угля марки Д	Фильтр-кек каменного угля марки Г
Отработанное автомобильное масло (10% масс.)	$\approx 790$ К	$\approx 760$ К	$\approx 807$ К
Отработанное турбинное масло (10% масс.)	$\approx 825$ К	$\approx 780$ К	$\approx 820$ К
Мазут (10% масс.)	$\approx 830$ К	$\approx 805$ К	$\approx 850$ К

Фильтр-кеки в исходном виде представляют водоугольную суспензию. Установлено, что для улучшения характеристик такой суспензии возможно использовать добавки жидких нефтепродуктов, а также обогащенного угля. В первую очередь, такие добавки приводят к увеличению теплоты сгорания суспензии. Кроме того, для составов на основе фильтр-кеков установлено снижение инерционности зажигания при увеличении массовой концентрации обогащенного угля (рис. 2, а). Установленные зависимости (рис. 2, а) можно объяснить влиянием соотношения тепловых эффектов фазовых переходов и реакций окисления при изменении концентрации компонентов органоводоугольного топлива. Теплота эндотермического фазового перехода (испарения) более чем в десять раз превышает аналогичный параметр для термического разложения органической части угля. Как следствие, с ростом концентрации обогащенного угля расходуется меньше энергии, аккумулированной каплей органоводоугольного топлива в течение инертного нагрева, на инициирование процесса горения. Наряду с этим возрастает концентрация летучих в окрестности капли органоводоугольного топлива, что ведет к ускорению зажигания газовой смеси, прогрева и гетерогенного зажигания коксового остатка.

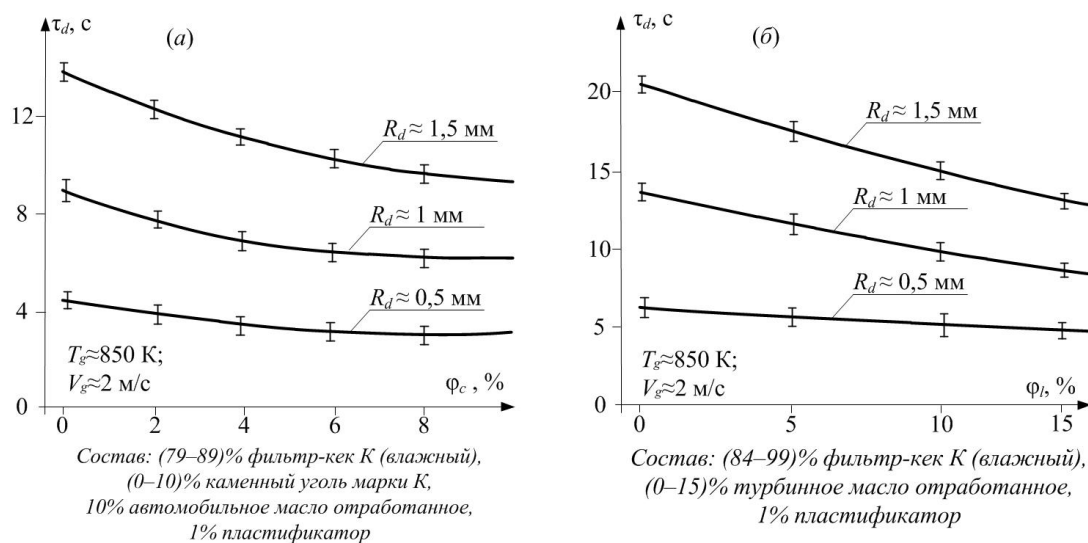


Рис. 2. Влияние массовой концентрации обогащенного угля марки К (а) и жидкого горючего компонента (б) на времена задержки зажигания одиночных капель органоводоугольного топлива

Снижению инерционности гетерогенного зажигания углерода фильтр-кека способствует также добавление в суспензию жидкого горючего нефтепродукта. Кривые, представленные на рис. 1, б иллюстрируют снижение времени задержки зажигания при увеличении концентрации отработанного турбинного масла в составе органоводоугольного топлива на основе отхода обогащения коксующегося угля. За счет горения паров жидкого горючего компонента в смеси с летучими и воздухом происходит интенсивный прогрев коксового остатка и его последующее гетерогенное зажигание.

В результате выполненных исследований установлена возможность устойчивого зажигания органоводоугольных топлив на основе отходов обогащения каменных углей и отработанных нефтепродуктов в диапазоне температур внешней газовой среды 790–850 К. Показано, что добавление жидких горючих нефтепродуктов и обогащенных углей приводит к снижению инерционности зажигания композиционных жидких топлив на основе отходов обогащения углей.

*Исследования выполнены за счет средств гранта Российского Научного Фонда (проект № 15–19–10003).*

#### Литература

1. Баранова М.П., Кулагина Т.А., Лебедев С.В. Сжигание водоугольных суспензионных топлив из низкометаморфизованных углей // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2009. – № 9. – С. 24–27.
2. Вершинина К.Ю., Глушков Д.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Отличия характеристик зажигания водоугольных суспензий и композиционного жидкого топлива // Химия твердого топлива. – 2016. – № 2. – С. 21–33.
3. Горлов Е.Г. Композиционные водосодержащие топлива из углей и нефтепродуктов // Химия твердого топлива. – 2004. – № 6. – С. 50–61.
4. Glushkov D.O., Kuznetsov G.V., Vysokomornaya O.V. Numerical research of heat and mass transfer during low-temperature ignition of a coal particle // Thermal Science. – 2015. – V. 19, № 1. – P. 285–294.

### ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

**А.С. Виноградов, Н.М. Космынина**

*Научный руководитель доцент Н. М. Космынина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время предприятия нефтегазового комплекса имеют большое и сложное энергохозяйство. В связи с удаленностью потребителей, находящихся вдали от централизованных источников электроэнергии (мощные тепловые, атомные электростанции, крупные узлы преобразования и распределения электроэнергии) повышенными требованиями по надежности энергоснабжения большое распространение получили дизельные электростанции.

Дизельные электростанции – это объединённые конструктивно генератор и дизельный двигатель. Они предназначены для использования в качестве автономного источника электроэнергии; для резервирования сетей ответственных потребителей, таких как заводы, цеха с непрерывными циклами производства. В этих случаях электростанция включается в работу только при отключении основной линии электропитания. Дизельные электростанции используются и в качестве постоянного источника тока для бесперебойной подачи электроэнергии. Примером таких объектов могут служить удаленные поселки, буровые установки, промышленные компрессорные и насосные станции, установки подготовки нефти, компрессорные и насосные станции магистральных трубопроводов [4].

В состав ДЭУ входят: двигатель, генератор, комплектное устройство автоматического управления, состоящее из шкафа управления (ШУДГ) и шкафа автоматики вспомогательного (ШАВ).

Принцип работы заключается в преобразовании механической энергии в электрическую. Топливо в дизельном двигателе воспламеняется. Вырабатываемая при этом энергия расширения газов преобразуется в механическую энергию вращения коленвала при помощи кривошипно-шатунного механизма. Ротор генератора при вращении возбуждает электромагнитное поле, которое в свою очередь создает в обмотке генератора индукционный переменный ток, подаваемый на выход потребителю.

Классификация и характеристика дизельных электростанций приведена в таблице 1[2,4]

*Таблица 1*

*Характеристика дизельных электростанций*

Конструктивные элементы	Охлаждение
генератор синхронный асинхронный	Воздухом Водой
двигатель	
Системы обеспечения	Агрегатность
подачи топлива	Один источник электроэнергии
подачи воздуха	Несколько источников электроэнергии
автоматического управления и контроля	

В комплект поставки входят: ДЭУ в сборе с навешенными на ней вспомогательными механизмами и средствами автоматики в соответствии со спецификацией ДЭУ; комплект монтажных изделий, одиночный комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей, эксплуатационная документация.

Основные номинальные параметры электростанций должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 2 [2].

**Таблица 2**

**Номинальные параметры дизельных электростанций**

Напряжение, В	Частота, Гц	Мощность, кВт
230	400	8, 16, 30, 60, 100, 200
	50	8, 16, 30, 60
400		8, 16, 30, 60, 100, 200, 315, 500, 1000
	400	60, 100, 200
6300	50	1000
10500		1000

Ниже приведены общие сведения по автоматизированным дизель-электрическим установкам мощностью 8, 10 и 16 кВт (ДЭУ), предназначенных в качестве основных или резервных источников электропитания аппаратуры станций радиорелейных линий связи.

Структура условного обозначения:

ДЭУ-Х.3:

ДЭУ - дизель-электрическая установка;

Х - номинальная мощность, кВт (80; 10; 16);

3 - степень автоматизации по ГОСТ 13822-82.

Климатическое исполнение и категория размещения У3 по ГОСТ 15150-69.

Широко используются дизельные электростанции в ОАО АК «Якутэнерго». С 2001 года компанией введены в эксплуатацию более 40 новых дизельных электростанций общей мощностью 62,6 МВт. В 2014 г. была утверждена инвестиционная программа, предусматривающая дальнейшее развитие электростанций [3], таблица 3.

**Таблица 3**

**Инвестиционные проекты ОАО АК «Якутэнерго»**

Наименование объекта	Проектная мощность / протяженность сетей	Год начала / год конца строительства	Полная стоимость, млн рублей
Реконструкция дизельных электростанций Центрального энергорайона	3,49 МВт	2014/ 2019	105,33
Реконструкция дизельных электростанций Западного энергорайона	0,86 МВт	2016 / 2019	41
Реконструкция складов ГСМ дизельных электростанций ЦЭС с заменой емкостей	820 м <sup>3</sup>	2010 / 2015	51,88
Реконструкция складов ГСМ дизельных электростанций ЗЭС с заменой емкостей	280 м <sup>3</sup>	2010 / 2015	21,34

Активно применяются дизельные установки в филиалах компании «Газпром добыча Уренгой», например, КАС – 500, Звезда-630НК-02МЗ-01.

КАС-500 - дизель-генераторная установка в стационарном исполнении на базе двигателей собственного производства, а также в сотрудничестве с лучшими зарубежными производителями.

Электростанция «Звезда-630НК-02МЗ-01» является дизельной автоматизированной контейнерного исполнения мощностью 651 кВт напряжением 0,4 кВ на базе дизеля OSK23G3. Электростанция «Звезда-630НК-02МЗ-01» предназначена для использования в качестве аварийного или резервного источника электроснабжения при наличии внешних источников, или в качестве основного источника электроснабжения на газодобывающих и газотранспортных комплексах и других промышленных объектах.

Основные технические характеристики «Звезда-630НК-02МЗ-01» приведены в таблице 4

Характеристика «Звезда-630НК-02МЗ-01»

Наименование параметра (характеристики)	Значение (вид)
Номинальная мощность, кВт.	651
Тип двигателя	QSK23G3, «Камминз»
Максимальная мощность в течение 1 ч, кВт	715
Тип генератора	НС1634Н1, «Стамфорд»
Номинальная мощность генератора, кВА.	910
Номинальная частота вращения, об/мин	1500
Тип топлива	Топливо дизельное
Время пуска и приема нагрузки из прогретого состояния, с.	10—15
Температура выпускных газов, °С	532

К эксплуатации ДЭУ предъявляются серьезные требования по безопасности и надежности, установки оборудованы автоматическими и автоматизированными устройствами в соответствии [1, 5]

#### Литература

1. Автоматизированные системы управления дизельными и газопоршневыми электростанциями [Электронный ресурс] // Строительно-проектная энергетическая компания Русский дом: офиц. сайт. –Режим доступа: <http://www.prdx.ru/avtomatizirovannye-sistemy-upravleniya/>, свободный –Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016)
2. ГОСТ Р 55006-2012 Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2014
3. Приказ Минэнерго России №863 ОТ 25.11.2014 «Об утверждении инвестиционной программы ОАО АК «ЯКУТСКЭНЕРГО» на 2015-2017 годы» [Электронный ресурс] // Министерство энергетики России: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1358/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016)
4. Сибикин Ю.Д. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. Книга 2. Оборудование технологических комплексов и установок. – Москва : РадиоСофт, — 2015. — 440 с.: ил.
5. СТО 70238424.27.100.056-2009. Стандарт организации. Дизельные и газопоршневые электростанции, Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Дата введения - 2010-01-11.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕН СОХРАНЕНИЯ ПОНИЖЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ В СЛЕДЕ КАПЕЛЬ ВОДЫ, РАСТВОРА НА ЕЕ ОСНОВЕ

И.С. Войтков

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

#### Введение

Энергичное развитие разнообразных отраслей промышленности неизбежно сопровождается увеличением числа пожаров и возгораний на производствах, которые приводят к самым серьезным последствиям. К наиболее уязвимым производствам следует отнести нефтегазодобывающие, нефтегазоперерабатывающие и энергетические комплексы. Поэтому вопрос пожарной безопасности на таких предприятиях представляет интерес для широкого круга специалистов.

Применение распыленной воды при сдерживании и ликвидации возгораний на сегодняшний день является одним из самых распространенных способов пожаротушения [1-3]. Повышается эффективность существующих технологий, разрабатываются и внедряются новые способы тушения – водяная завеса, водяной туман и другие. Однако до настоящего времени практически отсутствуют экспериментальные результаты изучения динамики изменения температуры в следе распыленных потоков. Вследствие чего представляет интерес экспериментальное исследование динамики изменения температуры продуктов сгорания в следе парокapельного потока.

Цель настоящей работы – экспериментальное исследование динамики изменения температуры газов в следе капельного потока воды и раствора на ее основе при движении через продукты сгорания.

Экспериментальный стенд и методы исследований

При проведении исследований использовался экспериментальный стенд (рис.1) для диагностики двухфазных газо-, парожидкостных потоков, работающий на базе панорамных оптических методов “Particle Image Velocimetry” (PIV) и “Shadow Photography” (SP). Для регистрации температур газовой среды ( $T_g$ ) в следе капельного потока применялся измерительный комплекс “National Instruments” в комплекте с малоинерционными (тепловое запаздывание менее 1 с) термопарами марки ХА. По основным элементам установка аналогична использованной в экспериментах [1].



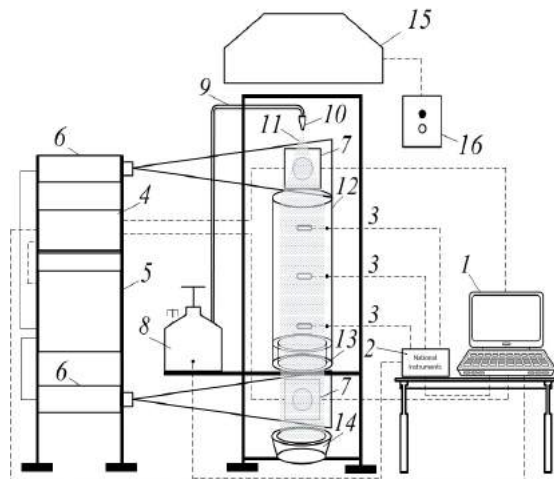


Рис. 1. Схема экспериментального стенда: 1 – персональный компьютер (ПК); 2 – высокоскоростная плата аналогового ввода; 3 – термопары; 4 – синхронизатор сигналов; 5 – силовой блок лазера (генератор излучения); 6 – двойной импульсный Nd:YAG лазер; 7 – кросскорреляционная CCD видеокамера; 8 – емкость с водой; 9 – канал подачи воды; 10 – распылительная форсунка; 11 – капельный поток; 12 – цилиндр из кварцевого стекла; 13 – полный цилиндр с горючей жидкостью; 14 – уловитель капель; 15 – нагнетательная система; 16 – пульт включения/отключения нагнетательной системы

Для создания потока высокотемпературных продуктов сгорания применялись полный цилиндр 12 (высота – 1 м, диаметр – 0,2 м) из жаропрочного кварцевого стекла и специализированная горелка 13 (высота – 0,1 м, внутренний и внешний диаметры – 0,15 м и 0,19 м, соответственно) [1]. Внутреннее пространство горелки заполнялось жидким топливом – керосином марки ТС-1 (в объеме 250 мл). Для генерации распыленного капельного потока применялась система, состоящая из баллона с жидкостью 8 (под давлением 100–300 кПа), канала подачи 9 и форсунки 10. Использовались три типа распылительных форсунок, генерирующих различные (по дисперсности) капельные потоки (радиусы капель  $R_d=0,04-0,35$  мм). В качестве исследуемых жидкостей в экспериментах использовались дистиллированная вода и раствор NaCl (массовая концентрация – 5 %).

Выполнялась серия экспериментов, в ходе проведения каждого эксперимента внутренняя полость цилиндра (горелки) 13 предварительно наполнялась керосином. Иницировалось его зажигание. В технологических отверстиях цилиндра 12 размещались термопары 3 (рис. 1). Осуществлялся распыл воды во внутреннюю полость цилиндра 12. Проводилась непрерывная регистрация температуры продуктов сгорания. Данные передавались через плату аналогового ввода 2 на персональный компьютер 1, где выполнялась их обработка, и определялись характерные значения перепадов температур ( $\Delta T_g$ ), а также времен ( $\tau$ ) сохранения пониженных (относительно начальных) температур продуктов сгорания в следе капельного потока. Параметр  $\tau$  представлял временной интервал от начала снижения температуры продуктов сгорания до момента полного восстановления ее первоначального значения. Погрешность определения значений времен  $\tau$  не превышала 1 с.

#### Результаты исследования и их обсуждение

На рис. 2 приведены зависимости времени ( $\tau$ ) сохранения “температурного следа” (восстановления температуры до начальных значений  $T_g$ ) аэрозоля воды и раствора NaCl при разных начальных размерах капель, полученные по результатам обработки экспериментальных данных. Установлено (рис.2), что определяющее влияние на интенсивность снижения температуры в следе капельного потока оказывают начальные размеры капель воды. Так, для капель воды видно, что чем больше  $R_d$ , тем более продолжительное время сохраняются пониженные температуры в следе. Полученные данные обусловлены тем, что уменьшение размера капель приводило к увеличению скорости испарения [4] и, соответственно, интенсивности вдува паров во внешнюю по отношению к каплям среду. Как следствие, усиливалась сила сопротивления, обусловленная движением встречного газового потока. Капли разворачивались и двигались в обратном направлении.

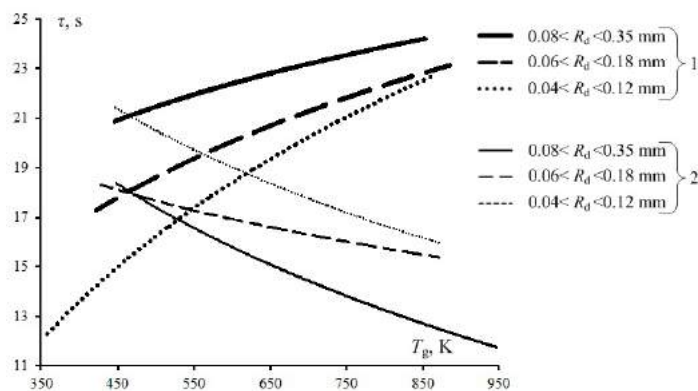


Рис. 2. Аппроксимационные значения времен сохранения “температурного следа” аэрозоля воды (1) и раствора NaCl (2) при разных размерах капель и температуре газов

Кроме того при анализе полученных данных (рис. 2) можно сделать заключение, что с ростом начальных температур газов для раствора NaCl происходит снижение времени ( $\tau$ ). При этом изменяется наклон кривых зависимостей  $\tau(T_g)$  на рис. 2 в противоположную (относительно воды) сторону. Такой результат можно пояснить с использованием результатов опытов [4]. С повышением массовой доли NaCl в растворе до 5 % интенсивность испарения капель (характеризуется параметром  $\Delta R$  [4]) снижается в среднем на 10–20 % [4]. За счет снижения интенсивности испарения капель происходит уменьшение расходуемой энергии пламени и продуктов сгорания на испарение капель раствора NaCl. Наряду с этим при малых температурах газов (менее 550 К) наблюдается корреляция значения  $\tau$  для воды и раствора NaCl (рис. 2). Это связано с тем, что при прохождении капельным потоком расстояния 1 м (соответствует высоте используемого канала 12) в потоке продуктов сгорания капли не успевают прогреться до температур интенсивного парообразования. Поэтому в данном случае снижение температуры в следе капельного потока определяется сбиванием пламени горючей жидкости и снижением концентрации продуктов сгорания в следе капельного потока.

#### **Заключение**

В результате проведенных экспериментов установлено, что времена сохранения пониженных температур в следе аэрозоля воды и раствора NaCl могут достигать нескольких десятков секунд. Выполненные эксперименты показали определяющую роль процесса парообразования при формировании “температурных следов” аэрозолей (особенно в условиях высоких температур газов). Выделенные особенности для типичной огнетушащей жидкости (воды), а также раствора NaCl могут служить основой для разработки способа эффективного снижения температуры пожара (пламени и продуктов сгорания) в системах пожаротушения тонкораспыленной водой.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).*

#### **Литература**

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование эффективности распыления жидкости при тушении возгораний в помещениях // Безопасность жизнедеятельности. 2014. № 7. С. 38–42.
2. Корольченко Д.А., Громовой В.Ю., Ворогушин О.О. Применение тонкораспыленной воды для тушения пожаров в высотных зданиях // Пожаровзрывобезопасность. 2011. Т. 20, № 9. С. 54–57.
3. Саламов А.А. Современная система пожаротушения «водяной туман» высокого давления // Энергетик. 2012. № 3. С. 16–18.
4. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальные исследования влияния начальной температуры воды и содержания в ней примесей солей на интенсивность испарения в зоне пламени при подаче в виде крупных монолитных капель и тонкораспыленной струи. // Пожарная безопасность. 2014. №2. С. 93–98.

### **ОЦЕНКА РИСКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНОГО АГРЕГАТА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОБОРУДОВАНИЯ**

**Волков А.Э., Рудаченко В.А.**

*Старший преподаватель кафедры ТХНГ Рудаченко В.А.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Неожиданные перебои, время простоя и иные нарушения работы производства ведут к более высоким эксплуатационным расходам и являются основными проблемами в любом процессе эксплуатации. Техническое обслуживание, основанное на оценке рисков, помогает в разработке альтернативной стратегии, которая позволяет свести к минимуму поломки или сбои в процессе эксплуатации. Оценка рисков в производстве имеет большое значение при разработке стратегии по обслуживанию оборудования.

Данная стратегия состоит из 4 модулей: определение объемов исследуемых элементов, оценка рисков, анализ рисков, планирование расходов на техническое обслуживание. Снижение риска достигается за счёт принятия плана обслуживания, который не только повышает срок службы оборудования, но и уменьшает затраты на его техническое обслуживание.[1]

Анализ риска выполняется в следующих целях:

- определить все виды риска, связанные с эксплуатацией оборудования (в данной работе это центробежные насосы);
- показать, что при проектировании были предприняты все меры для снижения уровня риска поломки насосов;
- определить меры и ограничения, направленные на снижение уровня риска с учетом приведенных в регламенте видов опасностей, распространяющихся на насосы и их основные части ЦНС.

Для предупреждения поломки оборудования проводят технический осмотр, для восстановления исправности, работоспособности и ресурсов оборудования проводится ремонт. В соответствии с особенностями повреждений и износа составных частей оборудования, а также трудоемкостью ремонтных работ системой предусматривается проведение следующих видов ремонта: текущего (ТР); капитального (КР).

Текущий ремонт - это ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и состоящий в замене или восстановлении его отдельных узлов и деталей оборудования.

Текущий ремонт насосов проводится через каждые 2000 часов работы.

Основной причиной поломок насосов является износ его частей, к которым относятся: подшипники скольжения; прокладки уплотнителя; сальник; рабочее колесо; вал; гидропята; муфта; маслосистемы; шпильки; контактные кольца. Каждый элемент оборудования имеет свои параметры безотказной работы и, как следствие, характеристику вероятности безотказной работы. Без периодичной замены и шлифовки таких компонентов, как сальник, контактные кольца и т.д., которые проводятся каждые 2000 часов, ЦНС стремительно теряет свою надежность. По истечению 12000 часов проводится капитальный ремонт, в котором заменяют, шлифуют основные части центробежного насоса, такие как: вал, рабочие колесо и т.д.

На графике 1 отображена вероятность безотказной работы основных элементов ЦНС 180. Сальник при текущем ремонте, то есть через каждые 2000 часов работы, заменяется, поэтому кривая изменяется скачкообразно. По данным вероятности для каждого из элементов насоса высчитывается среднее значение, которое представляет собой вероятность безотказной работы самого ЦНС.[3,4]

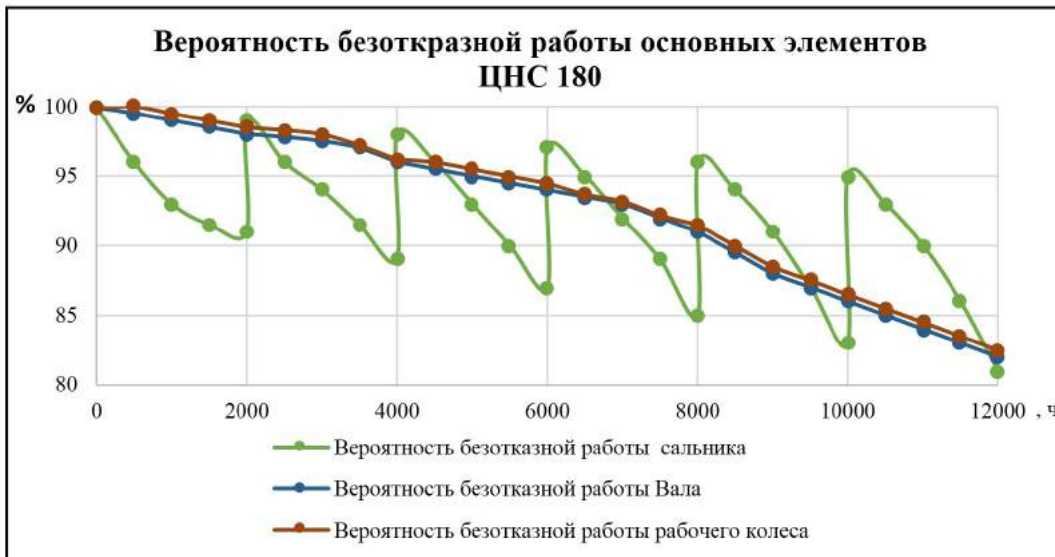


Рис. 1. Вероятность безотказной работы основных компонентов ЦНС 180

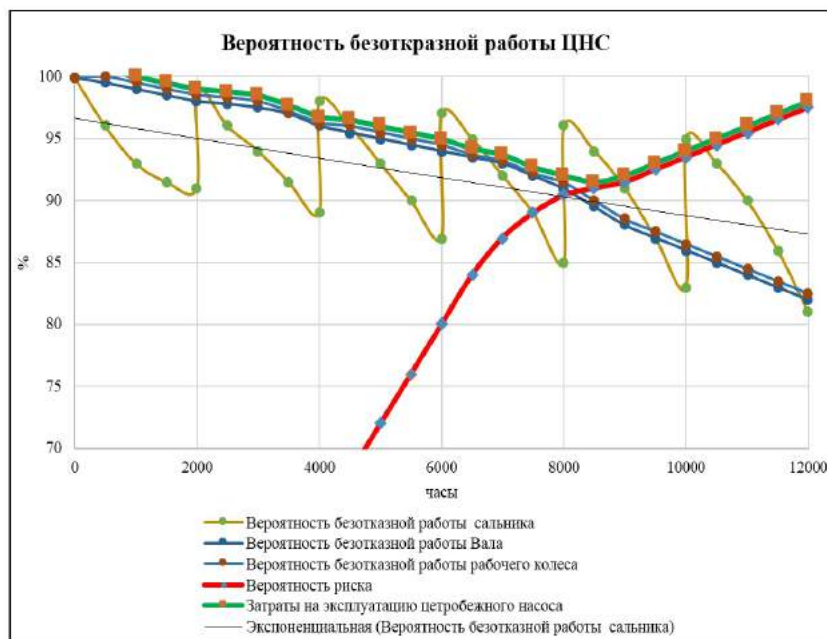


Рис. 2. Вероятность безотказной работы ЦНС 180 с графиком риска и затрат

В данной статье был рассмотрен только интервал капитального ремонта (12000 часов) и вероятность безотказной работы.

Подход к разработке программ технического обслуживания, основанный на снижении риска поломок при эксплуатации оборудования, не только увеличивает обеспечение надежности оборудования, но и уменьшает

расходы на техническое обслуживание, включая стоимость обслуживания в результате внезапного отказа. Данный подход будет способствовать безопасной эксплуатации оборудования.

#### Литература

1. Loganathan Krishnasamy, Faisal Khan, Mahmoud Haddara. Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. January, 2005. P. 69–81.
2. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций : РД 153-39ТН-008-96 : утверждено акционерной компанией «Транснефть» 27.12.1996 : ввод в действие с 1.01.1997. – Уфа : ИПТЭР, 1997. – 205 с.
3. Двигатели синхронные трехфазные СТД / Техническое описание и инструкция по эксплуатации ОВЖ.412.041 ТО. – Лысьва.
4. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: Справочное пособие. – М.: Недра, 1976.

### ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ГРУППЫ СВЭЛ

**А.М. Гончаренко, Н.М. Космынина**

*Научный руководитель доцент Н. М. Космынина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Работа любой электроэнергетической системы основывается на использовании электротехнического оборудования разного вида. Так, для преобразования напряжения одной системы переменного напряжения в другую или несколько других систем переменного напряжения и передачи больших потоков мощности используются силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Совокупности электрических аппаратов и токоведущих частей образуют распределительные устройства разного напряжения и вида (открытые, закрытые, комплектные) - КРУ, а при использовании определенного типа силового трансформатора - комплектные трансформаторные подстанции (КТП, КТПБМ-блочного-модульного исполнения).

Крупнейшим производителем электротехнического оборудования и их совокупностей (КРУ, КТП) является компания СВЭЛ - комплекс предприятий для производства современного электрооборудования

Продукция компании используется в таких предприятиях нефтегазовой промышленности, как ОАО «Роснефть», ОАО «Транснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть». Поставляет электротехническое оборудование для производителей буровых установок

В настоящее время группы предприятий «СВЭЛ» осуществляют поставки оборудования на такие крупные проекты ОАО «Газпром»), как «Северный поток», мегапроект «Ямал».

Проект «Северный поток» предусматривает сооружение газопровода от района Усть-Луга Ленинградской области, затем по дну Балтийского моря, затем на территорию Германии (Грайфсвальд). Для обеспечения передачи энергоносителя необходимо провести работы по модернизации существующих электрических станций и подстанций, сетевого оборудования [4].

Мега проект Ямал связан с масштабным освоением перспективного региона России, полуострова Ямал [3]. На Ямале открыты мощные газовые, нефтегазоконденсатные месторождения. Это крупнейший регион добычи газа - 80% российского и около 16% мирового объема. Для энергообеспечения района ведется строительство тепловой электростанции «Полярная» и высоковольтной линии 110 кВ для выдачи мощности в тюменскую энергосистему.

Одним из видов электротехнического оборудования, выпускаемых СВЭЛ, являются измерительные трансформаторы тока.

Измерительные трансформаторы тока - обязательные электрические аппараты для любого учета электроэнергии, включая коммерческий. Точное измерение тока в цепях – это необходимое условие для улучшения качества электроснабжения. Кроме того, это необходимые электрические аппараты для контроля, автоматизации, регулирования, защиты и диспетчеризации всех инженерных систем

Характеристики выпускаемого оборудования приведены в таблице 1 [2].

При разработке измерительных трансформаторов применяются инновационные подходы и опыт ведущих производителей данного оборудования, что позволяет производить трансформаторы с высокой степенью надёжности и точностью измерений.

Погрешность трансформатора тока во многом определяется его конструкцией, то есть такими параметрами, как геометрические размеры и форма магнитопровода, количество витков и сечение провода обмотки. Кроме того, одним из наиболее важных факторов, влияющих на погрешность трансформатора, является материал магнитопровода. Зависимость погрешности трансформатора от первичного тока нелинейна, поскольку напрямую зависит от характеристики намагничивания магнитопровода, которая для магнитных электротехнических материалов также нелинейна. Поэтому требования к классам точности представляют собой некий диапазон, в который должны укладываться погрешности трансформатора. Чем выше класс точности, тем уже диапазон. Разница же между класса ми 0,5 и 0.5 S (или 0,2 и 0.2 S ) состоит в том, что погрешность обмотки класса 0,5

не нормируется ниже 5% номинального тока. Именно при таких токах происходит недоучет электроэнергии, который можно сократить в несколько раз, применяя трансформаторы классов точности 0.5 S и 0.2 S [5].

**Таблица 1**

**Характеристики измерительных трансформаторов в тока СВЭЛ**

Параметр	Значение (описание)
Тип (в типе указывается конструктивное исполнение, вид изоляции) [1]	ТОЛ – трансформатор опорный с литой изоляцией ТПОЛ – трансформатор проходной опорный с литой изоляцией ТПЛ – трансформатор проходной с литой изоляцией ТШЛ – трансформатор шинный с литой изоляцией
Напряжение	от 0,66 кВ (сети потребителей) до 220 кВ (сети энергосистемы)
Число вторичных обмоток	от 1 до 4
Классы точности обмоток для устройств релейной защиты и автоматики	5P, 10P
Классы точности обмоток для измерения тока (измерительные обмотки)	0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 0,2S; 0,5S; 1,0; 3,0; 10,0
Вид установки	Внутренняя установка Наружная установка

Для изготовления магнитопровода измерительных трансформаторов используется высококачественная анизотропная электротехническая сталь с низкими удельными потерями, что позволяет добиться высокой точности трансформатора при малых первичных токах и получать классы точности 0.5 S и 0.2 S .

Магнитопровод производится на намоточном станке, после чего подвергается термообработке для улучшения характеристик и отправляется на резку. Резка магнитопровода осуществляется на ленточнопильном станке, обеспечивая высокую точность реза, которая необходима для сохранения высокого класса точности. После изготовления каждый магнитопровод проходит проверку на специализированной испытательной станции. Каждый магнитопровод трансформатора тока устанавливается в защитный пластиковый кожух, что позволяет исключить вероятность выхода трансформатора из класса точности в процессе изготовления и эксплуатации.

Следующим этапом процесса производства трансформатора тока является намотка катушек трансформатора. Намотка обмоток идет на полностью автоматизированном оборудовании под контролем высококвалифицированного персонала. На данном этапе наматываются обмотки и накладывается изоляция и защитный бандаж. Современные разработки позволяют изготавливать трансформаторы тока с количеством обмоток до четырех. При этом комбинации классов точности обмоток могут быть самыми различными и удовлетворять любые запросам клиентов.

После намотки обмотки измерительных трансформаторов отправляются на метрологические испытания для проверки их коэффициента трансформации и класса точности. Класс точности каждой обмотки выбирается, в первую очередь, исходя из ее назначения. Все обмотки испытываются индивидуально, и для каждой из них предусмотрена своя программа испытаний [1]. Так, обмотки, предназначенные для коммерческого учета электроэнергии классов точности 0,5 S ,0,2 S -проверяются по пяти точкам в диапазоне от 1 % до 120% от номинального тока. Обмотки для измерений классов 0,5, 0,2 и редко используемого класса 1 испытываются на соответствие ГОСТ по четырем точкам - от 5% до 120%. И, наконец, обмотки, предназначенные для защиты (ЮР и 5P) всего по трем точкам - 50%, 100% и 120% номинального тока. Такие обмотки должны соответствовать классу точности «3».

На этапе сборки активной части трансформатора тока, вторичные обмотки стягиваются хомутами, при этом измерительная и защитная обмотки изолируются шайбой из электротехнического картона. Далее происходит сборка вторичных обмоток с первичным витком и припайка к контактам.

Затем трансформаторы отправляются на участок сборки заливочных форм, где устанавливаются в формы для заливки компаундом. Конструкция заливочных форм обеспечивает точное соблюдение изоляционных расстояний внутри трансформатора. После того как формы собраны, они отправляются в проходные печи для прогрева.

Прогретые формы с активными частями трансформатора устанавливаются в заливочную камеру, в которой создается глубокий вакуум. Процесс полностью автоматизирован. Заливочная линия определяет и дозирует необходимое количество компаунда, с точностью до 5 г.

В основе надежной и длительной работы измерительных трансформаторов с литой изоляцией лежат технология их заливки эпоксидными компаундами и сами типы применяемых компаундов. Измерительные трансформаторы СВЭЛ заливаются в открытые формы в среде глубокого вакуума.

Вероятность возникновения скрытых внутренних дефектов изоляции трансформаторов исключена благодаря специальной конструкции формы с открытой верхней частью и индивидуальному подбору режимов заливки для каждого типа трансформатора.

Используемые технологии позволяют выпускать оборудование с различными видами изоляции, например для 110 кВ используется литая изоляция. Данный вид изоляции способен выполнить полную герметичность трансформатора, что ведет к надежности и минимальному объему необходимых работ при обслуживании оборудования, находящегося в работе.

Также следует отметить, что электротехническое оборудование, выпускаемое СВЭЛ, способно работать в

сложных условиях, в том числе и погодных.

#### Литература

1. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 29 с.
2. Измерительные трансформаторы [Электронный ресурс] // ГруппаСвердловскЭлектро «СВЭЛ»: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://svel.ru/ru/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
3. Мегапроект «Ямал» [Электронный ресурс] // Газпром: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/>, свободный. –Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
4. Северный поток [Электронный ресурс] // Газпром: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/active/nord-stream/>, свободный. –Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
5. Электрические аппараты : учебное пособие для вузов / Е. Ф. Щербаков, Д. М. Александров. — Москва: Инфра-М Форум, 2015. — 302 с.

### ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПА ТЕПЛОВОГО НАСОСА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОФРАКЦИОНИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ ГФУ-2

А.А. Губских

*Научный руководитель старший преподаватель О.А. Реутова*

*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,  
г. Москва, Россия*

В «Основных положениях энергетической стратегии России», утверждённых правительством РФ, главной целью является определение путей и условий наиболее эффективного использования энергетических ресурсов. Одной из основных задач на сегодня является максимальное использование возможностей нетрадиционной энергетики.

Актуальность данной работы определяется наличием большого количества вторичных источников энергии на производстве, которые необходимо грамотно использовать для получения наибольшей экономической выгоды [3].

Целью данного проекта является снижение энергозатрат на установке ГФУ-2.

Задачи проекта:

1. Рассмотреть варианты внедрения тепловых насосов на компьютерной модели установки
2. Рассчитать оборудование из которого состоят тепловые насосы
3. Дать технико-экономическое обоснование выбранному варианту реконструкции

Тепловые насосы парокомпрессионного и абсорбционного типов в промышленных и экономически развитых странах используются достаточно широко. Они доказали свою экологическую и энергетическую эффективность [2]. В настоящее время в РФ наблюдается повышенный интерес к тепловым насосам [6]. Это связано, в первую очередь, с ростом цен на энергоносители и проблемами экологии.

Установка ГФУ состоит из сырьевого парка, блока подготовки сырья, блока отделения сухого газа, разделения пропан-бутановой, бутановой и изопентановой фракций.

Была построена компьютерная модель всей установки ГФУ-2, которая хорошо согласуется с опытными данными с производства. Относительная погрешность моделирования не превышает 2,0%. На данной модели проведён анализ возможности интеграции теплового насоса. Тепловые насосы в процессах газофракционирования целесообразно использовать при соблюдении следующих эвристических параметров: незначительной разнице температур между низкопотенциальным потоком и подогреваемым контуром [4, 6], низких температурах верха колонны (не более 70 °С) [5, 8], достаточной чистоте греющего потока, больших энергозатратах на разделение [4, 6, 8].

Выяснено, что наиболее эффективно осуществить реконструкцию возможно в бутановом блоке, так как данный блок подходит по всем рекомендуемым эвристическим параметрам.

В бутановом блоке разделения (колонны К-5 и К-5А) происходит отделение н-бутана от изобутана. Для обеспечения нижнего циркуляционного орошения колонны К-5 используется поток н-бутана с подогревом его водяным паром. Для соблюдения технологического режима необходима подача 14,7 т/ч перегретого водяного пара в кипятильник Т-7 колонны К-5. В свою очередь, тепло потока, выходящего с верха колонны К-5А, безвозвратно теряется, рассеиваясь в окружающую среду.

Предлагается использование тепла потока изобутановой фракции, отходящего с верха колонны К-5А, для обогрева нижнего циркуляционного орошения колонны К-5, путём внедрения комплекса теплового насоса.

Рассмотрение вариантов интеграции двух видов тепловых насосов, парокомпрессионного (ПКТН) и абсорбционного бромисто-литиевого (АБТН) [1, 7], было выполнено в моделирующей программе UniSim Design. В результате поэтапно была построена модель установки газофракционирования ГФУ-2, в частности, бутановый блок разделения изобутановой фракции.

Бутановый блок разделения был смоделирован по трём вариантам – одному базовому и двум с интеграцией различных видов тепловых насосов. В результате внедрения ПКТН, расход водяного пара снижается с 14,7 т/ч

до нуля, расход электроэнергии возрастает на 1500 кВт·ч за счёт введения в эксплуатацию компрессионной установки. При внедрении АБТН, расход водяного пара снижается с 14,7 до 6,9 т/ч, энергопотребление возрастает на 600 кВт·ч за счёт введения в эксплуатацию насосного оборудования. Результаты преобразований представлены в таблице 1, экономическое обоснование представлено в таблице 2.

**Таблица 1**

**Результаты преобразований**

Параметры	Схема	
	ПКТН	АБТН
Экономия пара, т/ч	14,7	7,8
Увеличение энергопотребления на новое оборудование, кВт·ч	1500	600
Экономия денежных средств, млн. руб./г	63,7	38,3
Сумма капитальных затрат, млн. руб.	191,2	170,2

**Таблица 2**

**Экономическое обоснование проектов**

Параметры	Схема		Единица измерения
	ПКТН	АБТН	
Чистый дисконтированный доход (NPV)	164,1	43,2	млн. руб.
Срок окупаемости дисконтированный (DPP)	4,4	8,4	лет
Внутренняя норма доходности (IRR)	32,8	21,2	%
Индекс рентабельности (PI)	1,9	1,3	
Ставка дисконтирования	16		%
Расчётный период	15		лет

Технико-экономическая оценка двух вариантов реконструкции показала, что наиболее экономически эффективным является первый вариант с периодом окупаемости 4,4 года и экономией 63,7 млн. руб./год. Таким образом, обоснована интеграция парокompрессионного теплового насоса, которая позволит повысить энергоэффективность установки.

**Литература**

1. Горшков В.Г. Тепловые насосы. Аналитический обзор // Справочник промышленного оборудования – 2008. – № 2.
2. Дзино А.А., Малинина О.С. Тепловые насосы и термотрансформаторы: Учебно-методическое пособие. СПб.: Университет ИТМО, 2015. – 68 с.
3. Захаров М.К. Энергоемкость и энергосбережение процессов ректификации, 1 часть // Энциклопедия инженера – химика, 2009. – №1. – С. 18 – 26.
4. Захаров М.К. Способы энергосбережения при проведении энергоемких технологических процессов // Технологии нефти и газа, 2006. – №1. – С. 63 – 72.
5. Захаров М.К., Аббаси М.К., Зверева Е.Н. Оценка качества разделения и затрат тепловой энергии в процессах ректификации // Вестник МИТХТ, 2013. – Т. 8. – №2. – С. 34 – 38.
6. Коновалов В.И., Гатапова Н.Ц. Основные пути энергосбережения и оптимизации в тепло- и массообменных процессах и оборудовании // Вестник ТГТУ, 2008. – Т. 14. – № 4. – С. 796 – 811.
7. Мартыновский В.С. Тепловые насосы. М. – СПб.: Государственное энергетическое издательство, 2005.
8. Трубаев П.А. Тепловые насосы: Учеб. пособие – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. – 142 с.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub> ПРИ СЖИГАНИИ ОТХОДОВ  
УГЛЕПЕРЕРАБОТКИ**

**М.А. Дмитриенко, А.Г. Косинцев**

**Научный руководитель П.А. Стрижак, д. ф.-м. н., профессор каф. АТП, ЭНИН, ТПУ  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Парниковые газы – ключевая экологическая и социальная проблема мирового сообщества [1]. На протяжении многих лет лидерами [2] по этому показателю являются США, Китай, Индия, Евросоюз, Россия. Более половины выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу приходится на энергетические предприятия. Такая тенденция обусловлена активным сжиганием энергоресурсов (самым опасным является уголь). Но традиционно при разработке новых и совершенствовании существующих технологий сжигания топлив основное внимание уделяется не CO<sub>2</sub>, а более опасным выбросам, например, NO<sub>x</sub> и SO<sub>x</sub> [2, 3]. С выбросами NO<sub>x</sub> и SO<sub>x</sub> мировое научное сообщество пытается бороться за счет применения водоугольных (ВУТ) и организоводоугольных (ОВУТ) топливных композиций [4, 5]. Поэтому целесообразно провести экспериментальное определение концентраций выбросов CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и SO<sub>x</sub> при сжигании типичных для России, Китая и Индии кеков.

В настоящей работе приводятся впервые полученные результаты непосредственного определения концентраций  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$  при сжигании кеков [6, 7] типичных марок каменных углей («Д», «К», «СС», «Т», «Г»), обогащаемых на фабриках Кемеровской области, Россия.

Размеры твердых частиц кеков составляли 100–150 мкм. Увлажненные кеки по сути представляют из себя уже готовые суспензии ВУТ (так как в ВУТ, как правило, концентрация угля составляет от 40 % до 60 %). Как следствие, в настоящей работе аналогично методикам [6, 7] проводилось перемешивание каждого кекса с добавлением пластификатора (относительная массовая концентрация 1 %).

Интерес представляет сравнение условий и экологических индикаторов сжигания кеков в составе ОВУТ. Для этого в смесь кеков с пластификатором добавлялась горючая жидкость. На основе экспериментов [6, 7] в качестве горючих компонентов были выбраны мазут и отработанное турбинное масло. В настоящей работе исследованы процессы и результаты сжигания двух групп суспензий ОВУТ: первая – «кек – 89 %, мазут – 10 %, пластификатор – 1 %»; вторая – «кек – 89 %, отработанное турбинное масло – 10 %, пластификатор – 1 %». Масса сжигаемой навески топлива во всех экспериментах составляла 1 грамм.

Использовалась камера сгорания [7] в виде цилиндра из кварцевого стекла. Температура в камере варьировалась в диапазоне от 500 °C до 1000 °C. Специализированным газоанализатором Testo 340 проводилась регистрация концентраций основных продуктов сгорания исследуемых топлив.

На рис. 1 и 2 приведены основные результаты проведенных измерений.

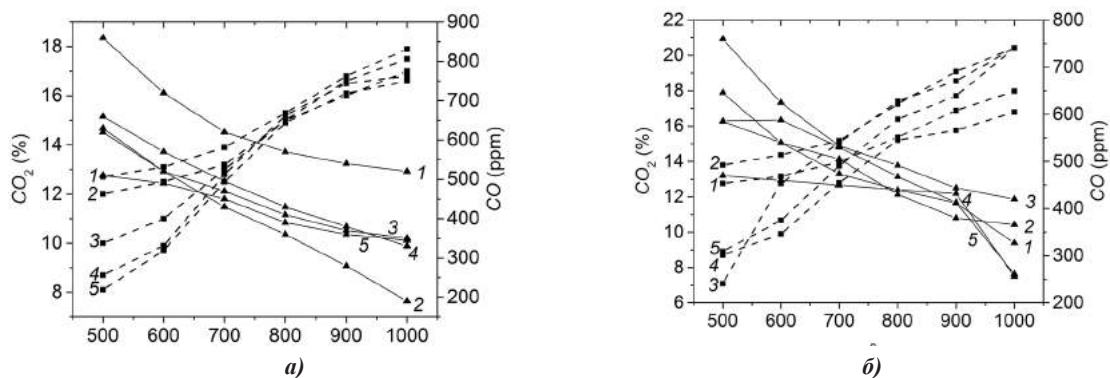


Рис. 1. Зависимости максимальных концентраций  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  от температуры при сжигании кеков (а) и ОВУТ (фильтр-кек в исходном железном состоянии, 10 % мазута) (б): 1 – фильтр-кек «СС»; 2 – фильтр-кек «К»; 3 – фильтр-кек «Г»; 4 – фильтр-кек «Т»; 5 – фильтр-кек «Д»

Анализ полученных экспериментальных данных позволяет сделать несколько ключевых выводов. Во-первых, на рис. 1, а хорошо видно, что с ростом температуры сжигания концентрации  $\text{CO}_2$  для всех исследованных кеков становятся практически идентичными. Это говорит о том, что разные свойства угольных компонентов практически не влияют на выбросы основного парникового газа  $\text{CO}_2$  при высоких температурах горения. Во-вторых, на рис. 1, а можно отметить три характерных участка: 500–750 °C, 750–850 °C, 850–1000 °C. На всех зависимостях  $\text{CO}_2$  (рис. 1) в диапазоне температур 750–850 °C хорошо видна точка перегиба. До этой точки концентрации  $\text{CO}_2$  нелинейно растут (500–750 °C), а после (850–1000 °C) переходят к стадии насыщения. Аналогичные заключения по перегибу кривых можно сделать для  $\text{CO}$  на рис. 1. Установленные точки перегиба на рис. 1, а и б чрезвычайно важны для последующего анализа и развития экологически чистых технологий сжигания твердых топлив или суспензий, приготовленных с применением твердых топлив и продуктов их переработки.

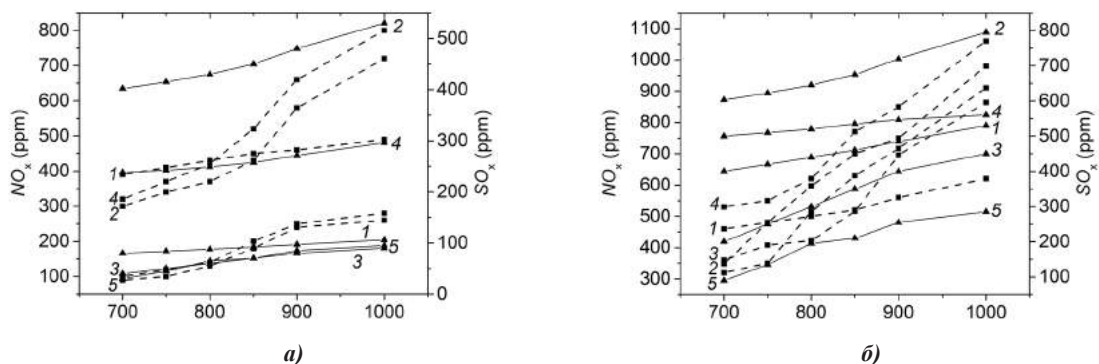


Рис. 2. Зависимости максимальных концентраций  $\text{SO}_x$  и  $\text{NO}_x$  от температуры при сжигании кеков (а) и ОВУТ (фильтр-кек в исходном железном состоянии, 10 % мазута) (б): 1 – фильтр-кек «СС»; 2 – фильтр-кек «К»; 3 – фильтр-кек «Г»; 4 – фильтр-кек «Т»; 5 – фильтр-кек «Д»



В-третьих, для условий относительно низких температур сжигания (до точек перегиба на рис. 1, а) свойства кеков играют существенную роль при определении концентрацией  $\text{CO}_2$ , а также других вредных выбросов. В частности, установлено (рис. 2, а и б), что отходы углерепереработки с малыми влажностью и содержанием летучих [7] приводят к росту  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$ . Этот результат позволяет сделать заключение о том, что для кеков, содержащих больше органической части углеродного остатка, особенно важен низкотемпературный режим сжигания, т.е. смещение температуры горения в область до точки перегиба на рис. 1, а. В случае большого содержания летучих (например, для кека Г [7]). Температуры сжигания можно несколько повышать относительно остальных кеков, так как этот фактор не изменит существенно объемы  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ . В-четвертых, применение технологий ВУТ и ОВУТ не снижает выбросы  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  по сравнению с пылеугольным сжиганием. Основное преимущество таких технологий заключается только в том, что снижаются (в несколько раз) выбросы оксидов серы и азота. В тоже время из рис. 2, а и б можно сделать вывод о том, что концентрации  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$  для ВУТ (на примере кеков) меньше, чем ОВУТ. Это обусловлено тем, что при добавлении в состав топливной суспензии жидкого горючего компонента (например, мазута или турбинного масла) даже в небольшом количестве (10 % по относительной массовой концентрации) возрастает доля горючего в топливной смеси. Как следствие, рост концентраций вредных выбросов для суспензий ОВУТ по сравнению с ВУТ неизбежен.

*Исследования выполнены за счет средств программы развития Национального исследовательского Томского политехнического университета в числе ведущих университетов мира (проект ВИУ\_ЭНИН\_25\_2016).*

#### Литература

1. Key World Energy Statistics. International Energy Agency, 2015. 81 p.  
[Abas N., Khan N.](#) Carbon conundrum, climate change,  $\text{CO}_2$  capture and consumptions // *Journal of  $\text{CO}_2$  Utilization*, 2014. – V. 8. – P. 39–48.
2. Bilgen S. Structure and environmental impact of global energy consumption // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. – V. 38. – P. 890–902.
3. Shen Y., Sun T., Jia J. A novel desulphurization process of coal water slurry via sodium metaborate electroreduction in the alkaline system // *Fuel*, 2012. – V. 96. – P. 250–256.
4. Jianzhong L., Ruikun W., Jianfei X., Junhu Z., Kefa C. Pilot-scale investigation on slurring, combustion, and slagging characteristics of coal slurry fuel prepared using industrial waste liquid // *Applied Energy*, 2014. – V. 115. – P. 309–319.
5. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Chernetskii M.Yu. Organic Coal-Water Fuel: Problems and Advances (Review) // *Thermal Engineering*, 2016. – V. 63. – № 10. – P. 707–717.
6. Glushkov D.O., Lyrschikov S.Yu., Shevryev S.A., Strizhak P.A. Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // *Energy&Fuels*, 2016. – V. 30. – № 4. – P. 3441–3450.

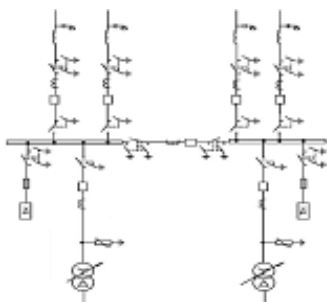
### АНАЛИЗ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИИ «БЕЛОЗЕРНАЯ» В.А. Душечкин, Н.М. Космынина

*Научный руководитель доцент Н. М. Космынина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Белозёрная группа подстанций (ГПС) состоит из четырех подстанций: Белозёрная, Мирная, Надежда и Космос, - находящихся в подчинении магистральных электрических сетей Западной Сибири (МЭС Западной Сибири) [1]. Территориально подстанции расположены в Нижневарттовском районе. По выполняемым функциям являются транзитными, передают энергию для нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводов, а также в населённые пункты.

На подстанции «Белозерная» имеется три открытых распределительных устройства (ОРУ): ОРУ -500; ОРУ – 220 кВ; ОРУ – 110 кВ. С ОРУ – 500 кВ электроэнергия поступают из энергосистемы (с Нижневарттовской ГРЭС) и далее на напряжениях 220 кВ и 110 кВ передается в другие отдаленные



центры электропотребления. Закрытое распределительное устройство ЗРУ - 6 кВ служит для электроснабжения внутренних и ближних внешних потребителей.

Каждое распределительное устройство имеет свою схему электрических соединений, обладающих рядом свойств.

ЗРУ – 6 кВ выполнено по схеме, состоящей из двух стандартных схем: одна рабочая секционированная система сборных шин (рис.1).

*Рис. 1. Схема электрических соединений ЗРУ-6 кВ*

Каждая стандартная часть является самой простой, надежной и экономичной [3]. Оперативные переключения по вводу (выводу) из работы присоединений однотипны и просты. При включенном секционном выключателе и его отказе или повреждении возможно полное погашение всего РУ. Для устранения этой ситуации возможна установка второго последовательно включенного выключателя, но данное мероприятие нецелесообразно с технико-экономических позиций. Поэтому принято другое решение: схема дополнена еще такой же частью без связи с первой одной секционированной системой сборных шин.

ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 110 кВ выполнены по схеме (рис.2): две рабочие системы сборных шин с обходной системой сборных шин [2]. Характеристики схемы приведены в таблице 1.

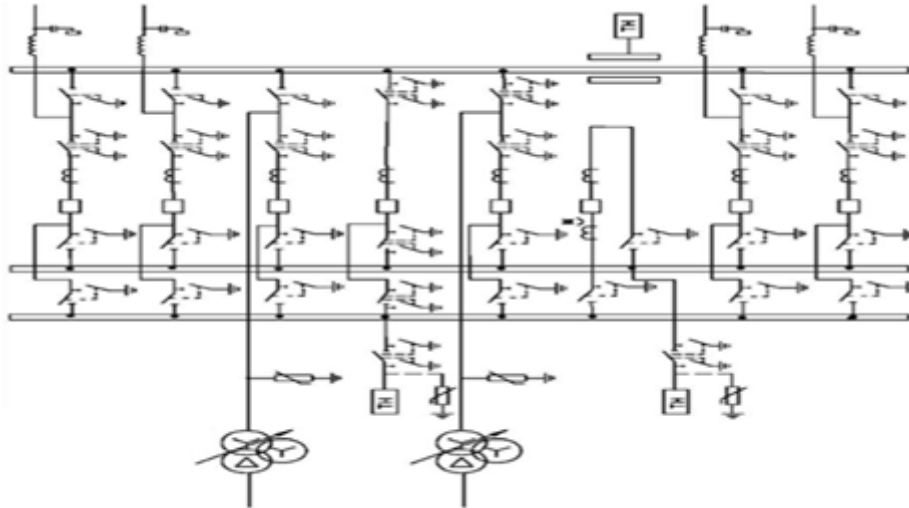


Рис. 2. Схема электрических соединений ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ

Таблица 1

Характеристика схемы электрических соединений ОРУ – 220 кВ, ОРУ – 110 кВ

Достоинства	Недостатки
При отказе нормально включенного шиносоединительного выключателя возможно полное погашение распределительных устройств	Большое количество разъединителей и их заземляющих ножей - четыре и пять соответственно на каждом присоединении
При оперативных переключениях сборные шины имеют непосредственную электрическую связь на развилках из шинных разъединителей, и при возникновении отказов возможно полное погашение распределительного устройства.	
Гибкая фиксация присоединений по системам сборных шин	

Большой интерес представляет схема электрических соединений ОРУ – 500 кВ (рис. 3).

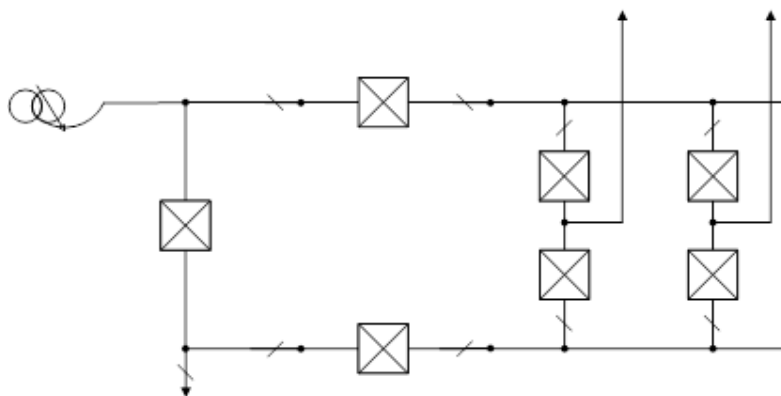


Рис. 3. Схема электрических соединений ОРУ-500 кВ

Схема выполнена комбинированной. Имеется четыре присоединения: один автотрансформатор, три линии. Стандартной является схема четырехугольник, характеристики которой приведены в таблице 2 [2].

**Таблица 2**

**Характеристика схемы электрических соединений «Четырехугольник»**

Достоинства	Недостатки
При отказе любого выключателя отключается не более одной линии и одного автотрансформатора. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции	Сложный выбор трансформаторов тока, выключателей, разъединителей, устанавливаемых в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется.
Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.	Релейная защита должна выбираться в этих схемах с учетом возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.
Минимизированы отказы по вине персонала.	

Подключение автотрансформатора осуществляется по схеме четырехугольник; линии подключены по схеме «Две рабочие системы сборных шин с двумя выключателями на присоединение», что увеличивает надежность приема электроэнергии от энергосистемы [3].

**Литература**

1. Структура компании [Электронный ресурс] // Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы (ПАО «ФСК ЕЭС»): офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/about/structure/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
2. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Стандарт организации. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. - ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. - 28 с.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина. — Москва: Изд-во МЭИ, 2015. — 296 с.: ил.

**ХАРАКТЕРИСТИКИ МИНИ – ТЭЦ РОССИИ**

**А.М. Макаров, Н.М. Космынина**

**Научный руководитель доцент Н. М. Космынина**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Электроснабжение предприятий нефтяной и газовой промышленности осуществляется от электростанций разного вида. Тепловые (ТЭС), гидравлические (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) являются крупными энергетическими узлами энергосистемы с большой установленной электрической мощностью.

Тепловые электростанции производят электроэнергию за счет сжигания топлива, получения тепловой энергии и последующего ее преобразования. В качестве топлива для ТЭС в основном используются газ, уголь. Разновидностью тепловых электростанций являются теплофикационные – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), вырабатывающая электроэнергию и тепло. Они сооружаются в центрах городов, обеспечивая близко расположенные тепловые потребители.

Основными энергетическими агрегатами ТЭЦ являются парогенератор и турбогенератор. При сгорании топлива вода в парогенераторе нагревается до нескольких сот градусов и превращается в пар. Пар под давлением подается в турбину, лопасти турбины вращаются, вал турбины жестко связан с ротором турбогенератора – ротор турбогенератора вращается. При работе системы возбуждения генератор вырабатывает электрический ток.

В соответствии с [1] на ТЭЦ могут использоваться паровые турбины нескольких типов: конденсационные (типа К); теплофикационные с отборами пара трех типов: с производственным отбором (П), на теплофикацию (Т) и с комбинацией производственного и отопительного отборов (ПТ); а также противоаварийные турбины (Р, ПР, ТР).

Для производство электроэнергии на ТЭЦ используются турбогенераторы средней мощности, электрические характеристики некоторых из них приведены в таблице 1 [5]

**Таблица 1**

**Характеристики турбогенераторов ТЭЦ**

Тип генератора	Номинальные параметры		
	Активная мощность, МВт	Полная мощность, МВ*А	Напряжение обмотки статора, кВ
ТВВ-160-2ЕУЗ	160	188,2	18
ТВФ-120-2УЗ	100	125	10,5
ТЗВ-110-2УЗ	110	137,5	10,5

В типе турбогенераторов указываются охлаждающие среды для основных конструктивных частей машины: ТЗВ – водяное непосредственное охлаждение обмоток (ротора и статора) и водяное косвенное охлаждением водой массива статора; ТВФ – обмотка ротора: непосредственное водородное охлаждение, обмотка статора: водородное косвенное; ТВВ – обмотка статора: непосредственное водяное, обмотка ротора: непосредственное водородом.

Передача электроэнергии от ТЭЦ к удаленным потребителям осуществляется по линиям электропередачи при напряжениях 110-220 кВ, которые значительно отличаются от генераторных напряжений.

Повышение напряжения необходимо для передачи электроэнергии на большие расстояния. Для понижения напряжения до требуемого уровня потребителя используются силовые трансформаторы, что является необходимым для транспортировки электроэнергии, получаемой на электростанциях, на значительные расстояния.

Технико-экономические расчеты показывают, что преимущества производства тепла и электричества на базе ТЭЦ (комбинированное производство) и далее централизованное теплоснабжение характеризуется значительными потерями тепла в протяженных теплосетях [4], кроме того растут затраты на а также сооружение, ремонт, эксплуатацию.

В работе [3] указывается, что самые лучшие ГРЭС и котельные могут обеспечить повышение КПД от 1 до 3%, а работающие в конденсационном режиме максимум 5%. В тоже время когенерация - одновременная выработка и потребление электрической и тепловой энергии позволяют увеличить рост КПД использования топлива в 1.7-2 раза.

Наибольшие потери при централизованном электро и теплоснабжении происходят в процессе производства и при транспортировке электроэнергии и тепла потребителям. Эти потери определяются как естественными (нормативными), так и аварийными ситуациями.

Как правило, предприятия нефте-газодобывающей промышленности находятся на слишком большом расстоянии от центров установки традиционных ТЭЦ, что приводит к недопустимо большим потерям напряжения, тем более тепла, поэтому необходима разработка иных источников энергии с особым требованием автономной работы.

Одним из возможных решений существующего положения является использование мини – ТЭЦ, структурная тепловая схема которой приведена на рис. 1. На схеме использованы следующие обозначения : ТО1...ТО4 – теплообменники; Р1, Р2 – радиаторы; К1...К5 – регулирующие клапаны; Н1, Н2 – насосы, БП1...БП5 – байпасные линии, ТК – турбокомпенсатор; ПС – продукты сгорания.

Стандартная схема мини-ТЭЦ содержит двигатель, электрогенератор, теплообменники (для охлаждения воды, масла, выхлопных газов).

На структурной схеме теплоснабжения можно выделить четыре контура: контур охлаждения двигателя; схема циркуляции продуктов сгорания; схема охлаждения дополнительно подаваемого воздуха, схема циркуляции для теплоносителя.

1. Теплообменник ТО1, байпас БП3, регулирующий клапан К3, радиатор Р1 – контур охлаждения двигателя, необходимого для для вращения вала электрогенератора;
2. Схема циркуляции продуктов сгорания включает байпас БП4, регулирующий клапан К4
3. Схема охлаждения воздуха представлена на схеме теплообменником ТО4, радиатором Р2, циркуляционным насосом Н2.
4. Схема циркуляции для теплоносителя состоит из теплообменника ТО2, байпаса БП2, регулирующего клапана К2

Также имеется внешний контур теплоснабжения, состоящий из теплообменника ТО3, байпаса БП5 и регулирующего клапана К5.

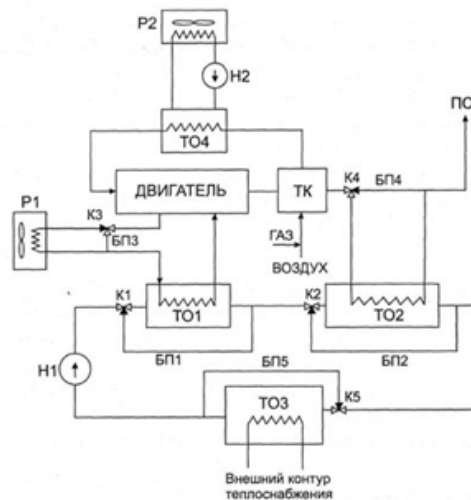


Рис. 1. Структурная тепловая схема мини - ТЭЦ

В качестве двигателя на ТЭЦ могут использоваться газопоршневые, газотурбинные или дизельные агрегаты. В основе работы газопоршневого двигателя (ГПД) лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания, который является тепловой машиной с преобразованием химической энергии сгорающего в рабочей зоне топлива в механическую работу. Как правило, применяется жидкое или газообразное углеводородное топливо.

Ниже приведены примеры некоторых мини-ТЭЦ в России [2]:

- мини-ТЭЦ г. Руза, Московская область, установленная мощность 1,9 МВт;
- мини-ТЭЦ «Северная», о. Русский, г. Владивосток, установленная мощность 3,6 МВт.
- мини-ТЭЦ «Белый Ручей», Вологодская область, установленная мощность 6 МВт;
- мини-ТЭЦ «Океанариум», о. Русский, г. Владивосток, установленная мощность 13,2 МВт;
- мини-ТЭЦ «Центральная» о. Русский, г. Владивосток, установленная мощность 33 МВт.

#### Литература

1. ГОСТ 3618-82 Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов. Типы и основные параметры. ИПК: Издательство стандартов, 1982; переиздание, 1990.
2. Деятельность Системного оператора [Электронный ресурс] // Системный оператор Единой энергетической системы: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016)
3. Оценка эффективности работы мини – ТЭЦ на базе газопоршневых установок [Электронный ресурс] // Журнал «Современная наука: актуальные проблемы теории и практики: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.nauteh-journal.ru/index.php/---etn13-11/1059-a/>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016)
4. Трухний А.Д. Основы современной энергетики. - М.: МЭИ, 2003. - 376 с.:илл.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.

### СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ КЛИМАТИЧЕСКОЙ КАМЕРОЙ

**А.Г. Нугай**

**Научный руководитель: доцент, Е.В. Кравченко**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия**

Объектом автоматизации является климатическая камера. Климатическая камера — камера, позволяющая моделировать агрессивное воздействие окружающей среды и применяемая в научно-исследовательских целях. Данная камера снабжена системой нагрева, охлаждения и увлажнения воздуха [1]

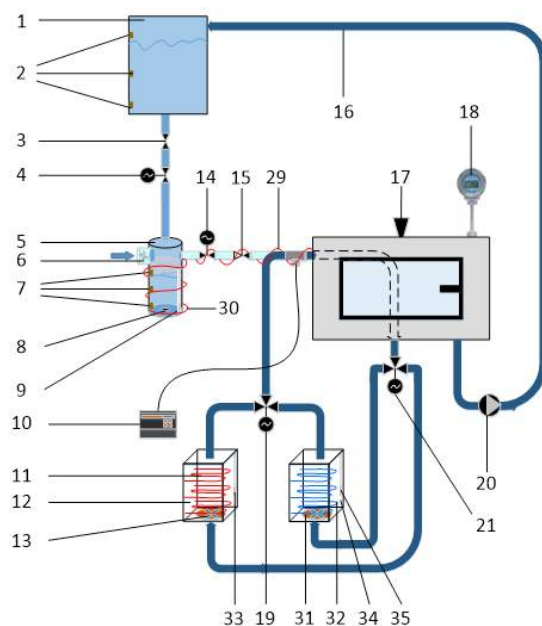


Рис. 1. Климатической камеры (вид снаружи)

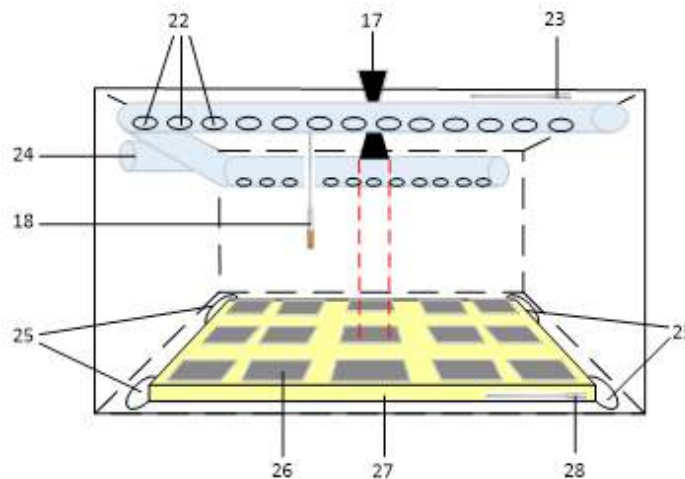


Рис. 2. Эскиз климатической камеры (вид внутри)

Пояснения к рисунку 1 и 2: 1 – бак длительного хранения воды; 2 – реле уровня; 3 – отсечной клапан; 4 – клапан с электроприводом; 5 – бак подготовки влажного воздуха; 6 – нагнетатель воздуха; 7 – реле уровня; 8 – ультразвуковой пьезоэлемент; 9 – датчик температуры; 10 – расходомер; 11 – ТЭНы; 12 – камера подготовки горячего воздуха; 13 – нагнетатель воздуха; 14 – клапан с электроприводом; 15 – обратный клапан; 16 – дренажный тракт; 17 – пирометр; 18 – датчик влажности; 19 – трёхходовой клапан с электроприводом; 20 – дренажный насос; 21 – трёхходовой клапан с электроприводом; 22 – перфорация патрубка подачи воздуха; 23 – датчик температуры; 24 – патрубок подачи воздуха; 25 – патрубки забора воздуха; 26 – датчик температуры поверхности; 27 – керамическая подложка; 28 – датчик температуры; 29, 30 – теплопутник (греющий кабель); 31 – нагнетатель воздуха в камеру подготовки холодного воздуха; 32 – морозильный контур; 33 – датчик температуры; 34 – камера подготовки холодного воздуха; 35 – датчик температуры [2].

Принцип действия климатической камеры

Бак 1 предназначен для длительного хранения воды. Реле уровня 2 передает сигнал о количестве воды в баке 1. Отсечной клапан 3 предназначен для перекрытия трубопровода подачи воды в бак подготовки влажного воздуха 5 при пуско-наладочных работах и в аварийных ситуациях. С помощью клапана с электроприводом 4 осуществляется регулирование подачи воды в бак 5. Нагнетатель воздуха 6 создает направленное движение воздуха и способствует движению влажного воздуха в трубопровод. Ультразвуковой пьезоэлемент 8 создает высокочастотные колебания, что вызывает появление водяного тумана над зеркалом поверхности воды. Датчик температуры 9 предназначен для измерения температуры воды в баке 5. С помощью теплопутника (греющий кабель) 30 поддерживается заданная температура воды в баке 5. С помощью клапана с электроприводом 14 осуществляется регулирование подачи влажного воздуха в камеру. Обратный клапан 15 предназначенный для недопущения изменения направления потока среды в трубопроводе. Теплопутник (греющий кабель) 29 необходим для предотвращения образования конденсата в трубопроводе. Камера подготовки горячего воздуха 12 состоит из ТЭНов 11, которые обдуваются нагнетателем воздуха 13 и создает направленное движение воздуха. Датчик температуры 33 предназначен для измерения температуры в камере подготовки горячего воздуха 12. Камера подготовки холодного воздуха 34 состоит из морозильного контура 32, содержащего компрессор, теплообменник и т.д. Трубки с хладагентом обдуваются нагнетателем воздуха 31, который создает направленное движение воздуха. Датчик температуры 35 предназначен для измерения температуры в камере подготовки холодного воздуха 12. Климатическая камера одновременно может работать только в одном режиме: нагрев или охлаждение. Для реализации этого условия и защиты оборудования используется трехходовой клапан с электроприводом 19 на входе горячего/холодного воздуха в климатическую камеру и трехходовой клапан с электроприводом 21 на выходе из климатической камеры. С помощью этих клапанов осуществляется работа только одного из контуров: нагрева или охлаждения. С помощью расходомера 10 происходит измерение расхода воздуха, поступающего в камеру. Дренажным насосом 20 производится откачка конденсата из камеры, который по дренажному тракту 16 поступает в бак длительного хранения воды 1. Датчик влажности 18 необходим для измерения влажности внутри климатической камеры. Горячий или холодный воздух попадает в климатическую камеру через патрубок 24, который имеет разветвления с перфорацией 22, для равномерного распределения нагнетаемого воздуха по всему объему камеры. Датчики температуры 23 и 28 расположены сверху и снизу соответственно, для измерения температуры верхней и нижней зоны. Для сохранения постоянного давления в камере и обеспечения циркуляции, воздух нагнетаемый в камеру, проходя через весь объем попадает в патрубки отбора воздуха 25. На дне камеры расположена керамическая подложка 27, на которой в специальные пазы установлены датчики температуры поверхности 26. Пирометр 17 необходим для бесконтактного измерения температуры верхней поверхности исследуемого образца [3].

Система автоматизированного управления климатической камерой базируется на программируемом логическом контроллере S7-1500. Контроллер программируется при подключении к ПК. Программирование

происходит с помощью специализированной программы Step 7 - Micro/WIN. Данная программа поддерживает несколько языков программирования: LAD (Ladder Diagram), STL (Statement List), FBD (Function Block Diagram). В настоящей работе программа разработана на языке LAD [4].

#### Литература

1. Лебедев П.Д. Расчет и проектирование сушильных установок, г.Москва, 1963 г. 320 с.;
2. Kurmangaliev R. A, Kravchenko E. V. Research methods of re-liability indicators of rectifier diode in tablet execution. EPJ Web Conf. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: 10.1051/epjconf/20158201030 свободный. – Загл. с экрана.
3. Kravchenko E. V., Kuznetsov G. V. Increase resource power electronics module on the physics of failure method. MATEC Web Conf. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: 10.1051/mateconf/20141901028 свободный. – Загл. с экрана.
4. Nigay A. G., Kravchenko E. V. Development automated system control heat chamber based on programmable logic controller siemens S7-200. MATEC Web Conf. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: 10.1051/mateconf/20153701037

### УСЛОВИЯ ПОДАВЛЕНИЯ РЕАКЦИИ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ЛЕСНОГО ОПАДА ЖИДКОСТНЫМ АЭРОЗОЛЕМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЕГО ПЛОТНОСТИ ВБЛИЗИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Г.С. Няшина, Н.Е. Шлегель

Научный руководитель старший преподаватель А.О. Жданова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовый комплекс Западной Сибири покрыт хвойными и лиственными насаждениями [6]. В настоящее время задача охраны бореальной зоны от пожаров является актуальной во всем мире [1, 7]. Как правило, предпринимаются попытки применить самолеты и вертолеты [3] для прекращения пламенного горения и пиролиза лесной подстилки. Традиционно организация ликвидации и локализации возгорания лесного массива предполагает локальный сброс тушащей жидкости с борта летательного аппарата в зону горения [5]. Результаты исследований [2] показали, что основная масса сброшенной таким образом жидкости проходит в грунт на малых площадях поверхности и не подавляет реакцию пиролиза в слоях лесного массива. Установлено [2], что лишь 5–7% от общего объема водяного массива, израсходованного для снижения температуры разлагающегося лесного горючего материала (ЛГМ), может испариться в условиях прекращения пламенного горения и пиролиза ЛГМ.

Как правило, лесная подстилка имеет толщину не более 20 см [4]. При распространении фронта горения по бореальному опаду выгорает в основном «верхний горизонт» [4] толщиной до 0.04 м. Известно [4], что «верхний горизонт» опада хвои ели имеет плотность слоя 30–33 кг/м<sup>3</sup>, а покров опада листвы 8–12 кг/м<sup>3</sup>. Особая пожароопасная обстановка наблюдается в летние засушливые периоды времени [4], когда фронт пожара распространяется вдоль свежего опада ЛГМ. Представляет интерес оценка условий и характеристик прекращения пиролиза бореальной зоны в зависимости от плотности лесного покрова, который формируется за период времени от нескольких дней до нескольких лет. Оценка времен прекращения реагирования в слоях ЛГМ является актуальной задачей, поскольку применение авиации для тушения бореальной зоны несет большие финансовые затраты (высокая стоимость является одним из главных недостатков авиационного пожаротушения).

Цель настоящей работы – экспериментальное исследование влияния плотности навески лесного горючего материала на условия и характеристики процесса подавления реакции его термического разложения типичным для систем пожаротушения жидкостным аэрозолем.

Для экспериментальных исследований применялся стенд, схема которого приведена на рис. 1. Для регистрации параметров быстропротекающих процессов установка оснащена техническими средствами измерения температуры, средствами высокоскоростной видеорегистрации, а также программно-аппаратным комплексом для реализации измерений посредством панорамных оптических методов диагностики многофазных сред.

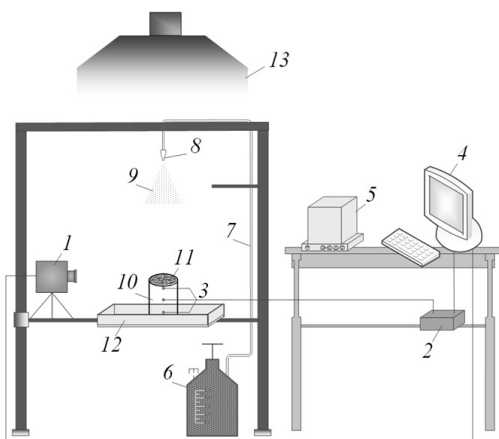


Рисунок 1. Схема экспериментального стенда: 1 – высокоскоростная видеокамера; 2 – модуль аналогового ввода; 3 – термопары; 4 – рабочая станция; 5 – микровесы; 6 – резервуар с водой; 7 – канал подачи воды; 8 – распылительная форсунка; 9 – жидкостной аэрозоль; 10 – цилиндр с навеской топлива; 11 – ЛГМ; 12 – металлический поддон; 13 – вытяжная система

В качестве ЛГМ были рассмотрены хвоя ели. Непосредственно перед проведением цикла экспериментов

определялась влажность материалов методом термической сушки. Относительная влажность ЛГМ определялась по формуле  $\gamma_f = (m_{fw} - m_{fd}) / m_{fw} \cdot 100$ , где  $m_{fw}$  – масса навески ЛГМ до термической сушки (г),  $m_{fd}$  – масса навески ЛГМ после термической сушки (г). Для хвой ели относительная влажность  $\gamma_f$  в экспериментах составила 7–10 %.

Перед началом проведения каждого эксперимента навеска ЛГМ взвешивалась на аналитических микровесах 5 (определялась ее масса  $m_0$ ). Далее проводилась укладка ЛГМ на дно модельного очага. Исходная масса ЛГМ выбиралась таким образом, чтобы его плотности в каждой серии экспериментов изменялись в довольно узком диапазоне. Плотность ЛГМ вычислялась по формуле  $\rho_f = m_0 / (h_f \cdot S_f)$ , кг/м<sup>3</sup>, где  $S_f = \pi \cdot (d_f/2)^2$ ,  $S_f$  – площадь поверхности ЛГМ (м<sup>2</sup>),  $h_f$  – высота модельного очага (м),  $d_f$  – диаметр модельного очага (м),  $m_0$  – исходная масса навески (г).

Выбор значений плотности навески ЛГМ обусловлен плотностями лесной подстилки, которая выгорает при низовом пожаре. В экспериментах плотность хвой ели варьировалась от 27.26 кг/м<sup>3</sup> до 52.78 кг/м<sup>3</sup>. Модельные очаги представляют полые цилиндры (высота  $h_f = 0.04$  м и диаметр  $d_f = 0.06$  м) и выполнены из гофрированного алюминия.

Экспериментальные исследования состояли из двух этапов. Первый этап экспериментов заключался в определении времен прогорания навесок ЛГМ. Во второй серии проводилось определение времен тушения  $t_c$  и минимального объема тушащей жидкости  $V_c$  для подавления реакции термического разложения ЛГМ в условиях воздействия жидкостного аэрозоля при варьировании плотности навески ЛГМ. Для каждого образца ЛГМ устанавливался интервал времени, в течение которого необходимо распылять тушащую жидкость. Фиксировался интервал времени, в течение которого реакция деструкции ЛГМ прекращалась. Критерием достижения подавления реакции термического разложения ЛГМ являлась температура слоя навески. Снижение температуры (по показаниям термопар) ниже 370 К считалось условием подавления реакции деструкции ЛГМ.

В таблице приведены результаты экспериментальных исследований по определению времен подавления реакции термического разложения ЛГМ в условиях воздействия жидкостного аэрозоля при варьировании плотности навески.

Таблица

*Длительности исследуемых процессов при варьировании плотности модельного очага горения ЛГМ высотой  $h_f \approx 0.04$  м и диаметром  $d_f \approx 0.06$  м при тушении жидкостным аэрозолем ( $R_d = 0.01-0.12$  мм)*

Плотности навески ЛГМ ( $\rho_f$ ) кг/м <sup>3</sup>	27.26	39.31	45.12	52.78
Времена тушения ( $t_c$ ), с	35.64	61.66	64.21	63.67
Времена прогорания навесок ( $t_p$ ), с	155	250	300	302

Для хвой ели наблюдается незначительное увеличение времен прекращения пиролиза. Следует отметить, что при увеличении плотности от 27.26 кг/м<sup>3</sup> до 40 кг/м<sup>3</sup>, наблюдается увеличение времени прекращения реакции термического разложения на 25 с. Увеличение плотности приводит к незначительному изменению времени тушения. Такой эффект, скорее всего, обусловлен пористостью навески хвой ели. В условиях тушения капли воды проникают в слой термически разлагающегося материала, снижая температуру в слое навески.

Анализ полученных результатов позволяет сделать заключение, что возгорание надпочвенного покрова хвойного леса позволяет определить верхние значения времен подавления пиролиза в слоях опада. Формирование надпочвенного слоя хвой в течение нескольких лет не приводит к значительному увеличению  $t_c$ . Необходимым и достаточным условием для подавления реакции пиролиза в слоях лесного покрова хвойных лесов является время подачи жидкостного аэрозоля в течение 70 с. Такие достаточно небольшие по продолжительности процессы распыления воды можно обеспечить с применением довольно небольшой группы (от 3 до 5) воздушных судов. Но эффективными условиями распыления воды они могут стать лишь при покрытии всей площади поверхности термически разлагающегося материала.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда (проект № 14-39-00003) и гранта Президента РФ МК-1684.2017.8.*

#### Литература

1. Атлас риска пожаров на территории Российской Федерации – М.: ООО «Издательско-продюсерский центр» «Дизайн. Информация. Картография», 2010. – 639 с
2. Жданова А.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А., Хасанов И.Р., Федоткин Д.В. О возможности тушения лесных и торфяных пожаров полидисперсными водяными потоками // Пожаровзрывобезопасность. – 2015. – №2. – С. 49–66.
3. Картеничев А.Ю., Сукочев А.Ю., Васильева О.Э. Применение авиации для тушения пожаров: история и современность // Пожарная безопасность. – 2015. – №2. – С. 107–112.
4. Конев Э.В. Физические основы горения растительных материалов. – Новосибирск: Наука, 1977. – 239 с.
5. Копылов Н.П., Хасанов И.Р., Кузнецов А.Е., Федоткин Д.В., Москвиллин Е.А., Стрижак П.А., Карпов В.Н. Параметры сброса воды авиационными средствами при тушении лесных пожаров // Пожарная безопасность. – 2015. – № 2. – С. 49–55.
6. Седых В.Н. Реакция лесов и болот на воздействие техногенных факторов // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2011. – Т.3, №2. – С. 154–160.
7. Catry F.X., Rego F.C., Moreira F., Bacao F. Characterizing and modelling the spatial patterns of wildfire ignitions in Portugal: Fire initiation and resulting burned area // 1st International Conference on Modelling, Monitoring and Management of Forest Fires. – Spain, 2008. – Vol. 119. – P. 213–221.



**ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ОТХОДОВ УГЛЕПЕРЕРАБОТКИ  
В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Г.С. Няшина, Н.Е. Шлегель**

*Научный руководитель д.ф.-м.н., заведующий кафедрой АТП, ЭНИН П.А. Стрижак  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Природные ресурсы традиционных энергоносителей достаточно интенсивно исчерпываются (получено довольно много обоснованных не радужных прогнозов за последние годы, например, [6]). В последние 5–7 лет особенно нестабильны цены на энергоресурсы (нефть и газ). Затянувшиеся кризисы становятся чрезвычайно ущербными для многих регионов и государств [7]. Довольно значительны экологические проблемы (вследствие выбросов оксидов серы и азота) при использовании углей даже самого высокого качества (запасы таких углей также существенно ограничены) [5]. В таких условиях особую актуальность приобретают технологии использования (создания новых топливных водоугольных композиций) отходов производства традиционных топлив, в частности, углей и нефтей [1]. Наиболее известными принято считать технологии водоугольных и органоводоугольных топлив.

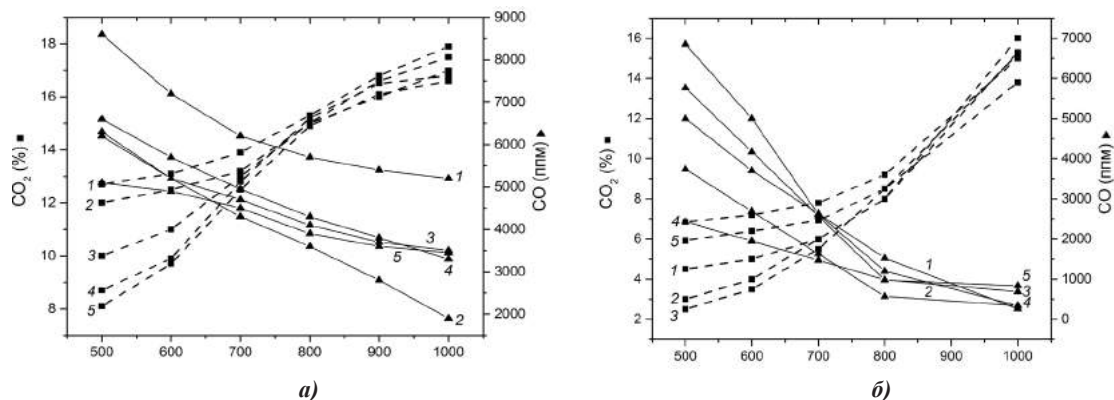
Основной акцент при создании суспензий водоугольных и органоводоугольных топлив сделан [1, 4] на использовании низкосортных углей, органических отходов и тяжелых нефтяных остатков. Это связано с необходимостью достижения нескольких целей [1, 4]: снижения концентраций окислов серы и азота при горении углей, расширения сырьевой базы для изготовления топлив из отходов и соответствующих остатков, повышения полноты сгорания низкосортных углей, эффективной утилизации органических отходов и тяжелых нефтяных остатков. В России уже проведены технико-экономические обоснования целесообразности широкого вовлечения типичных отходов углепереработки в энергетический цикл [2]. Самыми выгодными вследствие больших объемов ежегодного прироста принято считать фильтр-кеки [2], которые образуются при флотации углей на перерабатывающих (обогащительных) фабриках (при подготовке угля на экспорт). Однако открытым остается вопрос экологии применения (сжигания) таких отходов углепереработки. К тому же, пока не опубликованы результаты ни экспериментальных, ни теоретических исследований, обосновывающую возможность минимизации выбросов в атмосферу парниковых газов при использовании водоугольных и органоводоугольных суспензий по сравнению с углем.

Цель данной работы заключается в экспериментальном исследовании концентраций основных антропогенных выбросов ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ ) при сжигании перспективных отходов углепереработки – фильтр-кеков каменных углей.

В настоящей работе приведены результаты экспериментальных исследований сжигания наиболее распространенных фильтр-кеков каменных углей: тощих, слабоспекающихся, коксующихся, длиннопламенных, газовых. Также выполнены эксперименты с исходными углями, из которых получают данные кеки.

Сжигание капель водоугольного топлива на основе кеков, а также водоугольных суспензий, приготовленных из углей, выполнялось на стенде [3]. Порция топлива массой 1 грамм вводилась в камеру сгорания (внутренний объем  $0.027 \text{ м}^3$ ). Температура окислителя (воздуха) в камере сгорания изменялась в диапазоне от  $500 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ . Регистрация концентраций газообразных выбросов проводилась в течение 1 минуты. При дальнейшем рассмотрении и анализе рассматривались максимальные концентрации выбросов  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_x$ . Применялся специализированный газоанализатор Test1 (измерительные каналы:  $\text{O}_2$  (диапазон 0–21 %, доп. погрешность 0,1 %),  $\text{CO}$  (диапазон 0–10 000 ппм, доп. погрешность 100 ппм),  $\text{CO}_2$  (диапазон 0–20 %, доп. погрешность 0,1 %),  $\text{NO}_x$  (диапазон 0–2000 ппм, доп. погрешность 10 ппм),  $\text{SO}_x$  (диапазон 0–2000 ппм, доп. погрешность 10 ппм)).

На рис. 1 приведены установленные в экспериментах концентрации вредных выбросов при сжигании исследованных топливных композиций (представлены максимальные значения соответствующих концентраций).



**Рис. 1. Зависимости максимальных концентраций выбросов в атмосферу от температуры сжигания:**  
*а – сравнение  $\text{CO}_2$  для кеков 1 – кек СС; 2 – кек К; 3 – кек Г; 4 – кек Т; 5 – кек Д;*  
*б – сравнение  $\text{CO}_2$  для водоугольного топлива на основе углей 1 – СС; 2 – К; 3 – Г; 4 – Т; 5 – Д;*

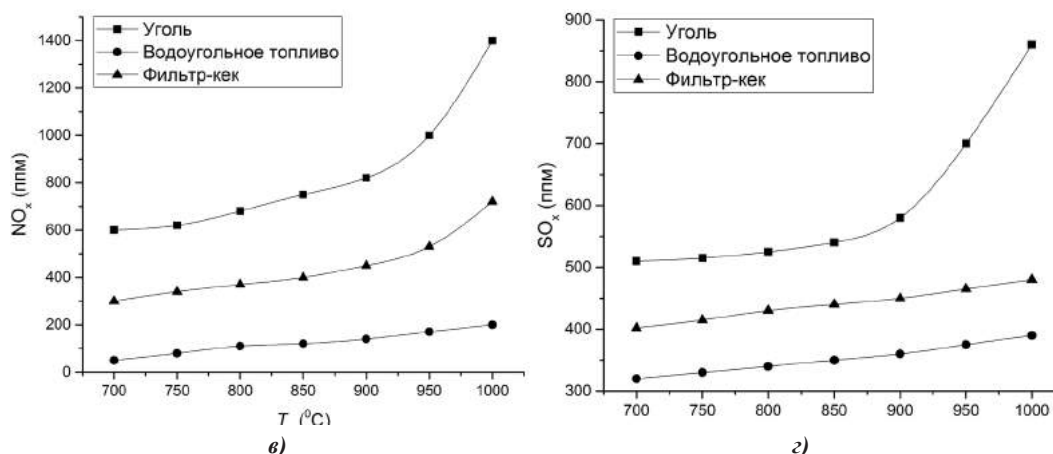


Рис. 1. Зависимости максимальных концентраций выбросов в атмосферу от температуры сжигания: в – сравнение  $NO_x$  для кеков, водоугольного топлива на основе углей, а также угольной пыли; г – сравнение  $SO_x$  для кеков, водоугольного топлива на основе углей, а также угольной пыли.

Зависимости (рис. 1) характеризуют несколько ключевых аспектов. В частности, водоугольные суспензии на основе фильтр-кеков имеют максимальные концентрации основных вредных выбросов ( $CO$  и  $CO_2$ ), несущественно отличающиеся от аналогичных параметров для водоугольного топлива на основе исходных углей (рис. 1. а, б). Если же учесть соотношение стоимости углей и отходов их переработки (фильтр-кеков), а также теплоты сгорания [3], то приоритет применения фильтр-кеков становится очевидным. Особенно значимым этот приоритет становится, если принять во внимание, что уже имеющиеся запасы и объемы ежегодного производства фильтр-кеков чрезвычайно велики (десятки миллионов тонн). Кривые, иллюстрирующие зависимости концентраций основных антропогенных выбросов от температуры, показывают, что содержания оксидов азота (рис. 1. в) и серы (рис. 1. г) в продуктах сгорания снижаются в несколько раз при использовании технологий водоугольного топлива по сравнению со сжиганием угольной пыли. Сравнение концентраций основных парниковых газов (например,  $CO_2$ ) показывает, что технологии водоугольного топлива не обеспечивают существенное уменьшение этих выбросов, но по  $NO_x$  и  $SO_x$  приоритет очевиден (рис. 1. в, г). В тоже время из представленных зависимостей выбросов  $CO_2$  от температуры можно сделать вывод о том, что переход к более низким температурам создает условия для существенного уменьшения концентрации этого парникового газа.

Также по результатам экспериментов (рис. 1) можно заключить, что на выбросы угарного и углекислого газов этот диапазон может влиять более существенно (на 30–40 % могут снизиться их концентрации). Перспективность перехода к более низким температурам сжигания топлива обусловлена еще и тем, что для многих отходов углепереработки их смешение с водой помогает снижать пороговые (минимальные) температуры зажигания (за счет эффектов микровзрывов [2]). Так как для малых температур можно обеспечить устойчивое зажигание, концентрации вредных выбросов в этом случае минимальны и несущественно изменится недожог, соответственно такие температуры могут стать приоритетными в энергетике.

*Исследования выполнены за счет средств проекта ВИУ\_ЭНИН\_25\_2016.*

#### Литература

- Deng S., Shi Y., Liu Y., Zhang, C., Wang, X., Cao, Q., Li, S., Zhang, F. Emission characteristics of Cd, Pb and Mn from coal combustion: Field study at coal-fired power plants in China // *Fuel Process. Technol.* – 2014. – V. 126. – P. 469–475.
- Glushkov D.O., Strizhak P.A., Chernetskii M.Yu. Organic Coal-Water Fuel: Problems and Advances (Review) // *Therm. Eng.* – 2016. – V. 63. – №. 10. – P. 707–717.
- Glushkov D.O., Syrodoy S.V., Zakharevich A.V., Strizhak P.A. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects // *Fuel Process. Technol.* – 2016. – V. 148. – P. 224–235.
- Hu G., Li J., Zeng G. 2013. Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: a review // *J. Hazard. Mater.* – 2013. – V. 26. – P. 470–490.
- Jianzhong L., Ruikun W., Jianfei X., Junhu Z., Kefa C. Pilot-scale investigation on slurring, combustion, and slagging characteristics of coal slurry fuel prepared using industrial wasteliquid // *Appl. Energy.* – 2014. – V. 115. – P. 309–319.
- Kontorovich A.E., Epov M.I., Eder L.V. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century // *Russ. Geol. Geophys.* – 2014. – V. 5. – P. 534 – 543.
- Lior N. Energy resources and use: The present situation and possible paths to the future // *Energy.* – 2008. – V. 33 – P. 842–857.

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА

М.С. Петров, О.Н. Медведева

*Научный руководитель профессор О.Н. Медведева*

*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,  
г. Саратов, Россия*

Вследствие стремительного роста объема добычи природного газа и неуклонным ростом количества потребителей данного вида носителя энергии, особую актуальность приобретает возможность бесперебойной и безаварийной подачи газа. Это связано с тем, что при повышении объемов транспортировки газового топлива стремительно возрастают требования к безопасности газораспределительных систем и газового оборудования, которые в свою очередь должны отвечать целому ряду нормативных требований. Кроме того, значительные капиталовложения в системы безопасности смогут предотвратить гораздо большие расходы и потери ресурсов (как трудовых, так и материальных) в будущем. Так же неуклонно растет объем промышленного производства страны, промышленные комплексы и технические процессы во многом усложняются, что влечет за собой необходимость бесперебойной подачи газового топлива к промышленным предприятиям.

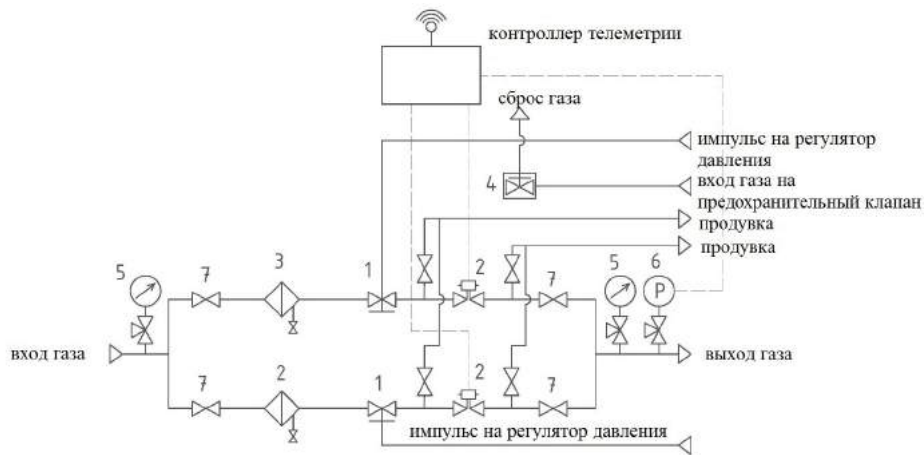
Концепцию бесперебойной подачи газового топлива непосредственно к потребителю можно проследить, начиная с актуализированной редакции СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» – СП 62.13330.2011 (в редакциях от 2011 и 2014 годов) [7, 8]. В данном документе встречается упоминание регулятора-монитора, который выполнял бы функцию надежной защиты от внезапного повышения давления в системе газораспределения. Здесь же описан способ повышения бесперебойности подачи газового топлива применением резервной линии редуцирования, а также возможность переключения на резервную линию при неисправности основной с помощью автоматики регулирования. Следует отметить, что функция регулятора-монитора, а также предъявляемые требования к его исполнению и основным характеристикам по-прежнему остаются не раскрытыми и до конца не изученными. Следующий нормативный документ ГОСТ Р 54960-2012, вступивший в силу в 2012 году [1], уже относит регулятор-монитор к классу редуцирующей арматуры, что является первым описанием функционала этого устройства в нормативной практике. В настоящий момент утверждены и действуют требования ГОСТ Р 56019-2014 [2]. В них появляется интересующее нас требование по обеспечению бесперебойной подачи газа путем настройки регулятора резервной линии. Помимо того, п. 8.3.4 проекта ГОСТ гласит: «Регуляторы-мониторы следует применять в пунктах редуцирования газа, подающих газ на объекты, не допускающие перерыва в газоснабжении (ТЭС и аналогичные объекты, предприятия непрерывного цикла, головные пункта редуцирования газа поселений)». Подробно прописаны также технические и конструкционные требования к регулятору-монитору.

Бесперебойности, а также как следствие снижение аварийности газораспределительных систем, в основном можно достигнуть путем различных вариаций компоновки узла редуцирования с использованием запорной арматуры, регулятора-монитора, регулятора давления, предохранительного клапана; запорного отсечного клапана и управляемой запорной арматуры [3, 4, 5].

Применяемая в данный момент актуализированная документация предписывает применять в пунктах редуцирования газа не менее двух линий редуцирования (минимум одну основную и одну резервную), а ранее используемые схемы представляют собой вариации лишь одной линии редуцирования. Таким образом, если следовать предписаниям нормативной литературы, то схема пункта редуцирования газа будет представлять собой один из множественных вариантов функциональной схемы пункта редуцирования газа с применением регулятора-монитора. Схемы, в которых используется регулятор-монитор, предъявляют к себе различные требования, одним из основных является повышенная точность регулирования. Учитывая этот факт, в схеме без установки предохранительного клапана возможна реализация п. 8.2.9 Р 56019-2014 [2], а именно настройка основного регулятора и регулятора резервной линии для автоматического перехода работы пункта редуцирования с основной линии редуцирования на резервную. Одной из перспективных вариаций компоновки пункта редуцирования является схема, представленная на рисунке, с управляемой запорной арматурой, в качестве которой выступают быстродействующие клапаны. Основным отличием от традиционной схемы является то, что здесь не обязательна установка запорного отсечного клапана, так как его функции принимает на себя быстродействующий клапан. Помимо того, быстродействующий клапан в аварийной ситуации также осуществляет автоматическое переключение (без участия обслуживающего персонала) с основной линии редуцирования на резервную. По сравнению с запорным отсечным клапаном имеет иной принцип работы: вместо механического (пневматического) управления его управление электронное.

В данной вариации наличие системы телеметрии в составе оборудования пункта редуцирования газа является обязательным условием.

Основной принцип работы данной схемы заключается в следующем: контроллер системы телеметрии (оснащенный датчиками давления) осуществляет управление быстродействующими клапанами, обеспечивая автоматический переход с основной на резервную линию редуцирования. В штатном режиме запорная арматура на основной и резервной линии находится в открытом положении, быстродействующий клапан на основной линии редуцирования открыт, а на резервной - закрыт; регулирование давления выполняет регулятор основной линии. В случае выхода из строя регулятора давления он либо закрывается полностью и на выходе давление падает, либо перестает редуцировать и на выходе происходит резкий скачок давления. Датчик б производит фиксацию данных об изменении давления и передает всю информацию на систему телеметрии.



**Рис. 1. Схема редуцирования давления газа:**

**1 – регулятор давления, 2 – регулятор давления резервной линии редуцирования, 3 – регулятор-монитор, 4 – запорный отсечной клапан, 5 – манометр, 6 – датчик давления, 7 – запорная арматура**

Плюсы данной схемы: к типу и характеристикам регуляторов не предъявляются какие-либо особые требования, возможность задействования линий редуцирования для параллельной работы, возможность осуществления автоматического перехода с одной линии на другую. Недостаток - обязательное наличие управляющего контроллера и зависимость от внешнего источника электроснабжения. Однако, поскольку имеется устойчивая тенденция оснащать системами телеметрии практически все пункты редуцирования на объектах, нуждающихся в бесперебойной подаче газа, данный недостаток не оказывает влияния на надежность системы, так как он существует вне зависимости от выбранной схемы компоновки изделия.

Подводя итог, можно сделать выводы, что уже сейчас можно использовать широкий выбор различных решений и вариаций исполнения в области обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю, поскольку этому способствует современная нормативная база [1, 2, 7-10] в совокупности с высоким уровнем исполнения технологических операций с использованием новейшей техники [6].

#### Литература

1. ГОСТ Р 54960-2012. Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования. — Москва: Стандартинформ, 2013. — 22с.
2. ГОСТ Р 56019-2014. Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования. — Москва: Стандартинформ, 2014. — 22с.
3. Медведева О.Н. Анализ схем редуцирования газа/О.Н. Медведева, А.С. Поляков// Проблемы сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування. — Київ.: Національний університет Біоресурсів і природокористування України, 2013. — С. 83-85.
4. Медведева О.Н. Обоснование схем редуцирования газа на газораспределительных станциях/ О.Н. Медведева, А.С. Поляков//Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. — Воронеж: ВГАСУ, 2014. — №4 (36). — С. 39-44
5. Поляков А.С. Газоснабжение без перерывов/ А.С. Поляков, С.В. Зубков, Е.А. Карякин//Газ России. — СПб.: Энергетик, 2014. — №1. — С. 60-69.
6. Промышленное газовое оборудование: справочник. — Саратов: Газовик, 2014. — 920 с.
7. Свод правил СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. — М.: Госстрой России, 2011. — 65 с.
8. Свод правил СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (С изменением №1). — М.: Госстрой России, 2014. — 670 с.
9. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (утв. постановлением Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870). — М., 2011. — 15с.
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления». — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2014. — 58 с.

**ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГТЭС-24 ФИЛИАЛА ЯРЭУ ЗПС ЭВС  
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»  
А.С. Петрусёв, Н.М. Космынина**

*Научный руководитель доцент Н.М. Космынина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) находится в подчинении Заполярной производственной службы энергоснабжения (ЗПС ЭВС).

Место расположения объекта электроснабжения – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение [2].

Под учётом ООО «Газпром добыча Ямбург» находится четыре основных цеха – производственная электротехническая лаборатория и ремонтно-энергетический цех под управлением главного инженера, а также цех электростанций и цех водоснабжения и очистки стоков, подконтрольные Заполярной производственной службе энергоснабжения.

Работа электростанции осуществляется на газе, вырабатываемом на газовых промыслах предприятия.

Выходным продуктом ГТЭС является электроэнергия на двух напряжениях (110 кВ, 6,3 кВ) и горячая вода.

ГТЭС-24 состоит из 4 синхронных турбогенераторов. Каждый генератор рассчитан на номинальную мощность 6 МВт. Суммарная установленная мощность электростанции составляет 24 МВт.

Турбогенератор выполнен на 2 опорах скольжения с циркуляционной смазкой под давлением от маслосистем турбины. Масло проходит через бак маслоохладителя, где охлаждается при циркуляции.

Генератор имеет разомкнутую или замкнутую систему вентиляции от двух собственных вентиляторов, расположенных на валу ротора (тип системы вентиляции регулируется автоматически либо оператором). Имеется устройство подготовки охлаждающего воздуха, которое имеет дополнительный вентилятор для подачи воздуха в корпус генератора и осуществляет: очистку воздуха от пыли, снега и влаги; обеспечение необходимых температуры и влажности воздуха на входе в генератор; наддув в межщитковые зоны генератора через прямоугольные фланцы, прилегающие к торцам, 6 м<sup>3</sup>/с воздуха со статическим давлением на входе в генератор не меньше атмосферного

Вентиляция статора. Охлаждающий воздух поступает через воздухопроводы в пространство между внутренними и наружными щитами (зона низкого давления). Далее воздух нагнетается собственными вентиляторами в зону лобовых частей обмоток – зону высокого давления. Из зоны высокого давления воздух разветвляется на 2 струи. Первая струя переходит в воздушный зазор и через радиальные каналы между крайними пакетами железа выходит за обшивку статора (зона горячего воздуха). Вторая струя по перепускным каналам переходит к средним пакетам статора и по радиальным каналам между ними попадает в воздушный зазор генератора, откуда через каналы крайних пакетов железа выходит под обшивку статора, смешиваясь с первой струей. Нагретый воздух выбрасывается через окна в верхней части корпуса и воздухопроводы за пределы помещения генераторов с разомкнутым циклом вентиляции. При замкнутом цикле вентиляции нагретый воздух проходит через воздухоохладитель, расположенный сверху корпуса статора, и по воздушным каналам возвращается в зону низкого давления.

Вентиляция ротора. Под действием собственных вентиляторов часть воздуха зоны высокого давления поступает в воздушный зазор, охлаждая наружную поверхность ротора. Дополнительный поток воздуха идёт через ротор, охлаждая лобовые части обмотки ротора, и выходя через каналы в зубцах ротора в воздушный зазор, сливается с первой струей воздуха. Форсированное охлаждение лобовых частей обмотки ротора достигается направленным движением потока воздуха по каналам в распорках и клиньях.

Генераторы подключены к комплектному распределительному устройству 6 кВ (КРУ-6,3)/

КРУ – 6 кВ выполнено по схеме – одна секционированная система сборных шин [4]. Для связи двух секций используются два последовательно включенных выключателя. Также имеется секционный реактор, предназначенный для ограничения токов коротких замыканий. Потребителями КРУ-6 являются котельная, водозабор (собственный нужды электростанции на 6 кВ), трансформаторы 6/0,4 кВ (питание низшей ступени напряжения собственный нужд ГТЭС), в также внешние потребители узлов (кустов) газовых промыслов на 6 кВ.

Также к КРУ подключено устройство частичного заземления нейтрали (УЧЗН). УЧЗН предназначено для изменения режима работы нейтрали сети 6 кВ электростанции. В соответствии с [4] для сетей низшего напряжения используется режим сети с изолированной нейтралью. Наряду с важными достоинствами сети с изолированной нейтралью возможны значительные перенапряжения при появлении замыкании фазу на землю. Устройство УЧЗН позволяет изменить режим на резистивный за счет подключения в нейтраль низкоомного сопротивления [3].

Для обеспечения электроэнергией газовых промыслов С-1, С-2, В-1 и В-2 на напряжении 110 кВ на электростанции имеется закрытое распределительное устройство ЗРУ – 110.

Схема электрических соединений ЗРУ-110 кВ (рисунок 1): две рабочие системы сборных шин с обходной системой сборных шин [1].

Связь между КРУ-6 кВ и ЗРУ – 110 кВ выполняется с помощью КРУ двух силовых трансформаторов типа ТДН-16000/110 [5]. ЗРУ, в свою очередь, соединяется непосредственно с подстанциями газового промысла ГП С-1, С-2, В-1 и В-2 (протяжённость линий от 0,4 км до 22,2 км), а также с подстанцией ПС ЗГТЭС (протяжённость 8,72 км). К ПС ЗГТЭС также присоединена ГТЭС-22,5, образуя сеть с двухсторонним питанием.

Обе ГТЭС осуществляют совместное питание своих потребителей и обладают взаимным резервированием.

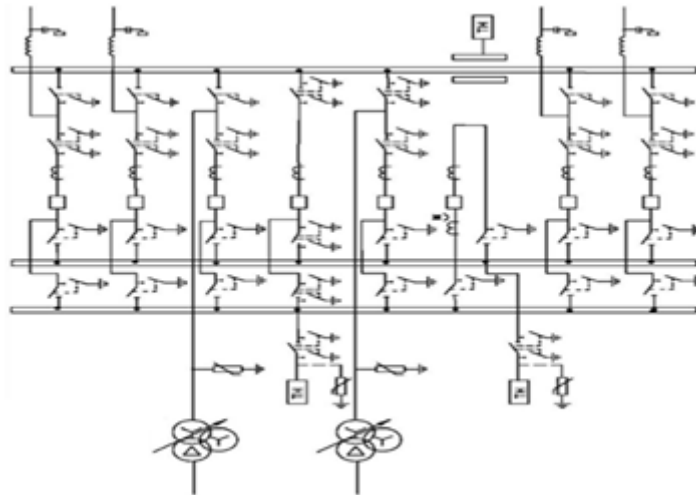


Рис.1. Схема электрических соединений 3РУ-110 кВ

Работа основана на данных полученных в процессе прохождения производственной практики на ГТЭС-24 в июне-июле 2016 г. В период прохождения практики нагрузка ГТЭС-24 колебалась в пределах 2,1-5,9 МВт, и согласно распоряжению работали одновременно в продолжительном режиме только один или два газотурбинных генератора. При этом в связи с высокими температурами окружающей среды (около 28 градусов днём), контрольная аппаратура часто сигнализировала о периодических повышениях температуры масла сливного бака генератора (свыше 50 градусов), из чего следует, что летом генератор не может вырабатывать приблизительно свыше 4 МВт по условиям допустимого нагрева.

По итогам проведенного исследования можно сделать вывод, что рассматриваемая ГТЭС-24 обладает рядом преимуществ.

1. Электростанция подключена в сеть с двухсторонним питанием и имеет возможность взаимного резервирования с другой электростанцией, что обеспечивает повышенную надёжность работы.
2. Газ, использующийся для выработки электроэнергии, после прохождения через лопатки турбины используется для нагрева воды, что в целом повышает КПД всей электростанции.
3. КРУ секционировано, что позволяет отключать только часть потребителей при повреждениях на шинах без прерывания в работе остальных потребителей.
4. Наличие УЧЗН позволяет производить быструю и качественную компенсацию в сети.
5. Наличие обходной системы шин в РУ-110 с обходным выключателем позволяет выводить в ремонт как отдельные элементы распределительного устройства.

Отличительной и важной особенностью является то, что ГТЭС не подключена в общую энергосистему, в связи с этим, от работоспособности ГТЭС-24 и ГТЭС-22,5 зависит нормальный ход деятельности целых посёлков и газовых промыслов. Поэтому качественная и профессиональная эксплуатация электрической станции в этом случае просто необходима.

#### Литература

1. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Стандарт организации. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. - ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. - 28 с.
2. Структура компании [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/zm/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
3. Шкаф частичного заземления нейтрали [Электронный ресурс] // Завод Калининградгазоавтоматика; офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.kga.ru/catalog/product/shkaf-chastichnogo-zazemleniya-neutrali/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
4. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина. — Москва: Изд-во МЭИ, 2015. — 296 с.: ил.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.

**КОНТРОЛЬ ТЕПЛООВОГО СОСТОЯНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ**

**А.А. Печагина, Н.М. Космынина**

*Научный руководитель доцент Н. М. Космынина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Изменение температурного режима активных частей турбогенератора может произойти вследствие изменения условий выделения теплоты или условий отвода теплоты. Потери энергии в турбогенераторах складываются из электромагнитных и механических потерь. Электромагнитные потери состоят из потерь в стали статора от перемагничивания и потерь в обмотке статора и ротора. Значение этих потерь зависит от значений активной и реактивной нагрузки. Механические потери связаны с потерями на трение ротора о газ, на циркуляцию охлаждающей среды в машине, на трение в подшипниках и т. д. Они пропорциональны плотности охлаждающего газа. Охлаждение турбогенератора зависит от свойств охлаждающей среды и интенсивности отвода тепла с охлаждаемой поверхности. При этом существенное значение имеют давление водорода, расход дистиллята в обмотке статора, температура и расход охлаждающей воды в теплообменниках и газоохладителях.

Промышленность выпускает оборудование с различными системами охлаждения конструктивных элементов. Так находятся в эксплуатации турбогенераторы с использованием газовой среды для охлаждения (воздух или водород); мощные машины имеют охлаждение с использованием жидкости (воды - дистиллят или масла); эксплуатируются агрегаты также с комбинированным охлаждением [1].

В зависимости от применяемой охлаждающей среды различают турбогенераторы с газовым (воздушным или водородным), с жидкостным (водяным или масляным) и смешанным охлаждением. По принципу охлаждения различают турбогенераторы с непосредственным охлаждением проводников обмотки, с косвенным (поверхностным), когда теплота отводится через основную изоляцию, и со смешанным, когда обмотка возбуждения имеет непосредственное охлаждение проводников, а обмотка статора - косвенное. Примеры описания систем охлаждения современных турбогенераторов представлены в таблице 1[5].

**Таблица 1**

**Описание систем охлаждения обмоток турбогенераторов**

Серия турбогенератора	Описание
Т	Воздух, косвенно
ТВ	Водород, косвенно
ТВФ	Водород, непосредственно - обмотка ротора Водород, косвенно – статорная обмотка
ТГВ	Водород, непосредственно
ТВВ	Водород, непосредственно - обмотка возбуждения Вода, непосредственно - обмотка статора
ТЗВ	Вода, непосредственно

Турбогенераторы всегда имеют замкнутую систему охлаждения, в соответствии с производственными и экологическими требованиями к окружающей среде. Внутри замкнутого объема машины циркулирует один и тот же объем охлаждающего агента, для охлаждения которого требуются теплообменники. Примеры описания конструктивных элементов современных турбогенераторов представлены в таблице 2 [4]

**Таблица 2**

**Описание охлаждения конструктивных элементов турбогенераторов**

Тип турбогенератора	Описание по каталогу охлаждения			
	Обмотки ротора	Бочки ротора	Обмотки статора	Сердечника статора
ТВФ-110-2ЕУЗ	Водородом непосредственное	Водородом	Водородом косвенное	Водородом
ТЗВ-220-2УЗ	Дистиллятом непосредственное	Водой	Дистиллятом непосредственное	Водой
ТВФ-63-3600 УЗ	Водородом непосредственное	Водородом	Водородом косвенное	Водородом
Т – 6– 2УЗ, Т – 16– 2УЗ, Т – 25– 2УЗ	Воздухом непосредственное	Воздухом)	Воздухом косвенное	Воздухом
ТФ - 220 - 2УЗ	Воздухом непосредственное	Воздухом	Воздухом косвенное	Воздухом
ТВМ - 500 –2УЗ	Дистиллятом непосредственное	Дистиллятом	Маслом непосредственное	Маслом
ТВВ-1000-4УЗ	Водородом непосредственное	Водородом	Дистиллятом непосредственное	Водородом
ТГВ – 500 – 2УЗ	Водородом непосредственное	Водородом	Водяное непосредственное	Водородом
ТВН-320-2УЗ	Дистиллятом непосредственное	Дистиллятом	Масляное непосредственное	Масляное

Контроль теплового состояния основных узлов и системы охлаждения турбогенератора производится с помощью термопреобразователей сопротивления, которые подключаются к контролирующим приборам. Термопреобразователи сопротивления, контролирующие температуру обмотки статора, устанавливаются между стержнями в трех поперечных сечениях турбогенератора. Термопреобразователи сопротивления, контролирующие температуру сердечника статора, устанавливаются на дне пазов и также в трех сечениях.

В современных условиях турбогенераторы эксплуатируются в разных эксплуатационных режимах. Одни работают на предельных режимах, другие, после проведения модернизации и восстановления ресурса — в новых для себя эксплуатационных режимах, третьи эксплуатируются с увеличенными межремонтными периодами. Такие условия накладывают повышенные требования к силовому электрооборудованию и требуют особого отношения к контролю режимов его работы и диагностике его состояния. [2]. Используемые в отечественной электроэнергетике установки температурного контроля турбогенератора к настоящему времени устарели и физически, и морально, их ресурс фактически исчерпан. Замена таких установок на аналогичные системы теплоконтроля, даже построенные на современной элементной базе, не позволяет решить проблему контроля других технологических параметров турбогенератора, имеющих разную физическую природу, не говоря о том, что такая система не способна участвовать в решении диагностических задач.

С 2005 года начали внедряться автоматизированные системы контроля и диагностирования технического состояния турбогенератора «НЕВА-АСКДГ», разработанные ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» (г. Санкт-Петербург). Первые такие комплексы появились на турбогенераторах типа ТВВ-500-2УЗ Курской АЭС. Они не только осуществляли стандартный температурный контроль, но и выполняли диагностические функции, изложенные в методических указаниях РД ЭО 0305-01 по контролю теплового состояния турбогенераторов типа ТВВ-500-2УЗ [2], а именно:

- оценку теплового состояния активных частей генератора;
- оценку эффективности и стабильности работы систем охлаждения генератора;
- выявление на ранних стадиях развития термических дефектов в активных частях генератора;
- выявление неисправностей в системе теплового контроля генератора.

Для информационного обеспечения диагностических процедур требовались не только измеренные значения температуры, но и сведения о параметрах текущих электрических режимов турбогенератора. Для этого АСКДГ комплектовалась соответствующими измерительными входами и преобразователями.

Актуальной проблемой на сегодняшний день является отсутствие технических требований к системам контроля и диагностики со стороны эксплуатирующих организаций, которые дополняли бы требования заводоизготовителей генераторов. Для создания таких технических требований необходимо опираться на достижения науки и на последние разработки программно-технических средств, а так же на контролепригодность генераторов, которая определяется комплектом штатных датчиков и возможностью установки дополнительных измерительных преобразователей без вмешательства в конструкцию генератора. [3].

Внедрение АСКДГ позволяет серьезно модернизировать и усовершенствовать существующие системы контроля и диагностирования генераторного оборудования, особенно на генераторах:

- используемых для работы на мощности выше номинальной;
- получивших дополнительный срок эксплуатации после проведенных работ в рамках продления срока эксплуатации;
- при замене установок теплового контроля, выработавших свой ресурс.

Включение в систему контроля генераторов алгоритмов диагностирования позволяет выявлять дефекты генератора и его вспомогательных систем на ранних стадиях до возникновения неисправности.

Гибкая конфигурация АСКДГ позволяет проектировать структуру системы под конкретный объект с определенными функциями и задачами и дополнять в перспективе новыми подсистемами и функциями с учетом достижений науки и техники, применять устройства преобразования сложных физических процессов, разрабатываемых как фирмой «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», так и другими специализированными организациями, имеющими успешные внедрения [2].

Изготовители генераторов постоянно ведут работу по улучшению и совершенствованию контролепригодности выпускаемого оборудования, поэтому современные программно-технические комплексы должны иметь возможность гибко менять конфигурацию системы, наращивать количество и интерфейсы входных и выходных сигналов, а также изменять алгоритмы обработки данных при создании новых математических моделей диагностирования или по требованию заказчика.

#### Литература

1. ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3-88) Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. - 24 с.
2. Контроль и диагностика оборудования [Электронный ресурс] // Научно-производственная фирма «Энергосоюз»: офиц. сайт. - Режим доступа: <http://www.energsoyuz.spb.ru/content/контроль-и-диагностика-оборудования/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
3. Новости ЭлектроТехники. [Электронный ресурс] // ЗАО «Новости Электротехники»: офиц. сайт. - Режим доступа: Режим доступа: [http://www.news.elteh.ru/arh/2015/94/01\\_3.php](http://www.news.elteh.ru/arh/2015/94/01_3.php) /, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
4. Указатель «Каталоги и справочники по электротехнике» 01.01.2010 г.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина. — Москва: Изд-во МЭИ, 2015. — 296 с.: ил.



**АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ МОБИЛЬНЫХ  
РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ  
ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**  
**С.С. Питер**

*Научный руководитель профессор С.В. Шидловский*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Далеко не всегда условия окружающей среды позволяют человеку выполнять то или иное действие непосредственно. Это может быть работа с взрывоопасными материалами, отравляющими веществами, пожаротушение и многие другие задачи. В таких ситуациях на помощь человеку приходят мобильные роботы для использования в чрезвычайных ситуациях [1]. Целью данной работы является повышение качества переработки информации в робототехнических системах для диагностики теплоэнергетических объектов путем построения специализированных алгоритмов автоматической навигации. Другими словами, целью работы является обработка данных с датчиков роботов и построение на основании этих данных более детальной окружающей обстановки.

Для таких целей используется SLAM (Simultaneous Localization and Mapping) алгоритм. SLAM алгоритм – методология, используемая роботами для построения карты в неизвестном пространстве с одновременным контролем текущего местоположения и пройденного пути [2].

С помощью SLAM алгоритма решаются две задачи:

1. Построение карты исследованного пространства;
2. Построение траектории движения робота на карте.

Первая особенность SLAM алгоритма это то, что SLAM не предполагает каких-либо знаний о среде – ни меток на местности/ни предварительной карты нет – все решения строятся только на результатах измерений датчиков (обычно это rgb- и дальноммерная камеры, но, бывает, и дополнительное оборудование вроде гироскопа/GPS и т.д.). Вторая особенность – среда считается статичной. В кадре, в обозреваемом сенсорами пространстве, никакого постороннего движения нет.

Приведем способы, устройства и датчики для определения мобильного устройства на местности:

1. Использование лазерных дальноммеров. Достоинство – низкая стоимость оборудования. Недостатки – лазерные дальноммеры могут получать образ среды только в зоне прямой видимости, а также на пути часто возникают мелкие помехи, вносящие погрешность.

2. Использование ультразвуковых генераторов (сонаров). Достоинство – низкая стоимость оборудования. Недостатки – большое время отклика, что не позволяет роботу быстро перемещаться и скорость звука в разных условиях может изменяться.

3. Использование лазерного дальноммера (определение проходимости участка) и одометрии (определение пройденного пути). Достоинства – простота конструкции и низкая стоимость оборудования. Недостатки – накопление ошибок в связи с одометрией и не высокая точность.

4. Использование двух видеокамер. Достоинство – наглядное отображение на компьютере. Недостатки – при повороте робота смазывается отображение, не высокая точность и высокая стоимость оборудования.

5. Использование лазерного дальноммера и видеокамеры. Достоинства – компенсируют недостатки друг друга и наиболее высокая точность позиционирования робота в пространстве. Недостатки – сложность реализации и высокая стоимость оборудования.

В данной работе используется лазерный дальноммер и видеокамера (Microsoft Kinect), так как их использование позволяет добиться наиболее точного решения.

В данной работе было выяснено, что робот, отыскав все объекты в некотором помещении и измерив расстояния до них, не возвращается в исходное местоположение, так как присутствует ошибка одометрии. В дальнейшей работе можно улучшить сам алгоритм для построения карты роботом, а также установить более усовершенствованные датчики для робототехнической системы, чтобы избежать большую погрешность одометрии.

#### **Литература**

1. Кучерский Р.В., С.В. Манько Алгоритмы локальной навигации и картографии для бортовой системы управления автономного мобильного робота: Статья. – Журнал: «Известия Южного Федерального университета. Технические науки», 2012.
2. Лохин В.М., Манько С.В., Романов М.П., Александрова Р.И. и др. Универсальная бортовая система управления для автономных мобильных объектов ВВТ. Материалы III научно-практической конференции «Перспективные системы и задачи управления». Т. 1. – Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2008.

## АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС

А.В. Тепляков, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Березовская ГРЭС на сегодняшний день является филиалом ПАО «Юнипро» (до июля 2016 – ОАО «Э.ОН Россия»). Станция расположена в Шарыповском районе Красноярского края. С октября 2015 года установленная мощность составляет 2 400 МВт (3 энергоблока по 800 МВт). Станция работает на бурых углях Березовского месторождения. Выработка электроэнергии (по итогам 2015 года) – 8,971 млрд. кВт ч, отпуск тепла – 634 тыс. Гкал. Берёзовская ГРЭС является самой мощной тепловой электростанцией Красноярского края [1].

Приказ Министерства энергетики СССР № 11а «О подготовительном периоде строительства Берёзовской ГРЭС-1» был издан в 1975 году. В 1977 году был утверждён технический проект (первоначальный проект Берёзовской ГРЭС включал в себя 8 энергоблоков по 800 МВт, передача выработанной электроэнергии должна была осуществляться по 4 воздушным линиям 500 кВ до подстанции «Итатская»). Строительство началось на следующий год.

В 1985 году было завершено бетонирование ствола дымовой трубы. В апреле 1990 года был введён в эксплуатацию второй блок. Строительство третьего энергоблока было начато ещё в конце 1980-х годов. В 1992 году были доставлены части паровой турбины К-800-240. Начался монтаж, работы были выполнены более чем наполовину, но в 1995 году строительство энергоблока было заморожено из-за сложной экономической ситуации [2]. В 2011 году работы по возведению блока были возобновлены. Третий энергоблок был введён в эксплуатацию 22 сентября 2015 года. По завершении строительства третьего блока установленная мощность должна была составить 2400 МВт. Однако 1 февраля 2016 года на блоке №3 произошло возгорание. По результатам предварительного обследования в результате пожара наибольший ущерб был нанесен металлоконструкции котла, значительная часть которого подлежит замене. В настоящее время (по состоянию на конец 2016 года) энергоблок №3 не восстановлен.

Структурная схема электростанции является традиционной для станций конденсационного типа.

Схема построена по блочному принципу: турбогенератор – блочный трансформатор (рис. 1.).

Имеются открытые распределительные устройства ОРУ – 500 кВ и ОРУ -220 кВ.

Линии электропередач 500 кВ «Березовская ГРЭС – Итатская» обеспечивают выдачу мощности мощности энергоблоков Березовской ГРЭС в объединенную энергосистему Сибири.

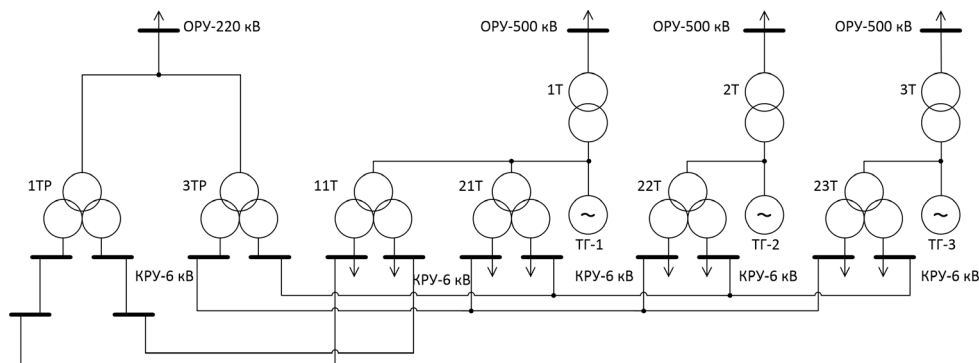


Рис. 1. Структурная схема Берёзовской ГРЭС

На Берёзовской ГРЭС применена блочная схема генератор-трансформатор - линия.

На трёх энергоблоках установлены турбогенераторы типа ТВВ-800-2ЕУ3 [2] (станционные номера ТГ-1, ТГ-2 и ТГ-3 на блоках № 1, 2 и 3 соответственно). В качестве главных повышающих трансформаторов для передачи мощности энергоблоков в сеть 500 кВ используются блочные трансформаторы 1Т, 2Т и 3Т типа ТНЦ-1000000/500-83У1[3].

Выработанная генераторами электрическая энергия передается в энергосистему по трём воздушным линиям 500 кВ – ВЛ Берёзовская ГРЭС-Итатская №1, ВЛ Берёзовская ГРЭС-Итатская №2 и ВЛ Берёзовская ГРЭС-Итатская №3.

На выводах турбогенераторов установлены комплектное устройство КАГ-24-30/30000 [3] (блок №1) и Alstom FKG1XV (блоки №2 и №3), предназначенные для выполнения коммутационных операций и измерений напряжения со стороны генераторного напряжения 24 кВ.

На стороне высшего напряжения блочных трансформаторов 1Т, 2Т, 3Т установлены коммутационные аппараты разъединители типа РПД-500Б-1/3200.

Обмотки блочных трансформаторов защищены ограничителями перенапряжения ОПН-500 (сторона высшего напряжения) и разрядниками РВ-25.

К линиям 500кВ блочные трансформаторы подключены через разъединители.

К выводам блочных генераторов 24 кВ с подключены трансформаторы собственных нужд 11Т и 21Т в блоке №1, мощностью 63 МВ\*А каждый, а в блоках №2 и №3 на аналогичные трансформаторы 22Т и 23Т. Тип трансформаторов – ТРДНС-63000/35. Эти трансформаторы являются основными источниками питания

собственных нужд блоков и схемы топливоподачи Берёзовской ГРЭС.

Для резервного электроснабжения собственных нужд станции предусмотрена воздушная линия 220 кВ ВЛ-Д-128 (ОРУ-220кВ) от подстанции «Шарыповская» и два резервных трансформатора 1ТР (с.н. блоков) и 3ТР (с.н. топливоподачи) типа ТРДЦН-63000/220, мощностью по 63 МВ\*А.

Состав оборудования ОРУ 500 кВ:

- измерительный трансформатор тока ТФЗМ-500Б-1У1 с заземлителем ЗР-500-2У1 (привод ПРН-1У1) и неподвижным контактом разъединителя;
- разъединитель подвесной РПД-500Б-1/3200У1 с прямой тросовой системой управления (привод ПД-2У1);
- жесткий токоподвод с отпайкой от сборных шин;
- высокочастотный заградитель ВЗ-2000 на шинной опоре и заземлителем ЗР-750-1У1 (привод ПРН-1У1);
- измерительный трансформатор напряжения - устройство НДЕ-500-72У1 с однополюсным разъединителем РНДЗ-16-35/1000У1 (привод ПРН-220М).

ОРУ 220 кВ обеспечивает резервное питание нужд станции при отключении блоков.

Состав оборудования ОРУ-220 кВ включает:

- шинные разъединители типа РНДЗ-2-220/2000, 2шт. - для 1ТР и 3ТР (привод ПДН-1);
- масляный выключатель У-220-2000-40 (привод ШПВ-46);
- линейный разъединитель РНДЗ-2-220/2000 (привод ПДН-1);
- измерительный трансформатор напряжения НКФ-220-58У1;
- высокочастотный заградитель ВЗ-1000;
- конденсатор связи 2СМК-110/3 с фильтром присоединения ФПУ.

Распределительное устройство для электроснабжения собственных нужд высшей ступени напряжения электростанции РУ-6 кВ выполнено комплектным.

На блоках № 1 и 2 установлены КРУ из шкафов серии КЭ-6, состоящих из трех основных частей: каркаса шкафа; выдвижного элемента; релейного шкафа.

Шкафы КРУ серии КЭ-6 оснащены выключателями ВЭ-6-40/3150, установленными на рабочих и резервных вводах и выключателями ВЭ-6-40/1600 на отходящих линиях.

На блоке № 3 установлено КРУ 6 кВ серии NXAIR S. Шкафы КРУ оснащены встроенными устройствами контроля и управления. Все коммутации осуществляются при закрытой двери высоковольтного отсека и контролируются за счёт применения встроенного устройства управляющей логики. Контроль отсутствия напряжения на присоединении и сборных шинах осуществляется при закрытой двери высоковольтного отсека за счёт интегрированных емкостных указателей напряжения DXNP. Заземляющий нож в шкафу присоединения рассчитан на включение на ток КЗ. Шкафы КРУ серии NXAIR S укомплектованы вакуумными выключателями SION с моторным приводом и микропроцессорными устройствами релейной защиты.

Также на электростанции имеется распределительное устройство собственных нужд низшей ступени напряжения РУСН 0,4 кВ. В качестве РУСН 0,4 кВ используются комплектные низковольтные устройства распределения и управления шкафного исполнения КРУЗА П, предназначенные для управления электродвигателями механизмов, запорной и регулирующей арматуры.

Питание РУСН 0,4 кВ осуществляется через трансформаторы 6/0,4 кВ.

В аварийном режиме особо ответственные потребители, работа которых необходима для безаварийного останова производства, подключаются к дизель-генераторам КАС-500 (бл. №1 и №2) и Р-660-1 (бл. №3).

В целом работа Берёзовской ГРЭС позволяет повысить надежность работы энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, а также Объединенной энергосистемы Сибири в целом. Одним из важнейших системных эффектов от электростанции является снижение зависимости ОЭС Сибири от режимов работы ГЭС, что, поможет решить проблему дефицита электроэнергии и мощности в маловодные годы.

#### **Литература**

1. Берёзовская ГРЭС [Электронный ресурс] // Системный оператор Единой энергетической системы. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=1401/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
2. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козина. - Москва: Изд-во МЭИ, 2015. - 296 с.: ил.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.

**МОДЕЛЬ ТЕРМОСИФОННОГО ТЕПЛООБМЕННИКА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ МОДУЛЬНЫХ  
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ**

**К.Ю. Ушаков, А.Н. Петерс, А.П. Зайцев**

*Научный руководитель: доцент, к.т.н. Е.Ю. Темникова*

*Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева,  
г Кемерово, Россия*

Автономные модули систем управления имеют большие тепловыделения, которые необходимо отводить во избежание перегревов оборудования и для обеспечения его безотказного функционирования. При этом нужно соблюдать определенные требования к качеству, а именно чистоте, рабочей среды, применяемой в системе охлаждения. Например, для охлаждения модульных автоматизированных систем управления электрокалориферных установок для подачи воздуха в шахты применяют холодильные агрегаты, которые соответствуют предъявляемым требованиям. Однако стоимость одного агрегата в среднем составляет около 2 млн. руб., кроме того они считаются достаточно громоздкими.

На сегодняшний день существуют системы охлаждения, применяемые в различных устройствах теплообменного оборудования, на основе испарительно-конденсационного цикла – замкнутые двухфазные термосифоны различных конструкций [1-2]. Они считаются эффективными по сравнению с другими элементами систем охлаждения, так как имеют высокие теплопередающие характеристики и просты в изготовлении [1, 3-4]. Но внедрение термосифонов до настоящего времени не является крупномасштабным, так как, несмотря на относительно простой механизм работы термосифонов, не разработана общая теория процессов теплопереноса в них, учитывающая большой комплекс физических процессов, протекающих в зонах испарения и конденсации, в паровом канале, движущейся пленке конденсата [1, 5].

Целью данной работы является экспериментальное исследование процесса отвода теплоты с помощью двухфазных замкнутых термосифонов. Для этого использовали экспериментальную установку, представленную в [6].

Замкнутый двухфазный термосифон представляет собой вертикально ориентированную бесфитильную тепловую трубу, в которой перенос теплоносителя от зоны испарения к зоне конденсации происходит под действием подъемной силы. Рабочее вещество (фреон), испаряясь в нижней части устройства за счет подвода теплоты от горячего воздуха, позволяет переносить большое количество энергии. Пар, образующийся в зоне испарения, из-за воздействия выталкивающей силы поднимается в центральной части в область конденсации, где и происходит выделение скрытой теплоты фазового перехода за счет холодного воздуха. Сконденсированный пар по внутренней боковой поверхности термосифона под действием силы тяжести возвращается в зону испарения [3].

В ходе выполнения экспериментальных исследований снимались показания температур горячего и холодного воздуха на входе и выходе из установки с помощью термометров сопротивления, предназначенных для измерения среднеинтегральных значений двумерного поля в сечении температур потока воздуха. Бифилярная намотка термометров сопротивления применяется для того, чтобы получить безындукционное сопротивление. То есть проволоку складывают вдвое и в таком виде наматывают на катушку, что приводит к протеканию тока в соседних витках в противоположные стороны и тогда магнитные поля почти полностью уничтожаются. Тарировка бифилярных термометров сопротивления производилась в климатической камере FEUTRON GREIZ ТИП 3522/1. Посредством анемометра определялись скорости горячего и холодного воздуха на выходе из стенда (табл. 1).

На основе полученных измерений проводились расчеты теплового баланса (табл. 1) по уравнению

$$Q = \rho V c_p (t_{\text{вых}} - t_{\text{вх}})$$

Из табл. 1 видно, что для опытов 1-7, 12, 13 тепловой баланс удовлетворительно сходится, причем для опыта 4 тепловые потоки имеют одинаковое значение. Можно предположить, что расхождение значений количества тепла связано с некорректной организацией измерения скоростей потоков горячего и холодного воздуха. В связи с чем, необходимо изменить методику измерения скоростей воздуха.

Кроме того нужно более точно и углубленно изучить работу термосифона, определить оптимальную степень заполнения рабочего вещества в трубках, найти длины зон кипения и конденсации фреона.

В дальнейшем предполагается проводить измерения температур на стенках термосифона в нижней и верхней частях с целью определения коэффициентов теплоотдачи воздуха, кипения и конденсации фреона по различным методикам с использованием данных численных и экспериментальных исследований других авторов [1-7]. Также будет определяться термическое сопротивление, которое является основным критерием эффективной работы термосифонов, причем основной вклад в него вносит зона испарения [7]. Известно, что на теплопередающие характеристики термосифонов влияет большое количество факторов: количество заправленного теплоносителя, его теплофизические свойства, длины зон нагрева (испарения) и конденсации и условия охлаждения зоны конденсации. Наличие большого количества влияющих факторов ставит задачу поиска наиболее оптимальной конструкции системы охлаждения на основе двухфазных замкнутых термосифонов, что является важным для конкретных условий их применения [4].

**Таблица 1**

№	Горячий воздух						Холодный воздух					
	$t_{\text{вх}}^{\circ}$	$t_{\text{вых}}^{\circ}$	$r$	$w$ , м/с	$VЧ$	$Q$ , кВт	$t_{\text{вх}}^{\circ}$	$t_{\text{вых}}^{\circ}$	$r$	$w$	$V \cdot 10^{-3}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q$ , кВт
1	67,7	60,19	1,059	0,93	28,5	0,23	22,9	25,28	1,183	0,83	56,4	0,16
2	69,9	62,38	1,053	0,93	28,5	0,23	22,9	25,7	1,182	0,83	56,4	0,19
3	71,6	64,57	1,046	0,93	28,5	0,21	22,9	26,27	1,180	0,83	56,4	0,23
4	72,1	64,57	1,046	0,93	28,5	0,23	22,9	26,27	1,180	0,83	56,4	0,23
5	103	86,53	0,982	0,93	28,5	0,45	24,0	28,24	1,172	0,83	56,4	0,29
6	105	88,73	0,976	1	30,6	0,48	24,0	28,24	1,172	0,83	56,4	0,29
7	107	90,92	0,970	0,96	29,4	0,46	24,0	29,22	1,168	0,83	56,4	0,35
8	69,9	62,38	1,053	1,06	32,4	0,26	22,9	26,27	1,180	1,13	76,8	0,31
9	76,5	71,16	1,026	1,06	32,4	0,18	25,0	28,24	1,172	1,13	76,8	0,29
10	78,6	71,16	1,026	1,06	32,4	0,25	25,0	28,24	1,172	1,13	76,8	0,29
11	78,6	71,16	1,026	1,06	32,4	0,25	25,0	28,24	1,172	1,13	76,8	0,29
12	112	95,31	0,958	1,06	32,4	0,50	26,1	30,21	1,164	1,13	76,8	0,37
13	114	97,51	0,953	1,06	32,4	0,50	26,1	30,21	1,164	1,13	76,8	0,37

Созданная модель экспериментального стенда [6] на основе термосифонов может стать прототипом теплообменного аппарата, который можно будет использовать для охлаждения различного оборудования. В частности, для охлаждения модульных автоматизированных систем управления электрокалориферных установок для подачи воздуха в шахты, где на сегодняшний день применяют холодильные агрегаты стоимостью около 2 млн. руб. каждый.

#### Литература

1. Безродный, М. К. Процессы переноса в двухфазных термосифонных системах. Теория и практика / М.К. Безродный, И.Л. Пиоро, Т.О. Костюк. – Киев: Факт, 2005. – 704 с.
2. Аль-Ани, М. А. Особенности гидродинамики и теплопереноса в термосифонах для использования в теплоэнергетическом оборудовании: дис. ... к-та техн. наук: 05.14.14, 01.04.14: защищена 01.07.11 - Томск, 2011. – 142 с.
3. Кузнецов, Г. В. Режимы смешанной конвекции в замкнутом двухфазном термосифоне цилиндрической формы / Г.В. Кузнецов, М.А. Аль-Ани, М.А. Шеремет // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. № 4. – С. 18-23.
4. Кравец, В. Ю. Интенсивность теплоотдачи в зоне испарения двухфазных термосифонов / В.Ю. Кравец, В.И. Коньшин, Н.С. Ванеева // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2014. – Т. 2. № 5 (68). – С. 45-50.
5. Красношлыков, А. С. Численное моделирование тепловых режимов термосифонов / А.С. Красношлыков, Г.В. Кузнецов // Материалы III Междунар. молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы», Томск, 28 сент. – 2 окт. 2015. Т. 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – С. 25-28. – Режим доступа: <http://forumenergy2015.enin.tpu.ru/ru/site/page/view/compilation>
6. – Загл. с экрана.
7. Ushakov, K.Yu. Evaluation of Thermosyphon Application for Cooling the Modular Automated Control Systems / K.Yu. Ushakov, A.N. Peters, A. R. Bogomolov, E.Yu. Temnikova // MATEC Web of Conferences, 2016, Vol. 72 (2016), Heat and Mass Transfer in the System of Thermal Modes of Energy – Technical and Technological Equipment (HMTTSC-2016), Tomsk, Russia, April 19-21, 2016, Published online: 09 August 2016. – DOI: <http://dx.doi.org/10.1051/mateconf/20167201119> – Article available at <http://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/abs/2016/35/contents/contents.html>

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ  
УПРАВЛЕНИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА**

**Е.А.Чистяков**

*Научные руководители — доцент каф. ОХХТ В.В.Тихонов, доцент каф. ОХХТ В.М.Беляев  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

На сегодняшний день расходы по статье отопления составляют наибольшую долю из всех имеющихся коммунальных платежей. В связи с этим стоит отметить, что существует проблема, связанная с экономией расходов по данной статье. Такая проблема существует не только у частных лиц, которые вынуждены отапливать свои жилые помещения, покупая уголь, газ, дрова, электричество, либо врезаться в систему центрального отопления, но и практически у всех предприятий любой отрасли. Все эти примитивные способы отапливания помещений существенно сказываются на бюджете. Стоит также отметить, что применяемые для получения различного рода энергии земные ресурсы являются невозобновимыми, то есть в скором времени они просто закончатся, и человек будет вынужден искать альтернативные способы получения энергии для своих нужд. Исходя из вышеупомянутого, можно сделать вывод о том, что проблема отопления на сегодняшний день является достаточно актуальной как с финансовой точки зрения, так и с экологической.

Как уже было отмечено во введении, необходимо находить альтернативные источники получения энергии, так как использование полезных ископаемых, во-первых, приводит к истощению природных ресурсов, во-вторых, негативно сказывается на экологической обстановке планеты и, в-третьих, является достаточно затратным способом с финансовой точки зрения. В связи с этим, в данном проекте предлагается использовать тепловую энергию земли, а именно, за счет тепла добываемой нами нефти отапливать помещения на объектах управления подготовки нефти и газа. Согласно данным по термометрам, на многих объектах управления подготовки нефти и газа температура нефти достигает порядка 70 °С, а температура подтоварной воды – 60-65 °С. Если на объекте установить теплообменную установку, а в самих помещениях провести водяную систему отопления, и циркуляционную воду нагревать как раз через теплообменную установку подтоварной водой, то можно решить проблему большого энергопотребления на многих объектах управления подготовки нефти и газа. Согласно санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам СанПиН 2.1.4.2496-09, температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60°С и не выше 75°С [1]. А что касается температуры циркуляционной воды в системе отопления, то этот момент никак не регламентируется. Максимальная температура теплоносителя согласно СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» для жилых, общественных и административных зданий должна быть не более 95 °С для двухтрубных систем, и не более 105 °С для одноконтурных систем [2]. Но как показывает практика, температуры батарей в пределах 60 °С будет вполне достаточно, чтобы температура воздуха в помещении соответствовала всем нормам. Тем более, если учесть тот фактор, что расстояние трубопровода от теплообменной установки к системе отопления будет незначительным (в пределах 100 метров), то потери тепла будут несущественными, что также позволит практически все полученное тепло от подтоварной воды перенести в помещение.

Произведен предварительный расчет эффективности внедрения теплообменной установки на примере Южно-Черемшанского месторождения.

На месторождении имеются 2 помещения, отапливаемые электронагревательными приборами: операторная и машинный зал. Операторная имеет площадь 120 м<sup>2</sup>, а машинный зал 90 м<sup>2</sup>.

В операторной для обогрева применяются масляные обогреватели типа DeLonghi TRD 0615 и мощностью 1,5 кВт в количестве 9 единиц, также имеется кондиционер на входе в помещение мощностью 2 кВт. В машинном зале имеются 8 электронагревательных приборов с мощностью 2 кВт.

Для осуществления экономии средств необходимы некоторые финансовые вложения, которые состоят из следующих расходов:

- Покупка и доставка теплообменника – 450000 рублей;
- Покупка и монтаж трубопровода – 54000 рублей;
- Строительство помещения для теплообменника – 350000 рублей;

Из этих данных несложно сделать вывод о том, что капиталовложения составят меньше 1 миллиона рублей, а именно – 854000 рублей, что немногим больше ежегодных затрат на электроэнергию.

Далее, в таблице 1 представлены данные по которым можно увидеть разницу расходов на электроэнергию до внедрения теплообменной установки, а также после ее внедрения.

**Таблица 1**

**Сводка потребления электроэнергии до и после внедрения теплообменной установки**

Статья	Потребление до оптимизации	Потребление после оптимизации	Отношение потребления э/э до и после внедрения
Электроэнергия, кВт*ч	169900	23040	7,875
Тариф, руб/(кВт*ч)	3,3223	3,3223	
Итоговая стоимость, руб	602800	76550	

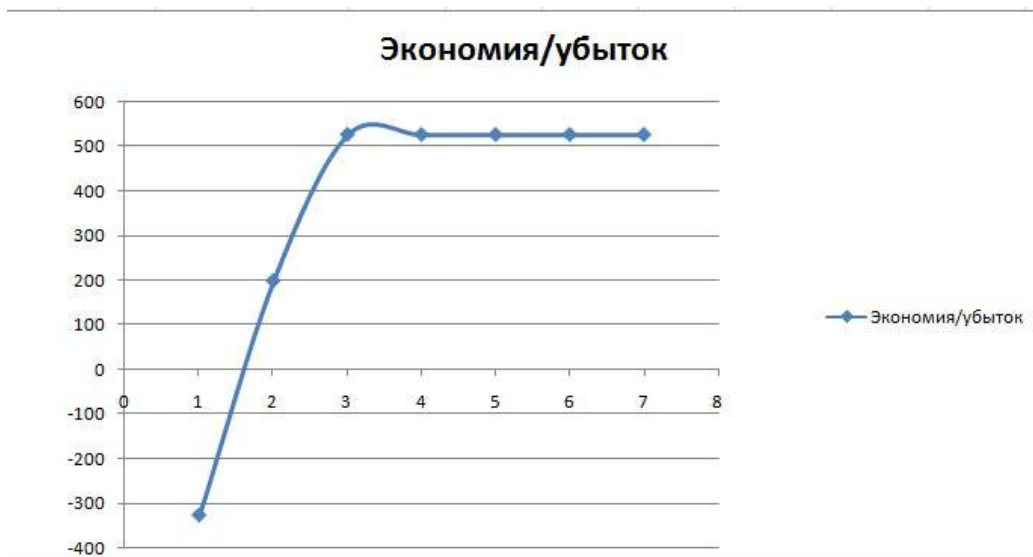


Рис. 1. График. Экономический эффект после внедрения теплообменной установки.

Как видно из расчетов по данным таблицы, экономия средств после внедрения установки начинается уже со второго года эксплуатации, и она составляет порядка 200 тысяч рублей. С третьего года эксплуатации теплообменной установки начинается максимально возможная экономия средств, которая превышает 500 тысяч рублей в год. Как было ранее замечено, расчеты производились только по одному объекту одной компании, а таких объектов, по известным данным, с аналогичными проблемами насчитывается порядка 10. Если учитывать данный фактор, то годовая экономия средств компании увеличивается в 10 раз и составляет более 5 миллионов рублей. Стоит также упомянуть об упущенной экономии за все то время, которое работает имеющийся объект в компании. Поэтому следует максимально эффективно и рационально использовать имеющиеся запасы энергии планеты, а не впустую их растрчивать, поскольку речь идет не только об экономии средств, а также об экономии природных источников энергии, которые в своем роде являются невозобновимыми.

#### Литература

1. СанПиН 2.1.4.2496-09. «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиН 2.1.4.1074-01».
2. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

### ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРГАНОВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА

С.А. Шевырёв, Т.Р. Валиуллин, К.Ю. Вершинина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение энергетической эффективности традиционных промышленных энергоустановок, работающих на твердом топливе, является одной из приоритетных задач во многих странах. Особенно это актуально для стран, в которых генерация электрической энергии осуществляется в основном при сжигании твердого топлива (Китай, Индия, Германия и др.). При этом одним из наиболее значимых факторов, ограничивающих интенсивное развитие промышленных энергоустановок, являются проблемы экологической безопасности их работы. В этом случае обычно рассматривают проблемы связанные с выбросами твердых отходов в виде золы и шлака [3], а также выбросы дымовых газов в виде  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  и других веществ.

Сейчас практически не рассматриваются вопросы теплового загрязнения окружающей среды, образующегося при выбросе в атмосферу горячих дымовых газов, температура которых в основном составляет 140-160°C в зависимости от эффективности сжигания различного топлива [2] и конструктивных особенностей котлов. В настоящее время это считается наиболее очевидным и неизбежным условием работы тепловых энергоустановок, работающих на твердом топливе, так как это позволяет минимизировать образование различных кислот из компонентов дымового газа, в частности серной и азотной, и таким образом продлить срок службы основного оборудования (дымовой трубы, газопроводов, дымососов и др.).

Однако с точки зрения эффективности работы тепловой энергоустановки для повышения общего КПД электростанции необходимо понижать температуру дымовых газов, выбрасываемых в атмосферу. При этом необходимо прорабатывать вопросы эффективной переработки компонентов дымового газа в дополнительные продукты, востребованные в других отраслях промышленности.

В решении вопроса повышения термодинамической эффективности традиционных тепловых энергоустановок

в качестве одного из возможных подходов можно рассматривать переход на более эффективные способы утилизации теплоты уходящих дымовых газов, так как они обеспечивают наибольшие теплотери при работе котельного агрегата и его тепловом балансе. Наиболее простым методом утилизации теплоты уходящих дымовых газов является установка дополнительных поверхностей теплообмена с понижением их температуры (газов) для обеспечения стабильного процесса фазового перехода при конденсации водяных паров. Это позволит получить значительное количество дополнительной тепловой энергии, которая может быть использована для собственных нужд. Вместе с этим необходимо будет решить основную проблему такого технического решения – образования разбавленных кислот – серной и азотной (в основном). При этом стоит рассмотреть возможность использования данного способа для различного топлива, в частности водоугольного и перспективного органоводоугольного. Доказано практически и теоретически, что применение водоугольного и органоводоугольного топлив позволяет существенно снизить выбросы вредных газов относительно использования традиционного пылеугольного топлива.

В результате такого предлагаемого технического решения представляется возможным рассмотреть процесс фазового перехода водяных паров (конденсация) в дымовом газе с утилизацией теплоты и одновременной переработкой кислых газов, путем обработки их, например, щелочными растворами или другими способами. Конденсат водяного пара после очистки необходимо использовать для создания водоугольного топлива, реализуя замкнутый водооборотный цикл.

В качестве перспективных компонентов водоугольного и органоводоугольного топлив стоит рассмотреть различные промышленные отходы. К ним в частности можно отнести фильтр-кеки [1], представляющие собой высокозольные ( $A^d$  обычно больше 30%) и влажные флотопродукты, полученные после обогащения каменных углей, а также различные отработанные органические жидкости нефтяного происхождения – отработанные моторные масла, трансформаторные, турбинные и другие.

Рассмотрим в качестве одного из перспективных компонентов суспензионного топлива фильтр-кек, полученный после обогащения каменного угля марки К. Характеристики фильтр-кека представлены в таблице.

Таблица

Технический анализ фильтр-кека

Образец	$W^{ar}$ , %	$A^d$ , %	$V^{daf}$ , %	$Q_{s,v}^a$ ккал/кг
Фильтр кек каменного угля марки К	43.5	26.46	23.08	5930

Тепловая эффективность энергетической станции, основным топливом для которой является водоугольное или органоводоугольное топливо, состоит из КПД трех ее составляющих: котельного агрегата, турбоустановки и трубопроводов, соединяющих котел и турбоустановку. Наибольшие потери наблюдаются в котельном агрегате и турбоустановке. В процессе фазового перехода водяных паров дымового газа рассмотрим котельный агрегат. Наибольшие потери в котельном агрегате относительно его теплового баланса наблюдаются при потерях теплоты, связанной с высокой температурой уходящих дымовых газов:

$$Q_2 = \frac{(i_{fg} - \alpha_{fg} \cdot i_a) \cdot (100 - Q_4)}{Q_r'} \quad (1)$$

где  $i_{fg}$  – энтальпия уходящих дымовых газов, Дж/кг;  $\alpha_{fg}$  – общий коэффициент избытка воздуха в топке (избыток воздуха для сжигания топлива и присосы через неплотности), Дж/кг;  $i_a$  – удельная энтальпия теоретически необходимого воздуха при температуре, с которой он поступает в котельный агрегат, Дж/кг;  $Q_4$  – потери теплоты от механического недожога топлива;  $Q_r'$  – располагаемая теплота, включающая в основном низшую теплоту сгорания используемого топлива, Дж/кг.

Как видно из формулы (1), при сокращении разности энтальпий между уходящими дымовыми газами и воздухом, используемым для горения исходного топлива, потери теплоты с уходящими дымовыми газами могут быть уменьшены. Например, считая теплоемкость дымового газа постоянной в диапазоне 100-150°C и степень выгорания частицы водоугольного топлива более 95% можно получить существенное снижение теплотер с уходящими дымовыми газами.

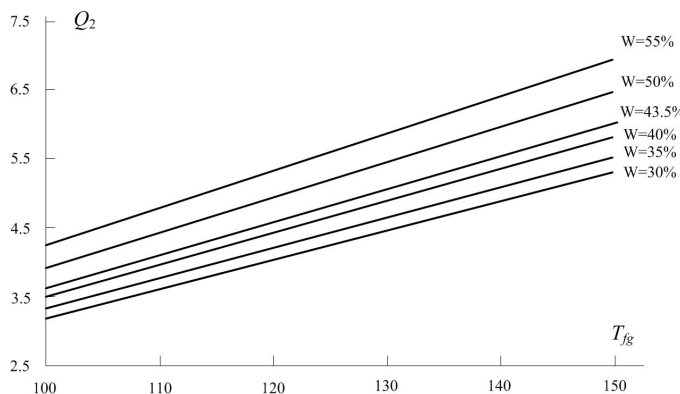


Рис. 1. Теоретические потери  $Q_2$  на примере фильтр-кека марки К в зависимости от температуры газа  $T_{fg}$  и влагосодержания топлива  $W$ .



Если принять во внимание дальнейшее снижение температуры уходящих газов примерно до 30-40°C (ограничены движущей силой теплопередачи в теплообменном оборудовании), то можно отметить наличие гораздо большего количества неиспользуемой теплоты, содержащееся в водяном паре. Массовая доля воды в водоугольном топливе в среднем составляет 35-50% от массы топлива (смотри таблицу).

При температуре дымовых газов больше 150°C потери теплоты с уходящими дымовыми газами, пропорционально увеличению энтальпии, возрастают.

Низшая теплота сгорания ВУТ (таблица) составляет  $Q_{i} = 11.5$  МДж/кг. Таким образом, при утилизации теплоты имеющихся водяных паров можно получить примерно до 13.5% от низшей теплоты сгорания в данных условиях. При повышении начальной влажности исходного топлива эти значения существенно возрастают и могут достигать 20% при влажности топлива в рабочем состоянии 55%. Представленные результаты показывают, что термодинамическая эффективность использования водоугольного и органоугольного топлива может быть существенно улучшена.

*Исследования выполнены за счет средств гранта Российского Научного Фонда (проект № 15-19-10003).*

#### Литература

1. Glushkov D.O., Lyrshchikov S.Yu., Shevyrev S.A., Strizhak P.A. Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy & Fuels. – 2016. – Vol. 30, № 4. – P. 3441–3450.
2. Wang C., He B., Yan L., Pei X., Chen S. Thermodynamic analysis of a low-pressure economizer based waste heat recovery system for a coal-fired power plant // Energy. – 2014. – Vol. 65. – P. 80–90.
3. Wang Y., Shao Y., Matovic M.D., Whalen J.K. Recycling combustion ash for sustainable cement production: A critical review with data-mining and time-series predictive models // Construction and Building Materials. – 2016. – Vol. 123. – P. 673–689.

### ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ НАЗАРОВСКОЙ ГРЭС

**В.В. Ярмонов, Н.М. Космынина**

*Научный руководитель доцент Н. М. Космынина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Основными источниками электроэнергии нефтегазодобывающих предприятий являются распределительные сети электроэнергетических компаний, а так же автономные электростанции собственных нужд (ЭСН).

Нефтяная промышленность входит в стратегическое перспективное направление нефтегазового комплекса развития добывающей промышленности Красноярского края. Электроснабжение месторождений осуществляется от Единой энергосистемы России. В Красноярской области существенную роль для поддержания баланса энергосистемы осуществляет Назаровская ГРЭС [1].

Назаровская ГРЭС находится на пересечении магистральных электрических сетей. Через территорию станции проходит линия электропередачи 500 кВ, передающая электроэнергию в Красноярск и города края – Ачинск, Ужур, Лесосибирск, а также в соседние регионы – Кузбасс, Республику Хакасия и Республику Тыва. Кроме того, станция обеспечивает теплом промышленные и сельскохозяйственные предприятия, предприятия социальной сферы и жилые дома города Назарово. Станция работает главным образом в конденсационном режиме, вырабатывая преимущественно электроэнергию. На рис. 1. представлена структурная схема Назаровской ГРЭС.

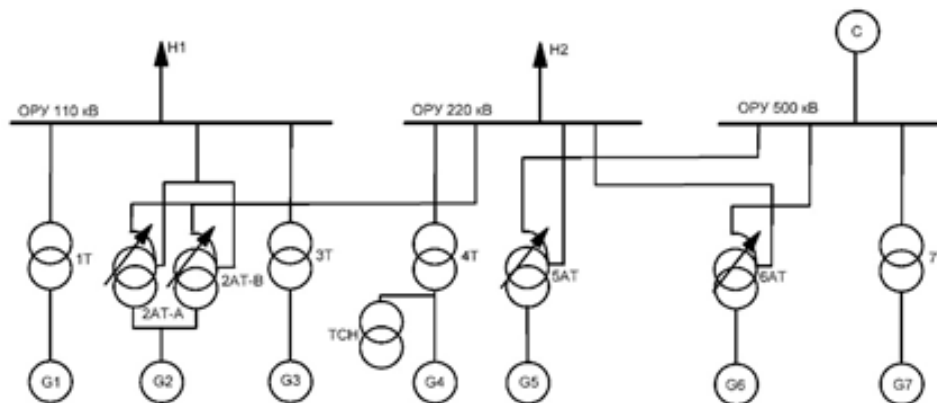


Рис.1. Структурная схема Назаровской ГРЭС

На Назаровской ГРЭС сооружены три распределительных устройства. Распределительные устройства имеют следующие классы напряжения: ОРУ-110 кВ, ОРУ 220 кВ и ОРУ 500 кВ.

На станции установлены семь турбогенераторов: шесть турбогенераторов (G1, G2, G3, G4, G5, G6) .. типа ТВФ-165-2У3, и один турбогенератор G7 типа ТГВ-500-2. Все турбогенераторы работают по схеме блоков генератор - трансформатор или автотрансформатор. Типы блочных трансформаторов: ТДЦН-200000/110, ТДЦ-200000/220, ОРДЦ -210000/500; типы блочных автотрансформаторов: АТДЦТН-250000/220/110, АТДЦТН-500000/500/220. Эти же автотрансформаторы осуществляют также связи между распределительными устройствами электростанции.

Для обеспечения надёжной работы Назаровской ГРЭС, выбора оборудования и расчета его защиты проводится расчет токов короткого замыкания. Короткое замыкание (КЗ) - это процесс замыкания одной или нескольких фаз между собой или же на землю. Одной из характеристик режима является ударный ток - максимальное значение полного тока КЗ. Время ( $T_a$ ), при котором ударный ток уменьшается в 2,72 раза, называется временем затухания аperiodической слагаемой тока короткого замыкания.

Значения  $T_a$  зависят от результирующих активного и индуктивного сопротивлений схемы замещения энергосистемы. Последние, в свою очередь, определяются параметрами конкретной схемой соединения оборудования.

В большом количестве литературных источников, рекомендуется для расчета  $T_a$  (следовательно и  $K_u$ ) пользоваться некоторыми усредненными значениями, представленными в таблице 1 [2]

Таблица 1

Значение времени затухания аperiodической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

Элемент	Время затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания ( $T_a$ ),с
Турбогенератор мощность, МВт 100-1000	0,4-0,54
Блоки состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генератора: МВт, 300 500	0,32 0,35
Система связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью 80МВт и выше	0,06-0,15
Распределительные сети напряжением 6-10 кВ	0,01

Для проверки соответствия рекомендованных значений  $T_a$  реальным параметрам была проведена серия расчетов режимов трехфазного короткого замыкания для Назаровской ГРЭС. Параметры оборудования (турбогенераторов, силовых трансформаторов) были приняты в соответствии с [3] . Упрощенная схема Назаровской ГРЭС представлена на рисунке 2.

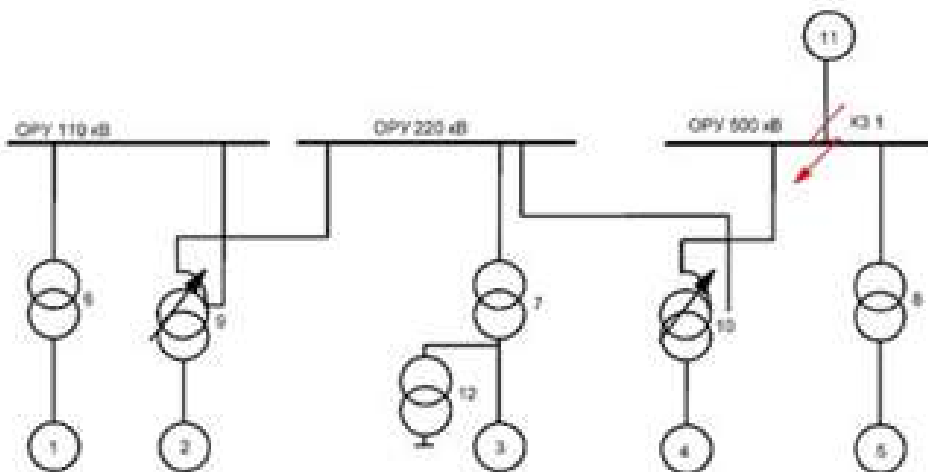


Рис. 2 . Упрощенная схема для проведения расчетов режимов трехфазных коротких замыканий Назаровской ГРЭС

В таблице 2 приведены результаты расчета и сравнительный анализ для одной точки короткого замыкания на распределительном устройстве 500 кВ.

**Таблица 2**

**Анализ постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока  
трехфазного короткого замыкания**

Место замыкания	Элемент (табличное значение)	Рассматриваемая ветвь	Т <sub>а</sub> , с (табличное значение)	Т <sub>а</sub> , с (расчетное значение)
КЗ-1 ОРУ- 500 кВ	Турбогенератор мощность, МВт 100-1000	1	0,4 – 0,54	0,591
		2		1,47
		3		0,249
		4		1,45
		5		0,468
	Блоки состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при различной мощности турбогенераторов	6	0,32	0,591
		7		0,249
		8		0,468
		9		0,746
		10		0,592
	Система связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью 80МВт и выше	11	0,06-0,15	0,108
	Распределительные сети напряжением 6-10 кВ	12	0,01	0,108

Сравнивая полученные результаты рекомендованными значениями, можно сделать вывод о том, что время затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания Т<sub>а</sub> не совпадает с табличными данными для всего оборудования электростанции, за исключением генератора под номером 5. Следовательно, рекомендуемые табличные данные Т<sub>а</sub> можно использовать только в случае рассмотрения повреждения на выводах генератора; причем в некотором частном случае: ток от генератора больше суммарного тока от остальных источников. При использовании расчетных значений повышается точность определения тока КЗ, что необходимо для правильного выбора оборудования.

**Литература**

1. Назаровская ГРЭС [Электронный ресурс] // Системный оператор Единой энергетической системы. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=1396/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.12.2016).
2. Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. — 4-е изд., стер. — Екатеринбург: АТП, 2015. — 648 с.: ил.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. — 607 с.: илл.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТЖИГА  
ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ КАБЕЛЬНЫХ ТЕРМОПАР**

**Яшутина О.С.**

*Научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Иванова Е.В.  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Температура является одним из важнейших параметров технологических процессов. Она обладает некоторыми принципиальными особенностями, что обуславливает необходимость применения большого количества технических средств и методов для ее измерения.

Различают контактные и бесконтактные методы измерения температуры.

Одним из самых распространенных методов измерения температуры, особенно в промышленности, является метод измерения с помощью термопары.

Термопара - это датчик температуры, состоящий из двух соединённых между собой разнородных электропроводящих элементов, обычно металлических проводников, реже полупроводников [1].

Использование кабельных термопар имеет ряд преимуществ перед обычными промышленными термопарами в жестком керамическом корпусе.

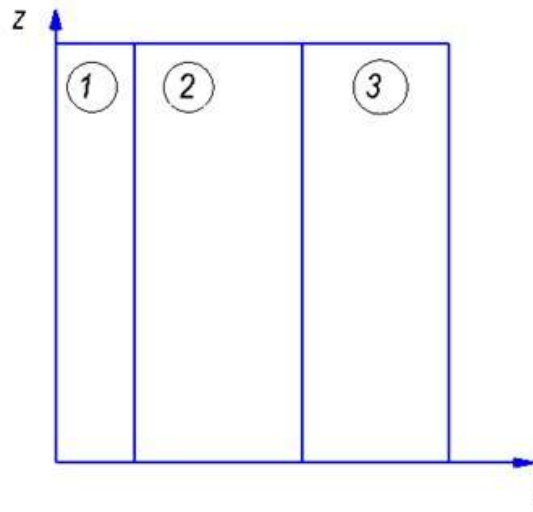
Конструкция кабельной термопары определяет ее основное преимущество: гибкость и герметичность корпуса. Также возможно изготовление кабельных термопар большой длины. И благодаря изоляции и тонкому корпусу такие термопары отличаются намного меньшей тепловой инерционностью в отличие от промышленных жестких термопар.

Кабельные термопары применяются практически во всех отраслях промышленности в очень широком диапазоне температур. В настоящее время есть ряд работ, посвященных моделированию тепловых процессов в промышленных жестких термопарах [2-5]. Несмотря на многолетние научные работы и большой опыт в производстве, технологические процессы изготовления кабельных термопар в полной мере не проработаны теоретически [6].

При постановке задачи предполагалось, что в процессе изготовления кабельную термопару пропускают через специализированную камеру, в которой происходит отжиг оболочки термопары.

Целью данной работы является определение конечного времени отжига, для процесса изготовления кабельных термопар, с помощью математического моделирования.

При моделировании рассматривалась система, представленная на рисунке 1.



*Рис. 1. Схема области решения задачи при  $0 \leq t \leq t_p$ ; 1 – спай термопары, 2 – изоляция, 3 – оболочка кабельной термопары*

Система нестационарных дифференциальных уравнений теплопереноса в частных производных для системы «спай термопары – изоляция – оболочка кабельной термопары» (рис.1), соответствующая сформулированной физической постановке задачи, имеет следующий вид [7-9].

Уравнение теплопроводности для спая термопары ( $0 < r < r_1$ ,  $0 < z < z_1$ ):

$$\rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right).$$

Уравнение энергии для изоляции ( $r_1 < r < r_2$ ,  $0 < z < z_1$ ):

$$\rho_2 C_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right).$$

Уравнение теплопроводности для оболочки кабельной термопары ( $r_2 < r < r_3$ ,  $0 < z < z_1$ ):

$$\rho_3 C_3 \frac{\partial T_3}{\partial t} = \lambda_3 \left( \frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right).$$

Здесь  $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $C$  – теплоемкость, Дж/(кг\*К);  $T$  – температура, К;  $t$  – время, с;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м\*К);  $r$ ,  $z$  – координаты цилиндрической системы, м; индексы «1», «2», «3» соответствуют спая термопары, изоляции, оболочке.

Начальные условия:  $t_0 = 20$  °С;  $T_k = 300$  °С.

Результаты расчетов показаны на рисунке 2.

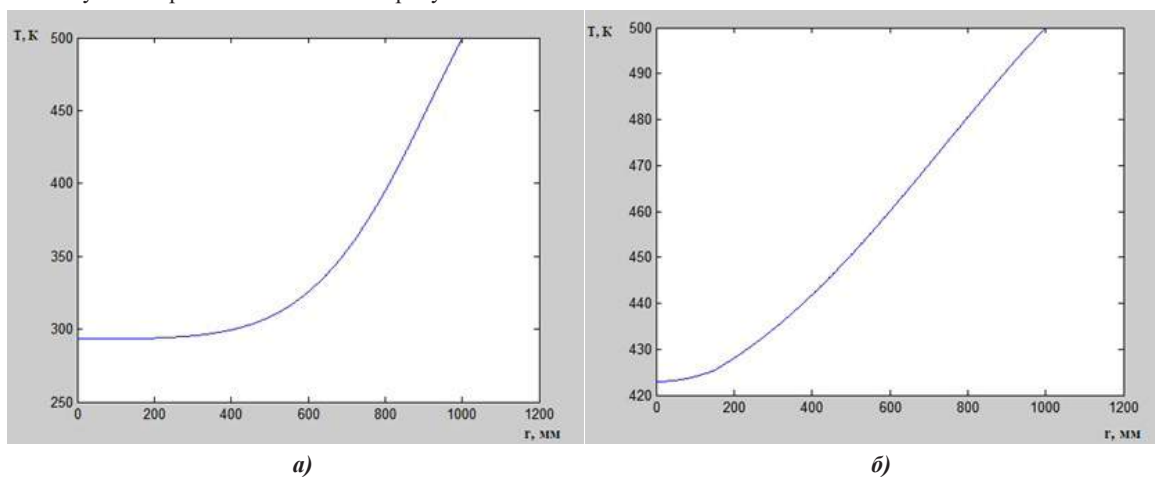


Рис. 2. Распределение температуры в чувствительном элементе через 10 с (а) и 40 с (б)

Из рисунка 2, а видно, что перепад температур на внешней оболочке и в центре термопары составляет около 205 К. Из рисунка 2, б видно, что перепад температур на внешней оболочке и в центре термопары составляет примерно 78 К.

По результатам работы можно сделать вывод, что при повышении конечной температуры происходит равномерный прогрев по всем слоям термопары. Это положительно влияет на качество готового изделия. Минимизировать конечную температуру прогрева нельзя, но чрезмерное повышение температуры нецелесообразно, так как это приведет к дополнительным затратам электроэнергии.

#### Литература

1. Атрошенко Ю.К., Озерова И.П., Стрижак П.А. Влияние теплового контакта на результаты измерений поверхностных термоэлектрических преобразователей. Научно-технические ведомости СПбГПУ, № 1(214), 2015. С. 97–105.
2. Atroshenko, Y.K., Strizhak, P.A., Yashutina, O.S. Determination of necessary time of measurements of surface thermocouples depending on conditions of technological processes. – Source of the Document EPJ Web of Conferences 82, 01061, 2015.
3. Atroshenko, Y.K., Strizhak, P.A. Numerical evaluation of the measurement error of temperature by surface thermocouples in the conditions of incomplete thermal contact with object of measurement. – EPJ Web of Conferences 76, 01034, 2014.
4. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О необходимых и достаточных временах измерений термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. 2015. № 5 (192). С 23–27.
5. A. A. Ulanovskiy, E. S. Zemba1, A. M. Belenkiy, S. I. Chibizova, A. N. Bursin. Stability of Cable Thermocouples at the Upper Temperature Limit of their Working Range. – Temperature: Its Measurement and Control in Science and Industry, Volume 8, 2013. – С. 576-580.
6. В.А. Каржавин, А.В. Каржавин. Пути повышения надежности и точности измерения температур с помощью термопар. – Приборы, № 12, 2010. - С. 12-22.
7. Джалурия, Й. Естественная конвекция: тепло– и массообмен / Джалурия Й. – М. : Мир, 1983. – 399 с.
8. Пасконов, В.М. Численное моделирование процессов тепло– и массообмена / Пасконов В.М. – М. : Наука, 1984. – 277 с.
9. Самарский, А.А. Теория разностных схем / Самарский А.А. – М.: Наука, 1983. – 616 с.

**СЕКЦИЯ 14**  
**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ**  
**ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ**  
**ПОДСЕКЦИЯ 1. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ДОРОЖНОГО БИТУМА С СБС-СОПОЛИМЕРОМ**

**А.С. Арманас**

*Научный руководитель доцент Е.В. Саламатова*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Исследователями неоднократно отмечалось [1-5], что до 70% выпускаемых в России битумов неудовлетворительного, для дорожного строительства, качества, в том числе потому, что применяемое сырье и технология производства не позволяют достичь требуемого уровня эксплуатационных характеристик битумов. Последние обладают рядом выраженных недостатков, а именно: малой адгезией к минеральному материалу, низкой тепло- и морозостойкостью, низким уровнем упруго-эластичных свойств. Все это ведет к выкрашиванию дорожного полотна, образованию колеи и трещин.

Один из основных способов решения данной проблемы, а по мнению некоторых авторов [2-5], наиболее эффективный – применение полимерно-битумных вяжущих (ПБВ). В качестве модификаторов были предложены различные полимеры, но особенно широко используется стирол-бутадиен-стирольный (СБС) сополимер, так как позволяет улучшить целый комплекс свойств вяжущего и повысить прочность и долговечность дорог [5-6]. На сегодняшний день полимеры типа СБС признаны наилучшими модификаторами дорожного битума [1, 5-7].

Однако до настоящего времени не решены проблемы обеспечения однородности ПБВ, что приводит в процессе производства к браку товарной продукции. Стоит отметить, что визуальная оценка уровня однородности ПБВ по ГОСТ Р 52056 не обеспечивает необходимой оценки качества ПБВ. В этой связи изучение закономерностей диспергирования полимера в битуме крайне необходимо.

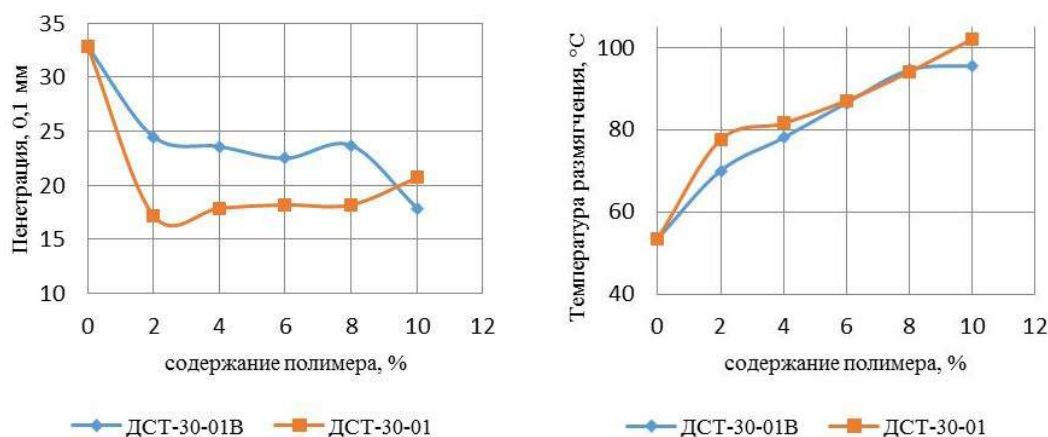
Целью работы является изучение процесса диспергирования в дорожном битуме стирол-бутадиен-стирольного сополимера марок ДСТ-30-01 и ДСТ-30-01В в зависимости от концентрации.

В работе использовался состаренный по ГОСТ 18180-72 битум марки БНД 60/90, который согласно паспорту обладает следующими характеристиками: пенетрация при 25°C – 61х0,1 мм, при 0°C – 24х0,1 мм; растяжимость при 25°C – 130 см, при 0°C – 3,7 см; температура размягчения по кольцу и шару – 50°C. После старения значение пенетрации составило 32,8х0,1 мм, температуры размягчения по кольцу и шару – 53,5°C.

Используемые полимеры относятся к термоэластопластам линейного типа с количеством связанного стирола в пределах 27-31%. Полимер марки ДСТ-30-01В характеризуется повышенным содержанием винильных звеньев (30-40% на бутадиеновую часть цепи).

Приготовление ПБВ осуществлялось в лабораторных условиях следующим образом. В алюминиевый бюкс отбирали 20 г битума. При непрерывном перемешивании (330 об/мин) битум нагревали до 183°C, затем в него добавляли расчётное количество полимера.

У приготовленных композиций определяли пенетрацию по ГОСТ 11501-78, а также температуру размягчения по кольцу и шару по ГОСТ 11506-73. Полученные результаты приведены на рис. 1.



**Рис. 1. Зависимость пенетрации и температуры размягчения по КиШ композиций от концентрации полимера**

Как следует из рис. 1, введение полимера в битум приводит к понижению пенетрации и значительному росту температуры размягчения композиций. Важно отметить, что в обоих случаях сначала резко уменьшается пенетрация композиций (при добавке 2% полимера), затем пенетрация практически не изменяется вплоть до концентрации полимеров 10%. При этом температура размягчения по КиШ плавно возрастает с увеличением

содержания полимеров.

Для изучения процесса диспергирования полимера в битуме, в процессе приготовления композиций отбирали пробы композиций через определённые промежутки времени. Полученные пробы исследовали с помощью микроскопа в проходящем свете. Степень дисперсности оценивали в баллах условной шкалы, основанной на оценке размера наибольших частиц полимера в битуме: 1 балл – частицы размером более 600 мкм, 2 балла – до 600 мкм, 3 балла – до 300 мкм, 4 балла – до 150 мкм; 5 баллов – до 100 мкм; 6 баллов – до 60 мкм, 7 баллов – до 30 мкм, 8 баллов – до 20 мкм, 9 баллов – до 15 мкм, 10 баллов – до 10 мкм. Полученные результаты приведены в табл. 1.

**Таблица 1**

**Степень дисперсности композиций**

Концентрация полимера, % мас.	Марка полимера	Продолжительность перемешивания, мин																
		10	15	20	30	40	45	50	60	70	80	90	100	120	150	180	210	240
2	ДСТ-30-01	2	-	5	6	7	-	7	9	9	9	-	-	-	-	-	-	-
	ДСТ-30-01В	3	-	6	7	9	-	10	9	9	8	-	-	-	-	-	-	-
4	ДСТ-30-01	4	-	6	7	8	-	9	10	10	9	-	-	-	-	-	-	-
	ДСТ-30-01В	7	-	6	6	7	-	9	6	6	6	-	-	-	-	-	-	-
6	ДСТ-30-01	-	3	-	6	-	6	-	9	-	8	-	9	9	-	-	-	-
	ДСТ-30-01В	-	4	-	6	-	7	-	8	-	8	-	8	7	-	-	-	-
8	ДСТ-30-01	-	4	-	6	-	7	-	7	-	8	-	8	8	-	-	-	-
	ДСТ-30-01В	-	3	-	4	-	6	-	7	-	8	-	7	7	-	-	-	-
10	ДСТ-30-01	-	-	-	4	-	-	-	7	-	-	8	-	8	8	8	8	8
	ДСТ-30-01В	-	-	-	4	-	-	-	5	-	-	6	-	7	7	7	6	5

По данным табл. 1 можно заключить, что с увеличением дисперсности улучшается однородность ПБВ по ГОСТ Р 52056 и достигает требуемого значения при дисперсности от 7 до 8. При этом с ростом содержания полимера в композиции увеличивается время его диспергирования в битуме от 40 мин при добавке 2% полимера, до 120 мин при добавке 10% полимера.

Таким образом, установленные закономерности можно использовать для оптимизации процесса получения ПБВ в промышленных условиях, для определения требуемого временного интервала процесса диспергирования.

#### Литература

1. Гохман Л.М. Битумы, полимерно-битумные вяжущие, асфальтобетон, полимерасфальтобетон: учебно-методическое пособие. – М.: ЗАО «ЭКОН ИНФОРМ», 2008. – 118 с.
2. Гуреев А.А. Производство дорожных битумов в России // Химия и технология топлив и масел. 2009. – № 6. – С. 6 – 8.
3. Гуреев А.А., Быстров Н.В. Дорожные битумы – вчера, сегодня, завтра // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013. – № 5. – С. 3 – 6.
4. Сборник докладов III Всероссийской научно-производственной конференции по проблемам производства и применения битумных материалов: Пермь, 23-24 октября 2007 года / отв. ред. Углев Н.П. – Пермь: Пресстайм, 2008. – 363 с.
5. Полимерно-битумные вяжущие материалы на основе СБС для дорожного строительства / Л.М. Гохман [и др.] – М.: Информавтодор, 2002. – Вып. 4. Автомобильные дороги: Обзорная информация. – 110 с.
6. Jiqing Zhu, Björn Birgisson, Niki Kringos. Polymer modification of bitumen: Advances and challenges // European Polymer Journal. – 2014. – Vol. 54. – P. 18 – 38.
7. Tony McNally (Ed.). Polymer modified bitumen. Properties and characterization. – Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2011. – 424 p.

## КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В ПРИСУТСТВИИ ПОРОШКОВ WC

Н.В. Брославский<sup>1</sup>, М.А. Морозов<sup>1,2</sup>, С.П. Журавков<sup>3</sup>, А.В. Восмериков<sup>2</sup>

Научные руководители: к.х.н., с.н.с. Федущак Т.А.<sup>2</sup>; к.х.н., м.н.с., Акимов А.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Национальный Исследовательский Томский государственный университет,  
г. Томск, Россия*

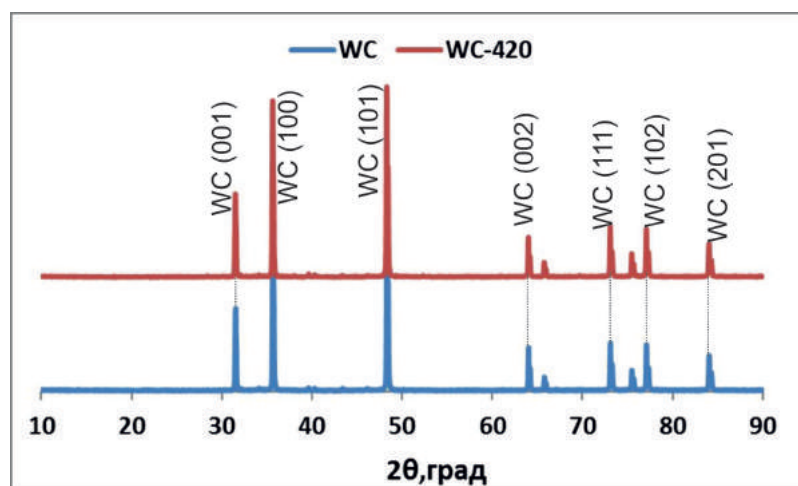
<sup>2</sup> *Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

<sup>3</sup> *Национальный Исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Каталитический крекинг - это один из наиболее важных процессов вторичной переработки нефтяного сырья. Главными преимуществами именно этого процесса, во всей структуре нефтеперерабатывающей промышленности, являются хорошая адаптивность к различным типам сырья, сравнительно мягкие эксплуатационные условия, а также высокие выходы продуктов с высокой добавленной стоимостью. В соответствии с [1] в 2011 году, общемировая мощность нефтеперерабатывающей промышленности была свыше 88 миллионов баррелей в день из которых на установки каталитического крекинга приходилось почти 14.7 миллионов баррелей в день. На установках каталитического крекинга производится около 45% бензина, также этот процесс вносит значительный вклад в производство дизельного топлива. Установки каткрекинга являются также поставщиками сырья для химической промышленности: из газойлей крекинга получают сажевое сырье и нафталин, тяжелый газойль может служить сырьем для производства высококачественного «игольчатого» кокса. Хотя, по сути, этот процесс аналогичен термическим процессам перераспределения водорода с образованием более гидрогенизированных целевых продуктов и обедненного водородом кокса, он существенно превосходит их по ряду показателей – более высокий выход и качество продуктов (особенно бензина с октановым числом 85-93) и отсутствие побочных продуктов, так как кокс сжигается в регенераторе. В условиях повышения в добываемой нефти доли тяжелого сырья, задача повышения выхода светлых фракций в ходе нефтепереработки приобретает особую значимость. Выбор катализатора - один из главных факторов при проведении процесса каткрекинга. Различные катализаторы могут иметь значительные отличия по составу продуктов и степени превращения сырья. А значит, поиск новых катализаторов крекинга может стать наиболее экономичным и эффективным способом для получения на установках каткрекинга большего выхода ценных топливных фракций и повышения их качества [2,3].

Цель данной работы - исследование влияния порошков карбида вольфрама на количество и качество фракций продуктов каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья.

В работе использован карбид вольфрама (марка С), полученный печным способом. Была приготовлена серия образцов порошка карбида вольфрама в условиях прокаливания в муфельной печи при температурах 320,420 и 520°C в течении 2 ч. Сырьем для каталитического крекинга выступал мазут Новокуйбышевского НПЗ со следующими характеристиками: содержание серы – 3,04 % мас., температура начала кипения – 343 °С, соотношение Н/С = 1,56, плотность – 0,9870 г/см<sup>3</sup>; фракционный состав: н.к.-350 °С – 8,7%; 350-500 °С – 80,2%; от 500 °С и выше – 11,1%. Процесс термо- и каткрекинга проводили в стальных автоклавах с объемом 12 см<sup>3</sup> в периодическом режиме в среде аргона при следующих условиях: температура – 420°C, продолжительность 1 – 1,5 ч, масса сырья – 5 г, загрузка катализатора 0,05–2 % масс. В качестве основного критерия оценки каталитической



активности порошков карбида вольфрама использовался фракционный состав продуктов, которые определяли с помощью метода термогравиметрического анализа на приборе STA-449C (Netzsch, Германия). Анализ выполнялся при следующих условиях: скорость нагрева 10 °С/мин до температуры 650 °С в токе азота (скорость подачи азота 20 мл/мин). Для исследования морфологии частиц порошка карбида вольфрама использовали метод сканирующей электронной микроскопии на приборе JSM-6000 (JEOL Ltd., Япония) с ускоряющим напряжением 15 кВ.

*Рис. 1. Дифрактограммы образцов кобальта до и после механоактивации*

Для элементного анализа образцов использовали совмещенный с микроскопом энергодисперсионный рентгеновский спектрометр. Рентгенофазовый анализ (РФА) образцов проводили на дифрактометре DISCOVER D8 (Bruker, Германия), используя монохромное CuK $\alpha$ -излучение и LynxEye-детектор. Сканирование проводили в диапазоне углов 2 $\theta$  = 10-90°, шаг 0,02 град, накопление в точке – 3 с. Математическую обработку результатов



осуществляли с использованием порошковой базы данных PDF-4+ Международного центра дифракционных данных (ICDD). Также для жидких продуктов крекинга определяли соотношение Н/С с помощью элементного анализатора Vario El Cube (Elementar Analysensysteme GmbH, США).

На рис. 1 приведены рентгенограммы исходного порошка WC и наиболее активного образца после модификации при 420 °С, а на рис. 2 микроснимки соответствующих систем. Согласно данным рентгенофазового анализа, карбид вольфрама находится в гексагональной модификации, об этом свидетельствуют рефлексы при 31,5°; 35,6°; 48,3°. На микрофотографиях карбида вольфрама до и после прокаливания при 420 °С не наблюдается каких-либо явных отличий в структуре, морфологии или дисперсности образца (рис. 2). Данные микроанализа показывают, что после прокаливания содержание кислорода в образце увеличивается с 8,31 до 15,04% мас.

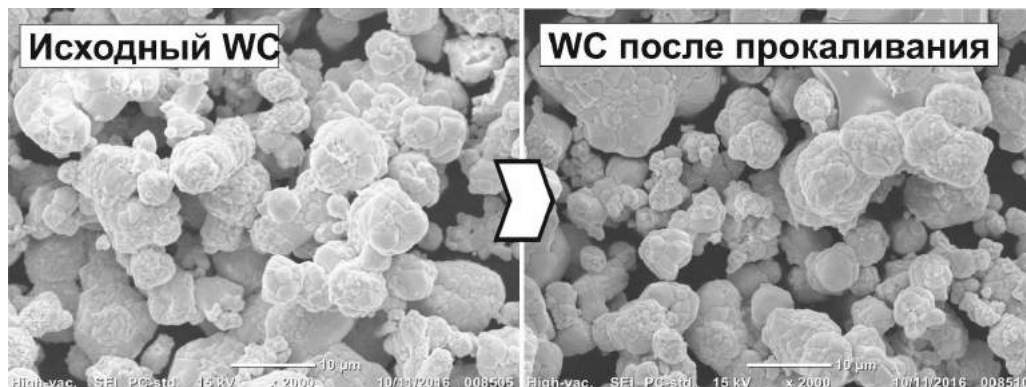


Рис. 2. Микрофотографии порошка кобальта до и после механоактивации

Согласно полученным данным (табл. 1), в присутствии 0,05% мас. карбида вольфрама происходит увеличение выхода светлых фракций на 14% по сравнению с экспериментом без добавок, выход составляет 60,2% мас. Дальнейшее увеличение содержания WC до 0,8% и 2% приводит к росту выхода светлых топливных фракций до 62,5 и 71,1% мас. соответственно. При этом мы наблюдаем увеличение выхода побочных продуктов (газ и кокс). Из серии образцов после прокаливания наиболее активным оказался порошок карбида вольфрама, прокаленный при 420 °С. И выход светлых фракций при содержании 0,8% составил 69,3 % мас.

Эксперименты по циклическому использованию карбида вольфрама показали, что при повторном использовании не только не снижается его каталитическая активность, на даже несколько возрастает. Так при содержании 0,8% мас. WC выход топливных фракций на 1,2 и 3 цикле использования составил 62,5; 67,1 и 70,4% мас. соответственно. Что может служить подтверждением устойчивости WC к отравлению.

Таблица 1

Фракционный состав продукта крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ

Катализатор	Содержание катализатора, % мас.	Выход фракции, % мас.				
		Газ	Светлые фракции (н.к.-350 °С)	Вакуумный газойль (350-500 °С)	Вакуумный остаток (500 °С и выше)	Кокс
без добавки	–	6,7	45,9	23,1	18,8	5,5
WC	0,05	4,3	60,2	25,5	4,5	5,5
WC	0,8	4,8	62,5	16,9	5,1	10,8
WC	2,0	5,9	71,1	10,3	2,8	9,9
WC* (420 °С)	0,8	5,1	69,3	11,0	6,0	8,6
WC (2-й цикл)	0,8	5,9	67,1	11,2	6,4	9,4
WC (3-й цикл)	0,8	5,8	70,4	10,2	5,2	8,5

Примечание: \* – образец WC после прокаливания при указанной температуре.

Из продуктов крекинга были выделены бензиновые фракции и изучен их индивидуальный состав. Бензины, полученные в присутствии исходного карбида вольфрама, отличаются от бензинов эксперимента без добавок более высоким содержанием олефинов и меньшим – нафтенов и ароматических углеводородов, при этом алканы нормального и изо-строения содержатся в равном количестве в обоих случаях. Из общего ряда выделяется бензин, полученный в присутствии WC, прокаленного при 420°С – содержание нормальных алканов в нем превышает содержание алканов с разветвленной структурой в 1,5 раза. Октановое число по исследовательскому методу для бензинов, полученных в присутствии карбида вольфрама составляет 83.

В ходе выполненной работы было показано, что карбид вольфрама проявляет каталитические свойства в реакции крекинга тяжелого нефтяного сырья. Подтверждена устойчивость карбида вольфрама к отравлению и сохранение его каталитических свойств при повторном использовании. Показано, что модификация карбида вольфрама при прокаливании может увеличить его каталитическую активность.

Литература

1. Kai Xiong. Kinetic study of catalytic cracking of heavy oil over an in-situ crystallized catalyst // Fuel. – 2015. – № 142 – P.65
2. Сафин, З.И. Комплексная оценка нефтеперерабатывающих заводов и заводов по переработке тяжелых нефтей и природных битумов // Вестник Казан. технол. ун-та.–2011.–№9.–С. 188–191
3. Кривцов Е.Б. Инициированный крекинг природного битума для увеличения выхода дистиллятных фракций // Известия томского политехнического университета. – 2013. – № 3. – С. 37 – 42.

**ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ ВОЛЬФРАМОВИСМУТИТА КОБАЛЬТА И УСЛОВИЙ ОБРАБОТКИ НА ЗАУГЛЕРОЖЕННОСТЬ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ**

**Н.Д. Власова<sup>1</sup>, Е.Ю. Матвеева, В.И. Ильков<sup>1</sup>,**

**Научные руководители: доцент Егорова Л.А.<sup>1</sup>, профессор Ерофеев В.И.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

<sup>2</sup>ООО «Центр сервисных технологий», г. Томск, Россия

<sup>3</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Каталитические технологии уверенно входят в процессы целенаправленной комплексной переработки углеводородного сырья. Давно зарекомендовавшие себя в этой области цеолиты [1] в настоящее время являются основой создания функциональных, селективных катализаторов, получаемых введением различных оксидных добавок [2]. Использование при модифицировании в качестве прекурсоров объемных гетерополиосоединений (ГПС) позволяет не только закрепить, но и распределить на поверхности цеолита дополнительные активные каталитические центры. При этом большую эффективность проявляют цеолитные катализаторы, модифицированные малым количеством оксида [3].

В данной работе в качестве модификатора высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5 использовали ГПС W-Bi-Co. Получали модификатор осаждением кобальтовой соли из водных солянокислых растворов [4]. Для определения состава и структуры полученных гетерополиосоединений был проведен качественный химический анализ, использованы методы термического (синхронный термоанализатор STA 449), рентгенофазового (Rigaku Miniflex 600) анализа, ИК-спектроскопия (SPECORD), растровая электронная микроскопия (Hitachi TM 3000). Качественный анализ синтезированных соединений показал, что в их состав входят ионы  $Co^{2+}$ ,  $Bi^{3+}$ ,  $W^{6+}$ . Полученные соединения кристаллизованы, имеют кубическую решетку. Рассчитанный по результатам рентгенофазового анализа параметр ячейки составил  $a = 3,98 \text{ \AA}$ .

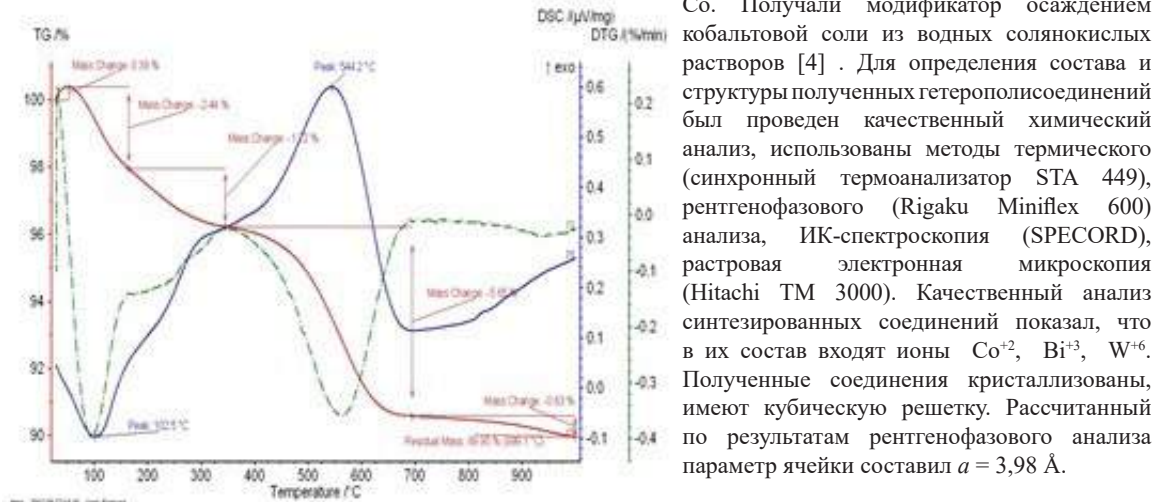
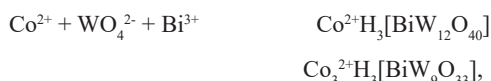


Рис. 1. Кривые термического анализа отработанного катализатора на основе цеолита, содержащего 3 % мас. ГПС W-Bi-Co

Согласно литературным данным [4] в водных средах при смешении растворов исходных реагентов возможно образование нескольких форм гетерополианиона, и при осаждении возможно образование соединений с различным соотношением элементов, образующих гетерополианион. Схему химических превращений, лежащих в основе синтеза модифицирующих добавок на основе гетерополиосоединений висмута, вольфрама и кобальта, можно представить следующим образом:



Для идентификации состава полученных соединений был проведен спектральный анализ. Анализ колебательных спектров свидетельствует о том, что в структуру полученных соединений входит вода, содержание которой по результатам термического анализа составляет 7-8 % мас. В работах [5-7] показано, что при образовании ГПС со структурой Кеггина на ИК-спектрах образцов наблюдается характерное плечо в области частот 500-700  $cm^{-1}$ . Этот факт был использован для косвенного доказательства образования в условиях проведенного синтеза соли со структурой Кеггина -  $Co^{2+}H_3[BiW_{12}O_{40}]$ .

Полученные соли были использованы в качестве модификаторов высококремнеземных цеолитов ZSM-5. Количество вводимого модификатора составляло 1 и 3 % мас. ГПС W-Bi-Co. Модифицированные цеолиты

исследовали в качестве катализаторов превращении прямогонных бензинов в высокооктановые бензины. Эксперименты проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при температуре 350 - 425 °С, атмосферном давлении со скоростью подачи сырья 2 ч<sup>-1</sup>. Обработку катализатора УФ – облучением проводили на специальной эксимерной лампе.

Зауглероженность отработанных катализаторов оценивали по результатам термического анализа, выполненного на синхронном термоанализаторе в атмосфере воздуха, со скоростью нагрева 10 град/мин. Термический анализ отработанных цеолитов, модифицированных гетерополисоєдинениями W-Vi-Co, показал, что в атмосфере воздуха процесс окислительной деструкции условно можно разделить на 4 температурные зоны. В низко температурной области с температурой максимальной скорости процесса близкой к 100 °С (Рис. 1,) наблюдается потеря сорбированной воды.

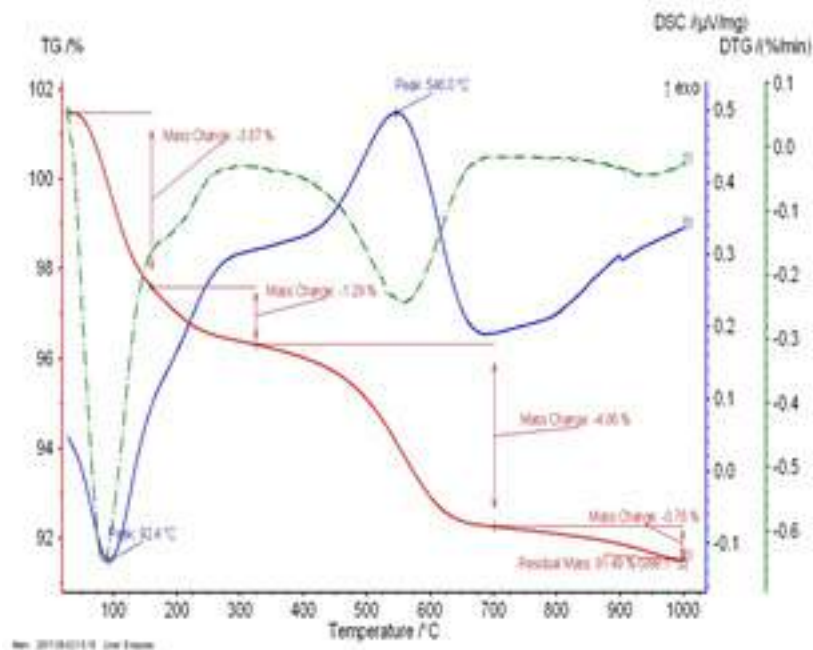


Рис. 2. Кривые термического анализа отработанного катализатора на основе цеолита, содержащего 3 % мас. ГПС W-Bi-Co и обработанного УФ-излучением

Для всех исследованных образцов массовая доля воды составляет 2-3 мас.% и практически не зависит от количества введенного в цеолит гетерополисоєдинения и условия обработки (Табл. 1).

Ход кривых дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК-кривых) свидетельствует о том, что с повышением температуры начинаются процессы окислительной деструкции с выделением тепла. Уменьшение массы и наблюдаемый экзотермический эффект в интервале температур 200 -500 °С дают основания предполагать начало процессов окисления углеродной компоненты в отработанных цеолитах. Очевидно выгорает поверхностный углерод, масса его незначительна (табл.1).

Таблица 1.

Температурные интервалы изменения массы образцов отработанных модифицированных катализаторов

№	Модификатор W-Bi-Co, % масс.	Дополнительные условия	Изменение массы, %			
			ΔT=25-200°C	ΔT= 200-500°C	ΔT=500-700°C	ΔT=700-1000°C
1	3	ГПС	2,60	2,63	4,21	0,62
2	3	ГПС + УФО	3,97	1,85	2,81	0,78
3	1	ГПС + СФ	2,14	0,97	4,31	0,65
4	1	ГПС	3,34	3,23	4,41	0,91

В области температур 500 – 700 °С значительно увеличивается количество выделяемого тепла и потеря массы составляет 4,21 - 4,41 % мас. Форма ДСК-кривых типична для всех отработанных образцов катализатора. В этом температурном диапазоне, очевидно, выгорают коксовые отложения, находящиеся в устьях и порах катализатора. Сопоставительный анализ термогравиметрических кривых свидетельствует о том, что образец катализатора, полученного введением в цеолит 3 % мас. ГПС W-Bi-Co.и прошедшего УФ-обработку отличается и количеством выгораемой углеродной компоненты. Влияние УФ – обработки модифицированных катализаторов проявляется в уменьшении закоксованности до 2,81 % мас. Обнаруженное влияние связано с электронными переходами, характерными для соединений вольфрама [8], энергетика которых находится в этом диапазоне

частот. В высокотемпературной области наблюдаемое уменьшение массы для всех образцов имеет общий характер и обусловлено поведением цеолита.

#### Литература

1. Пармон Н.В., Носков А.С. Каталитические методы подготовки и переработки попутных нефтяных газов // Российский химический журнал – М., 2010. – Т.54. - №5. – С. 40-45.
2. Ерофеев В.И., Хомяков И.С., Егорова Л.А. Получение высокооктановых бензинов на модифицированных цеолитах ZSM – 5. // Теоретические основы химической технологии.-М., 2014. – Т.48. - №1. – С.1-7.
3. Erofeev V., Reschetilowski V., Tatarkina A., Khomajakov I., Egorova L., Volgina T. Conversion of straight-run gas-condensate benzenes into high-octane gasolines based on modified ZMS-5 zeolites // IOP Conferens Series: Earth and Environmental Science 21 (2014) 012029
4. Гумерова Н.И., Семенова К.А., Розанцева Г.М. и др. // Журнал СФУ. Серия: Химия.- 2012. - №1. – С.73-85.
5. Радишевская Н.И., Егорова Л.А., Козик В.В. Изучение состава и физико-химических свойств молибдофосфатов кобальта.// Журнал прикладной химии – 2003. – Т.76.- Вып.6. – С. 892-895.
6. Накомото К. ИК-спектры и спектры КР неорганических координационных соединений: Пер. с англ./ Под ред. Ю.А. Пентина.- М.: Мир, 1991.- 536 с.
7. Бамыева Т.Г., Лобанева О.А. Электронные и колебательные спектры неорганических и координационных соединений.Л.:ЛГУ,1983.117с.
8. Boskovic C., Sedek M., Brownlee R. et al.//J.Chem.Soc. Dalton Trans. – 2001 – P. 187.

### ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ОБРАБОТКИ ГАЛЛИЙСОДЕРЖАЩЕГО ЦЕОЛИТА НА ЕГО КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРОПАНА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

А.А. ВОСМЕРИКОВ<sup>1</sup>, Л.Н. ВОСМЕРИКОВА<sup>2</sup>

*Научный руководитель: старший научный сотрудник ИХН СО РАН Л.Н. Восмерикова  
<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет,  
 г. Томск, Россия*

*<sup>2</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти  
 Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

Природный и попутный нефтяной газы, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), отходящие нефтезаводские газы могут быть конвертированы в жидкие продукты с использованием цеолитов семейства пентасил, обладающих уникальными молекулярно-ситовыми, адсорбционными и кислотными свойствами [2, 4-5]. Использование водородной формы пентасила позволяет получать до 30 % ароматических углеводородов. Повысить селективность образования ароматических углеводородов можно путем химического и термического модифицирования цеолита. Химическое модифицирование предусматривает введение в цеолит ионов металлов, а термическое – высокотемпературную обработку (ВТО) декатионированных и металлосодержащих пентасилов воздухом, водородом или водяным паром [1, 6]. В результате воздействия на катализатор высокой температуры за счет дегидроксилирования его поверхности происходит разрушение части кислотных центров, приводящее к изменению соотношения активных центров различных типов и, в конечном итоге, к изменению селективности превращения легких алканов по различным направлениям. В данной работе приводятся результаты исследований влияния предварительной высокотемпературной обработки галлийсодержащего цеолита на его кислотные и каталитические свойства в процессе ароматизации пропана.

Синтез галлийсодержащего цеолита с силикатным модулем  $\text{SiO}_2/(\text{Al}_2\text{O}_3+\text{Ga}_2\text{O}_3)=40$  осуществляли гидротермальной кристаллизацией алюмокремнегеля, в котором часть Al замещалась на Ga. Источником ионов  $\text{Al}^{3+}$  и  $\text{Ga}^{3+}$  служили водные растворы соответствующих азотнокислых солей, в качестве структурообразующей добавки использовали гексаметилендиамин, а жидкое стекло служило источником кремния. Содержание оксида галлия в цеолите составляло 1,85 % мас, а оксида алюминия 3,01 % мас. Для изучения влияния температуры прокаливании образец катализатора обрабатывали воздухом при 550-800 °С в течение 6 ч.

Превращение пропана в ароматические углеводороды изучали на стендовой установке проточного типа со стационарным слоем катализатора объемом 3,0 см<sup>3</sup> при атмосферном давлении, температуре реакции 450-600 °С и объемной скорости подачи сырья 500 ч<sup>-1</sup>. Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Для оценки каталитической активности образцов определяли степень превращения пропана, выход газообразных и жидких продуктов, а также рассчитывали селективность образования продуктов реакции.

Тестирование кислотных свойств катализаторов проводили методом программированной термодесорбции с использованием в качестве зонда молекулы аммиака [3]. Концентрацию кислотных центров в исследуемых образцах определяли по количеству аммиака, десорбирующегося в момент фиксации десорбционных пиков, и выражали в микромолях на 1 г катализатора.

Результаты исследований кислотных свойств образца Ga-AC, обработанного воздухом при разной температуре, представлены в табл. 1. Как видно из приведенных данных, высокотемпературная обработка до 600 °С практически не изменяет кислотные характеристики цеолита. Дальнейшее увеличение температуры прокаливании до 800 °С приводит к значительному снижению концентрации сильных кислотных центров и к

**СЕКЦИЯ 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ  
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

небольшому уменьшению концентрации слабых кислотных центров, которые являются более термостабильными, чем сильнокислотные центры. Кроме того, при температуре обработки 800 °С происходит смещение максимума низкотемпературной формы десорбции аммиака в область более низких температур, что свидетельствует об уменьшении силы кислотных центров. Повышение температуры обработки Ga-AC приводит к постепенному исчезновению высокотемпературной формы десорбции аммиака.

**Таблица 1**

**Кислотные свойства образца Ga-AC, подвергнутого высокотемпературной обработке**

T <sub>обработки</sub> , °С	T <sub>макс.</sub> , °С		Концентрация, мкмоль/г		
	T <sub>I</sub>	T <sub>II</sub>	C <sub>I</sub>	C <sub>II</sub>	C <sub>Σ</sub>
550	205	440	687	340	1027
600	195	430	645	336	981
700	185	420	609	208	817
800	165	сглажен	586	167	753

*Примечание. T<sub>I</sub>, T<sub>II</sub> – температуры максимумов низко- и высокотемпературных пиков на термодесорбционных кривых; C<sub>I</sub>, C<sub>II</sub> и C<sub>Σ</sub> – концентрации слабых и сильных кислотных центров и их сумма, соответственно.*

В таблице 2 представлены данные по влиянию температуры обработки на активность и селективность действия катализатора Ga-AC в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды. Как видно из приведенных данных, на образце Ga-AC превращение пропана начинается при температуре реакции 450 °С, а при 500 °С и выше происходит образование ароматических углеводородов, состоящих преимущественно из бензола, толуола и ксилолов, в небольших количествах также образуются алкилбензолы C<sub>9+</sub>, нафталин и алкилнафталины. Побочные продукты представлены газообразными углеводородами – метаном и этаном, в незначительном количестве присутствуют водород и олефины C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, а также непревращенный пропан. С ростом температуры процесса происходит увеличение степени превращения пропана и селективности образования ароматических углеводородов. При температуре реакции 600 °С конверсия и селективность образования ароматических углеводородов на образце Ga-AC(550) достигают соответственно 97 и 51,6 %. Прокаливание образца Ga-AC при 600 °С в течение 6 ч приводит к повышению общей и ароматизирующей активности катализатора. При температуре реакции 500 °С выход ароматических углеводородов по сравнению с исходным образцом Ga-AC увеличивается на 5,2 %, а при 600 °С достигает максимального значения – 53,2 %. В продуктах реакции уменьшается содержание метана и низших олефинов. Степень превращения пропана при 600 °С достигает 99 %. Для образца Ga-AC, прокаленного при 700 °С, характерно некоторое снижение ароматизирующей активности катализатора. При температуре реакции 550 °С выход ароматических углеводородов на нем по сравнению с исходным образцом уменьшается на 4,5 % при практически одинаковой конверсии пропана. Для образца Ga-AC, подвергнутого температурной обработке при 800 °С, наблюдается существенное снижение степени превращения пропана, при этом его ароматизирующая активность сохраняется достаточно высокой. При 550 °С селективность образования на нем ароматических углеводородов составляет 53,4 % при степени превращения пропана 63 %. В образующихся на данном катализаторе продуктах содержится достаточно большое количество олефинов C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, селективность их образования при 600 °С достигает 15,9 %, что свидетельствует о снижении его активности в реакции олигомеризации, протекающей с участием протонных кислотных центров (табл. 2). Таким образом, обработка галлийсодержащего катализатора при температуре 600 °С приводит к увеличению его ароматизирующей активности в превращении пропана, а после обработки катализатора при 800 °С ещё сохраняется достаточно высокая селективность образования ароматических углеводородов из пропана.

**Таблица 2**

**Показатели процесса превращения пропана на Ga-AC, подвергнутом высокотемпературной обработке**

T <sub>обработки</sub> , °С	T, °С	X, %	A, %	Селективность по продуктам, % мас.				
				H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	Алканы C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub>	Алкены C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	Арены
550	450	26	4,3	7,9	31,3	36,7	7,6	16,5
	500	68	34,7	4,6	25,9	13,9	4,6	51,0
	550	92	48,9	4,3	24,8	12,7	4,0	54,2
	600	97	50,1	4,4	25,1	13,5	5,4	51,6
600	450	33	5,3	6,7	37,5	34,1	5,6	16,1
	500	75	39,9	4,0	25,7	13,6	3,5	53,2
	550	95	52,9	4,3	24,6	12,3	3,1	55,7
	600	99	53,2	4,4	25,0	13,1	3,8	53,7
700	450	22	4,4	7,4	36,6	29,4	6,4	20,2
	500	62	29,2	5,2	29,9	13,5	4,6	46,8
	550	91	47,4	4,6	28,7	10,7	3,7	52,3
	600	98	48,1	4,9	29,6	13,4	3,2	48,9
800	450	9	1,9	7,6	21,2	34,8	15,8	20,6
	500	25	4,2	9,8	28,9	26,6	18,0	16,7
	550	63	33,7	5,0	16,1	12,8	12,7	53,4
	600	82	39,2	4,7	17,6	13,9	15,9	47,9

*Примечание. T – температура процесса; X – конверсия; A – выход ароматических углеводородов.*

Таким образом, проведенные исследования показали, что под действием высокотемпературной обработки галлийсодержащего цеолитного катализатора до 800 °С происходит перераспределение кислотных центров по силе и концентрации, что приводит к преобладанию льюисовских слабокислотных центров. Использование предварительной высокотемпературной обработки позволяет улучшить каталитические свойства галлийсодержащего цеолитного катализатора в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды.

#### Литература

1. Caeiro G., Carvalho R.H., Wang X., e.a. Gas Phase catalysis by zeolites // J. Molec. Catal. A: Chemical. – 2006. – V. 255. – P. 131-158.
2. Nayak V.S., Chodhary V.R. Acid strength distribution and catalytic properties of H-ZSM-5// J. Catal. – 1983. – V. 81. – № 1. – P. 26-45.
3. Восмерилов А.В., Ерофеев В.И. Влияние механической обработки на каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов ароматизации низших алканов // Журнал физической химии. – 1995. – Т. 69. – № 5. – С. 787-790.
4. Восмерикова Л.Н., Барбашин Я.Е., Восмерилов А.В. Синтез, кислотные и каталитические свойства кристаллических галлоалюмосиликатов // Журнал прикладной химии. – 2000. – Т. 73. – Вып. 6. – С. 951-956.
5. Дергачев А.А., Лapidус А.Л. Каталитическая ароматизация низших алканов // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). – Москва, 2008. – № 4. – Т. LII. – С. 15-21.
6. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Создание и исследование цеолитных каталитических систем для превращения низкомолекулярных углеводородов в ценные химические продукты // Известия АН СССР. – Сер. хим. – 1998. – № 6. – С. 1071-1079.

### АНАЛИЗ РЕАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОДУКТОВ ОБОГАЩЕНИЯ УГЛЯ В<sub>1</sub>, В<sub>2+4</sub> ВЕРХ. В<sub>2+4</sub>, В<sub>7</sub>, В<sub>6</sub>, В<sub>5</sub> ИССЛЕДОВАННЫХ ПЛАСТОВ АПСАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гунина Е.В

Научный руководитель доцент Еремин А.Я.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

Апсатское угольное месторождение находится оно на севере Забайкальского края, в 40 километрах от станции Новая Чара на БАМе. Основная часть добываемых углей соответствует высокоценной и остродефицитной в России марке К, без которой невозможно производство металлургического кокса высокого качества. Ресурсы каменных углей коксующихся марок оценивались в 2,2 миллиарда тонн. В настоящее время уголь Апсатского месторождения обогащают двух обогатительных фабриках – ЦОФ «Березовская» и ОФ «Матюшинская», находящиеся в Кемеровской области), отгрузка производится после выделения крупного высокозольного класса на мобильных сортировочных комплексах. Однако эти фабрики рассчитаны на обогащение углей Кузнецкого бассейна, что не позволяет получить концентрат высокого качества, т.к не учитывает особенности Апсатского месторождения.

Данная статья включает сравнительный анализ качественно-количественных показателей обогащения исследованных пластов В<sub>1</sub>, В<sub>2+4</sub>, В<sub>2+4</sub> верх, В<sub>5</sub>, В<sub>6</sub>, В<sub>7</sub> по объединённому машинному классу 50-0,5, поскольку было установлена закономерность изменения качественно-количественных показателей обогащения машинных классов +13 мм и 13-0,5 мм, что они аналогичны машинному классу 50-0,5 мм.

Был произведен расчет потерь и засорений теоретического концентрата посторонними фракциями, которые, собственно, и формируют получение реального концентрата при различных плотностях разделения. Расчет выполнен на основе экспресс-метода прогнозирования практических показателей продуктов обогащения. По этим данным была составлена итоговая таблица 1, в которой приведен качественно-количественные показатели реального концентрата, обусловленные природными свойствами угля исследованных пластов независимо от технических параметров процесса обогащения и применяемого оборудования.

Таблица 1

Апсатское месторождение Практический(ожидаемый) баланс продуктов обогащения угля крупностью 50-0,5 мм всех пластовых проб, %

Пласт	Плотность разделения, кг/м <sup>3</sup>											
	1400-1800						1500-1800					
	Концентрат		Промпродукт		Отходы		Концентрат		Промпродукт		Отходы	
	выход	зола	выход	зола	выход	зола	выход	зола	выход	зола	выход	Зола
В <sub>1</sub>	66,7	8,8	29,8	14,8	3,5	60,7	81,7	9,4	14,8	17,6	3,5	60,7
В <sub>2+4</sub>	60,4	8,6	36,0	15,9	3,6	64,2	77,3	9,4	19,1	19,1	3,6	64,2
В <sub>2+4</sub> верх	61,0	9,0	37,6	13,8	1,4	46,2	78,6	9,5	20,0	15,9	1,4	46,2
В <sub>5</sub>	55,9	11,6	39,9	19,1	4,2	61,9	73,7	12,5	22,1	22,0	4,2	61,9
В <sub>6</sub>	59,5	11,0	38,9	20,3	1,6	65,1	76,4	12,0	22,0	24,0	1,6	65,1
В <sub>7</sub>	57,4	11,0	38,7	15,6	3,9	70,2	75,9	11,6	20,2	17,5	3,9	70,2

**СЕКЦИЯ 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

**Таблица 2**

**Апсатское месторождение Теоретический баланс продуктов обогащения угля крупностью 50-0,5 мм всех пластовых проб, %**

Пласт	Плотность разделения, кг/м <sup>3</sup>											
	1400-1800						1500-1800					
	Концентрат		Промпродукт		Отходы		Концентрат		Промпродукт		Отходы	
	выход	зола	выход.	зола	выход	зола	выход	зола	выход	зола	выход	Зола
B <sub>1</sub>	83,5	8,5	12,9	25,2	3,5	60,7	91,6	9,6	4,9	32,4	3,5	60,7
B <sub>2+4</sub>	77,4	7,8	19	25,3	3,6	64,2	88,1	9,4	8,4	30,5	3,6	64,2
B <sub>2+4</sub>	83,9	8,8	14,4	22	1,4	46,2	90,3	9,5	8,3	24,4	1,4	46,2
<sup>верх</sup> B <sub>3</sub>	70,4	10,2	25,4	26,9	4,2	61,9	85,5	12,3	10,3	34,5	4,2	61,9
B <sub>6</sub>	74,4	9,9	24	29,1	1,6	65,1	86,4	11,7	12	34,9	1,6	65,1
B <sub>7</sub>	78,5	10,2	17,6	24,2	3,9	70,2	89,1	11,6	7	27,5	3,9	70,2

**Таблица 3**

**Апсатское месторождение Расчет показателя мигрирующих классов при обогащении угля крупностью 50-0,5 мм всех пластовых проб, %**

Пласт	Класс 50-0,5 мм		Извлечение горючей массы в посторонние фракции концентрата				Показатель распределения P	
	выход	зола	потери E <sub>пот</sub>		засорение E <sub>зас</sub>			
			плотность разделения, кг/м <sup>3</sup>					
			1400	1500	1400	1500	1400	1500
B <sub>1</sub>	94	12,4	21,02	10,97	3,11	0,99	17,9	10,0
B <sub>2+4</sub>	93,3	13,2	23,12	13,32	4,51	1,95	18,6	11,4
B <sub>2+4</sub> <sup>верх</sup>	94,76	11,3	26,64	13,59	2,80	1,63	23,8	12,0
B <sub>5</sub>	92,1	16,7	22,84	14,97	6,27	2,42	16,6	12,6
B <sub>6</sub>	94,6	15,5	21,82	13,11	5,11	2,46	16,7	10,6
B <sub>7</sub>	93,7	15,1	27,24	15,62	4,47	1,80	22,8	13,8

Представляет интерес анализа показателей теоритического и реального концентратов в сравнении с показателем распределения мигрирующих фракций P при обогащении машинного класса 50-0,5 мм всех рабочих пластов ( табл.4). Анализ показал, что для одной и той же плотности разделения для углей всех исследованных пластов с увеличением отклонения выхода реального концентрата от теоритического увеличивается и абсолютная величина P и наоборот. Следовательно, величина прироста или потерь извлечения горючей массы в концентрат, о чем и свидетельствует значение показателя распределения мигрирующих фракций P, может служить критерием для сравнения природных углей различного качества как объектов обогащения.

**Таблица 4**

**Сравнительные данные по выходу и зольности теоритического и реального концентрата**

Пласт	Плотность разделения, кг/м <sup>3</sup>	$\gamma_{т.к}$	$\gamma_{пр.к}$	$\Delta\gamma$	Показатель распределения P
B <sub>1</sub>	1400	83,5	66,7	16,8	17,9
B <sub>2+4</sub>	1400	77,4	60,4	17,0	18,6
B <sub>2+4</sub> <sup>верх</sup>	1400	83,9	61,0	22,9	23,8
B <sub>5</sub>	1400	70,4	55,9	14,5	16,6
B <sub>6</sub>	1400	74,4	59,5	14,9	16,7
B <sub>7</sub>	1400	78,5	57,4	21,1	22,8
B <sub>1</sub>	1500	91,6	81,7	9,9	10,0
B <sub>2+4</sub>	1500	88,1	77,3	10,8	11,4
B <sub>2+4</sub> <sup>верх</sup>	1500	90,3	78,6	11,7	12,0
B <sub>5</sub>	1500	85,5	73,7	11,8	12,6
B <sub>6</sub>	1500	86,4	76,4	10,0	10,6
B <sub>7</sub>	1500	89,1	75,9	13,2	13,8

На основе определения потерь и засорений и породы при плотностях разделения 1400-1800 кг/м<sup>3</sup>, 1500-1800 кг/м<sup>3</sup> в табл.3 приведен ожидаемый баланс продуктов обогащения всего рядового угля(табл.1). Как и ожидалось, качественно-количественные показатели реального концентрата ухудшаются по сравнению с теоритическими (ср. табл.2), однако именно они, объективно отражая природные свойства угля, должны являться основой для сравнительной оценки качества коксуемых углей для обогащения, а также при составлении договорных обязательств на поставку угля и расчетах за уже поставленный уголь.

При обогащении рядового угля пластов  $B_1, B_{2+4}, B_{2+4 \text{ верх}}$  качественно-количественные показатели реального концентрата находятся на уровне предъявляемых коксохимиками к шихте по золе. Существенно худшие показатели имеет концентрат из рядового угля пластов  $B_5, B_6, B_7$ , отсюда и реальная ценность в сравнении с концентратами углей пластов  $B_1, B_{2+4}, B_{2+4 \text{ верх}}$ . Так же можно отметить повышенную засоренность концентрата посторонними фракциями плотностью более  $1500 \text{ кг/м}^3$  в машинный класса пластов  $B_5, B_6, B_7$ .

## СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

С.Н. Джалилова

Научный руководитель: д.т.н., профессор В.И.Ерофеев

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, Томск, Россия

В последние годы в связи с введением в 2008 г. нового Технического регламента в нефтяной и газовой промышленности установлены высокие технические и экологические показатели, предъявляемые к объему добычи и качеству углеводородного сырья и различных получаемых нефтепродуктов, поступающего от промыслов на заводскую переработку, а также в товарные парки. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий как гетерогенных систем посвящено значительное количество работ [5,6]. Однако, многие проблемы, связанные с явлениями, протекающими на границе раздела нефть-вода, с коалесценцией и дроблением капель воды, расслоением и осаждением до сих пор не решены[3].

В настоящей работе приведены результаты сравнительного анализа методов расчета остаточной обводненности нефти при сложном осуществлении промышленного процесса, сравнение различных математических моделей процесса обезвоживания и обессоливания нефти, учитывающих конструктивные особенности аппарата и время осаждения капли, для повышения эффективности процессов обезвоживания и обессоливания нефти.

Обводненность нефти после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить по следующей формуле [2]:

$$\frac{\omega_{\text{стесн}}}{\omega_{\text{своб}}} = \frac{\left[ (1 - W_{\text{ВЫХ}})^2 - \left( 1 - \frac{W_{\text{ВЫХ}}}{W_{\text{ВХ}}} \right)^2 \right] (1 - W_{\text{ВЫХ}})^{4,7}}{(1 - W_{\text{ВЫХ}})^2}$$

где  $\omega_{\text{стесн}}, \omega_{\text{своб}}$  – скорости стесненного и свободного осаждения капли соответственно, м/с;  $W_{\text{ВХ}}, W_{\text{ВЫХ}}$  – обводненность нефти на входе и выходе из аппарата соответственно, масс. доли.

Для проведения расчетов по формуле (1) необходимо определить скорость стесненного осаждения капли. В настоящее время предложены различные методы для расчета скорости стесненного осаждения [1]. При исследовании данных методов, был разработан алгоритм, позволяющий рассчитывать остаточную обводненность нефти по вычисленным значениям скоростей стесненного и свободного осаждения капель.

В качестве исходных данных использованы технологические параметры, физико-химические свойства и составы пластовой нефти с установки подготовки нефти месторождения Восточной Сибири. Принципиальная технологическая схема установки приведена на рисунке 1.

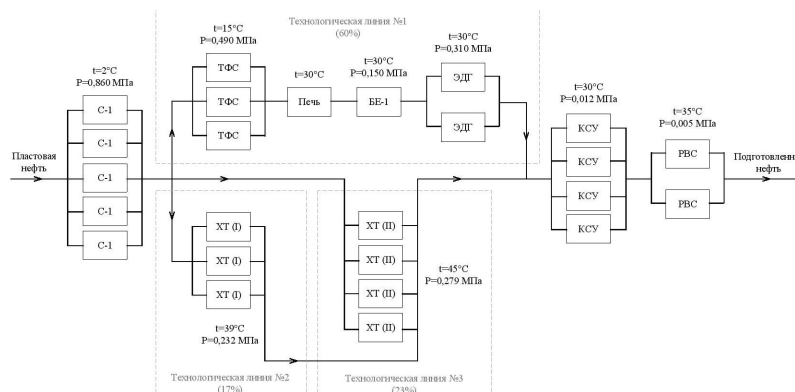


Рис.1. Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти[7]:

С-1 – сепаратор первой ступени; ТФС – трехфазный сепаратор; ПТБ – печь трубчатая блочная; БЕ-1 – буферная емкость; ЭДГ – электродегидратор; ХТ (I) – аппарат «Хитер-Тритер» Итипа; ХТ (II) – аппарат «Хитер-Тритер» Птипа; КСУ – сепаратор концевой ступени; РВС – резервуар



Таблица 1

Усредненные технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов

Параметр, единица измерения	Аппарат		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
Давление, кгс/см <sup>2</sup>	4,9	3,1	2,3
Температура, °С	15	30	39
Расход, т/час	183,3	217,8	52,4
Обводненность на входе, % масс.	20,9	2,2	20,9
Обводненность на выходе, % масс.	2,2	1,2	5,0

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики НИ ТПУ была разработана моделирующая система, позволяющая рассчитывать процессы промышленной подготовки нефти [4]. С помощью данной моделирующей системы вычислены физико-химические свойства и параметры водонефтяной эмульсии в аппаратах, необходимые для определения скоростей стесненного осаждения и последующего расчета остаточной обводненности нефти. Результаты расчета скоростей стесненного осаждения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчета скоростей стесненного осаждения

№ варианта	Формула для вычисления $\omega_{стесн}$	Значения $\omega_{стесн}$ по аппаратам, $\cdot 10^{-4}$ м/с		
		ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	$\omega_{стесн} = \frac{2 \cdot R - H}{t_{ос}}$	9,12	11,85	4,75
2	$\omega_{стесн} = \omega_{своб} \cdot \frac{(2 - 3 \cdot W_{вк})^2}{4 + 3 \cdot W_{вк} + 3 \cdot \sqrt{8 \cdot W_{вк} - W_{вк}^2}}$	13,73	11,28	3,58
3	$\omega_{стесн} = \omega_{своб} \cdot (1 - W_{вк})^{4,8}$	20,56	14,48	5,36

В варианте №1:  $R$  – радиус аппарата, м;  $H$  – высота водяной подушки, м;  $t_{ос}$  – время осаждения капли, с. Результаты, представленные в таблице 2 показывают, что значения скоростей стесненного осаждения рассчитанные по различным зависимостям имеют существенные отличия, что по-видимому объясняется влиянием физико-химических свойств водонефтяной эмульсии и размеров формирующихся капель воды, на скорость свободного осаждения.

По формуле (1) с использованием полученных скоростей стесненного осаждения капли рассчитана остаточная обводненность нефти на выходе каждого аппарата (таблица 3).

Таблица 3

Результаты расчета остаточной обводненности нефти

№ варианта	$W_{вк}, \% \text{ масс.}$		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	2,3	1,1	5,4
2	6,6	3,9	6,5
3	3,7	3,1	3,6

Результаты исследований показали, что наименьшее расхождение расчетных и экспериментальных данных по значениям остаточной обводненности нефти на выходе из аппаратов, было получено при расчете по варианту 1.

Таким образом, формула расчета скорости стесненного осаждения капли, учитывающая конструктивные особенности аппарата и время осаждения капель, может быть рекомендована для разработки математической модели процесса обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти.

#### Литература

1. Алиев Т.А., Гулуев Г.А., Рзаев А.Г., Юсифов И.Б. Математическое моделирование нанотехнологических процессов в подготовки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. - №4. – С.26-29.
2. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. - 320с.
3. Келбалиев Г.И. Сафаров Ф.Ф. Исследование утончения межфазной пленки в процессах разделения нефтяных эмульсий // Химия и технология топлив и масел. – 2011. – №14. – С.18 – 23.
4. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти //

- Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С.41 – 44.
- Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти и газов в промышленных условиях.– М.: ООО«Недра-Бизнесцентр», 1999. – 283с.
  - Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добычи нефти.– ФЭН.: Казань,2000.-416с.
  - Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти//Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2014. – Т.57. Вып.11. – с.101-103.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

И.М. Долганов, Е.Н. Сизова, М.О. Писарев, И.О. Долганова

Научный руководитель доцент, к.т.н. Долганов И.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Газопереработка - одна из самых молодых отраслей промышленности, бурное развитие которой началось во второй половине XX-ого столетия. В настоящий момент зарекомендовал себя процесс низкотемпературной сепарации в технологии промышленной подготовки природного газа.

На основе математической модели процесса низкотемпературной сепарации используют компьютерный тренажер, который может отображать реальные процессы, протекающие в аппаратах в динамическом режиме.

Достоинством данного тренажера является то, что он устанавливается непосредственно в пункте управления процессом и оператор может реагировать в реальном времени на все реальные ситуации [2].

Процесс низкотемпературной сепарации используется для повышения качества подготовки газа к транспорту, для обеспечения эффективной и надежной работы установок подготовки и переработки газа, поэтому рассматриваемая тема – является актуальной.

Целью данной работы являлось разработка имитационной динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа и дальнейшее усовершенствование показателей продукта.

Основное назначение технологии низкотемпературной сепарации является осушка природного газа перед подачей в магистральный газопровод. Процесс сепарации основан на явлении конденсации жидкости в токе сырья из газовой фазы в сепараторах с последующим разделением жидких и газовых потоков, и направлением на дальнейшую переработку. Процесс осаждения осуществляется в сепараторах в несколько ступеней.

Для описания процесса НТС необходимо учесть следующие процессы:

1. Сепарация
2. Теплообменное оборудование
3. Дросселирование

Динамическая модель описывается дифференциальными уравнениями материального и теплового балансов.

С использованием имитационной динамической модели было выполнено моделирование процесса низкотемпературной сепарации в условиях динамического режима.

Основными регулирующими параметрами в процессе низкотемпературной сепарации газа в имитационной динамической модели были:

1. Точка росы
2. Расход
3. Давление
4. Температура

Основным показателем осушенного газа на выходе является точка росы. При анализе точки росы следует учитывать давление газа. Точка росы по влаге — наиболее широко используемый параметр качества газа, который используется в контрактах на поставку, которые заключаются между добывающими компаниями и конечными потребителями.

Значение влажности находилось в диапазоне от 0 – 100 мг/м<sup>3</sup>.

Поэтому в работе был выполнен расчет точки росы по воде с использованием [1].

Где значение точки росы  $t_x$  в зависимости от значения влажности  $\beta_g$  в диапазоне абсолютных давлений  $P$  от 0,1 до 1,99 МПа вычисляются по формуле (1):

$$t_x = \frac{1}{-0,000161 \ln(\beta_g) - 0,000165153 \ln(P) + 0,004648} - 273,15 \quad (1)$$

Где  $t_x$  – точка росы, °С;  $\beta_g$  – влажность, мг/м<sup>3</sup>;  $P$  – давление, МПа;

Так же был выполнен расчет точки росы  $t_x$  в зависимости от значения влажности  $\beta_g$  в диапазоне абсолютных давлений  $P$  от 2,0 до 10,0 МПа, который вычисляются по формуле (2):

$$t_x = \frac{1}{-0,00019561 \ln(P) + 0,004647} + (-0,1495P + 6,938) \ln(\beta_g) + 0,4316P^{0,28} (\ln(\beta_g))^2 - 273,15 \quad (2)$$

Где  $t_x$  – точка росы, °С;  $\beta_g$  – влажность, мг/м<sup>3</sup>;  $P$  – давление, МПа;

Значение влажности находилось в диапазоне от 0 – 100 мг/м<sup>3</sup>.

Также товарный газ должен соответствовать требованиям согласно [3]. Где температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см<sup>2</sup>), °С, не выше, для макроклиматических умеренных и холодных районов в зимний период должна составлять минус 10°С и минус 20°С и в летний период минус 20°С и минус 14°С соответственно.

Как известно, что существует зависимость  $t_x = f(P, \beta_g)$ , на основе этого был построен график зависимости точки росы от давления и влажности с помощью программы Origin.

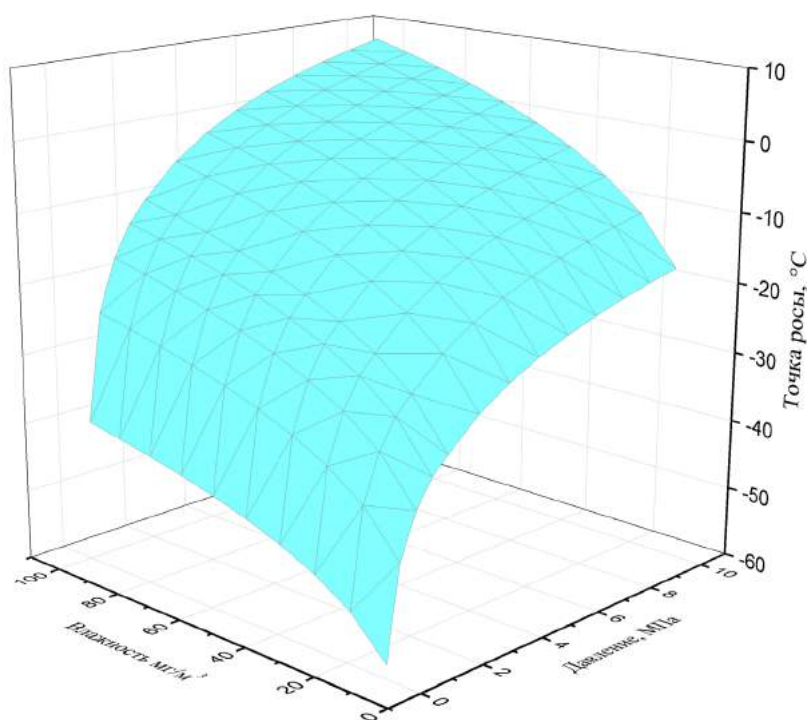


Рис. 1. График зависимости точки росы от давления и влажности

При давлении взятому 0,1 МПа и при влажности 10 мг/м<sup>3</sup> максимум точки росы наблюдается при минус 58,4454 °С, а при влажности 100 мг/м<sup>3</sup> значение точки росы находится при минус 39,8783 °С. При давлении 1 МПа и при влажности 10 мг/м<sup>3</sup> значение точки росы наблюдается при минус 39,3568 °С, при влажности 50 мг/м<sup>3</sup> значение находится при минус 24,28,1 °С, а при 100 мг/м<sup>3</sup> значение соответствует минус 17,1708 °С. Когда давление составляло 3 МПа, значения точки росы так же оставались отрицательными при той же влажности, которые составили минус 29,4682 °С и минус 5,1882 °С соответственно.

Однако первые положительные значения точки росы стали появляться при давлении 5 МПа и при влажности 100 мг/м<sup>3</sup>, где значение составило 0,5534 °С. И соответственно самые высокие значения точки росы были получены при давлении равному 10 МПа, где при влажности 10 мг/м<sup>3</sup> точка росы составила минус 17,9681 °С, а при 100 мг/м<sup>3</sup> - 7,6456 °С.

То есть при давлении взятом в интервале от 0,1 до 10 МПа и при влажности от 10 до 100 мг/м<sup>3</sup> значения точки росы соответствуют от минус 58,4454 и до 7,6456 °С. Значит с увеличением давления, точка росы возрастает.

Таким образом, была разработана имитационная динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа на основе математических моделей. Данная модель пригодна для использования в качестве компьютерного тренажера. Так же был произведен расчет точки росы по воде, где согласно СТО 089 – 2010, точка росы по расчетам при давлении 3,92 МПа составила минус 20,1210 °С для холодных районов в зимний период при влажности равной 20 мг/м<sup>3</sup>, а в летнее время минус 12,7866 °С при влажности 40 мг/м<sup>3</sup>. Данные свидетельствуют, что расчет произведен верно и данную методику можно применять в разработанной модели.

#### Литература

1. ГОСТ 53769 – 2009. Определение температуры точки росы по воде [Текст]. – введ.15.12.2009. – М.: Издательство стандартов, 2010. – 24 с.
2. Софиев А.Э. Тренажерные комплексы для обучения операторов потенциально опасных химико-технологических производств / Софиев А.Э., Черткова Е.А. // Приборы. - 2006. - №12 С. 57-59.
3. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. [Текст]. – введ.25.10.2010. – М.: Издательство стандартов, 2010. – 5 с.

**СПОСОБ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ТОВАРНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА  
С ПОМОЩЬЮ ВВЕДЕНИЯ БИОДОБАВОК**

**А.М. Еремеева<sup>1</sup>, К.С. Нелькенбаум<sup>2</sup>**

*Научный руководитель: зав. кафедрой ХТПЭ Н.К. Кондрашева<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

<sup>2</sup>*Институт нефтепереработки и катализа РАН, г. Уфа*

Современные технологии нефтепереработки направлены не только на увеличение глубины переработки, а также переработку более тяжелых и высоковязких нефтей, но и на улучшение качества продуктов, получаемых на установках гидроочистки топлив, изомеризации, алкилирования, риформинга и др.

Нефтепереработка и нефтехимия занимает одно из важнейших мест в нефтегазовой отрасли. За последние 5 лет количество добываемой нефти увеличилось с 518 млн т до 534 млн т., перерабатывается только половина добытой нефти. Несмотря на это, наблюдается существенное отставание по степени использования нефти, о чем свидетельствует низкий уровень конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки: средний показатель глубины переработки нефти на НПЗ России составляет около 71%. До начала программ модернизации на 11 предприятиях глубина переработки нефти составляла менее 65% и только на шести НПЗ превышала 80%, приближаясь к уровню современных зарубежных НПЗ (85–95%) [3]. Однако требования к качеству товарных продуктов, полученных на установках вторичной переработки, ужесточаются, в связи с чем, необходимо разрабатывать альтернативные способы улучшения характеристик топлив.

Технология получения экологически чистого дизельного топлива с улучшенными смазывающими свойствами заключается в использовании дизельного топлива после процесса глубокой гидроочистки и гидродепарафинизации с добавлением в его состав синтезированных биодобавок на основе растительных масел и различных спиртов. Введение биодобавок позволяет увеличить в дизельном топливе содержание гетероатомных соединений, которые адсорбируются на металлической поверхности деталей цилиндрико-поршневой группы ДВС и, создавая защитную микропленку, предотвращают их износ.

В качестве исходного дизельного топлива было гидроочищенное дизельное топливо со следующими физико-химическими характеристиками (таблица 1).

**Таблица 1**

*Физико-химические и эксплуатационные характеристики гидроочищенного исходного дизельного топлива*

Показатели	Г/о ДФ
Кинематическая вязкость при 40°C, мм <sup>2</sup> /с	2,7900
Плотность при 15°C, кг/м <sup>3</sup>	854,7565
Цетановое число	51
Массовая доля серы, % масс.	0,0008
Температура вспышки в закрытом тигле, °C	80
Температура замерзания, °C	-17
Содержание воды, % об.	отс.
Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна: (WSD 1,4) при 60°C, мкм	443
Фракционный состав, °C	
нк	123
10%	213
50%	280
90%	330
95% (кк)	

Особое внимание уделяется скорректированному диаметру пятна износа (смазывающая способность), определенному по методу HFRR по ГОСТ Р ИСО 12156-1 и количеству общей серы, определяемой по ГОСТ Р 51947. Диаметр пятна износа исходного топлива равен 443 мкм.

На территории РФ действует ГОСТ Р 52368, соответствующий требованиям Европейского стандарта EN 590 по всем показателям [1]. Этот нормативный документ ограничивает содержание серы в дизельном топливе до 350 ppm (Евро 3), 50 ppm (Евро 4) и 10 ppm (Евро 5), а цетановое число, наоборот, увеличивает до 51 ед. (не менее 45 ед. по ГОСТ 305).

В условном обозначении топлива по ГОСТ Р 52368 указывают его сорт или класс в зависимости от значений предельной температуры фильтруемости (для класса и температуры помутнения) и вид топлива - от содержания серы.

Одни из основных показателей стандарта ГОСТ Р 52368 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия» [2] приведены в таблице 2.

**Таблица 2**

**Требования к дизельному топливу стандарта ГОСТ Р 52368**

№ п/п	Характеристика дизельного топлива	Единицы измерения	Значение
1	Плотность при 15 °С	кг/ м <sup>3</sup>	820 - 845
2	Содержание серы, не более, для топлива: вид I вид II вид III	мг/кг	350,0 50,0 10,0
3	Кинематическая вязкость при 40 °С	мм <sup>2</sup> /с	2,00 - 4,50
4	Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60 °С, не более	мкм	460
5	Температура вспышки в закрытом тигле, выше	°С	55
6	Цетановое число, не менее		51,0
7	Содержание метиловых эфиров жирных кислот, не более	% (по объему)	7,0
8	Содержание воды, не более	мг/кг	200
9	Фракционный состав - при температуре 250 °С, не менее - при температуре 350 °С, не менее - 95% (по объему) перегоняется при температуре, не выше	% (по объему) % (по объему) °С	65 85 360

В качестве основных компонентов, призванных улучшать смазывающую способность топлива, чаще всего используются карбоновые кислоты и их производные (эфиры и амиды). Состав зависит от природы перерабатываемого сырья. Жирные кислоты – это смесь нормальных насыщенных и преимущественно ненасыщенных кислот с углеродной цепью С16-С24 (олеиновая, линоленовая, линолевая и т.д.).

Биодобавки являются смесью эфиров соответствующих масел, которая может быть использована как ДТ. Это неядовитый, разлагаемый микроорганизмами жидкий компонент топлива, состоящий из длинных цепей моноалкиловых эфиров жирных кислот.

Сырьем для производства эфиров (биотоплива) может быть практически любой органический материал – в ход идет буквально все – от мусора до водорослей.

Полученные эфирные биодобавки компаундировали с гидроочищенным дизельным топливом в соотношениях 1-99%, 5-95% и 10-90% соответственно.

**Таблица 3**

**Эффективность действия противозносной присадки к дизельному топливу**

Сравнительная характеристика	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Содержание дизельного топлива, % масс.	99,0	95,0	90,0
Содержание сложного эфира, % масс.	1,0	5,0	10,0
Уменьшение диаметра пятна износа, %	56,0	74,5	70,0

По полученным физико-химическим характеристикам был определен оптимальный состав экологически чистого моторного топлива для дизельных двигателей (таблица 3). Анализ результатов показывает, что оптимальным содержанием биодобавки в смеси с гидроочищенным (малосернистым) дизельным топливом является 5 % масс, диаметр пятна износа при этом снижается на 74,5 %, а по содержанию серы топливо удовлетворяет 3 виду по ГОСТ Р 52368.

При добавлении биодобавок к дизельному топливу, главным образом, уменьшаются выбросы вредных веществ после использования экологически чистого топлива в двигателе. Содержание углеводородов в отработанных газах снижается до 55 %, летучих органических соединений – до 59 %, оксидов углерода – до 45 %, количество дисперсных частиц снижается до 63 % [4].

Использование биодобавок в нашей стране может дать ощутимый экономический эффект через сокращение себестоимости тепловой и даже электрической энергии. Также это может способствовать подъему сельского хозяйства и привлечению инвестиций в страну.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

#### Литература

1. Буров, Е. А. Влияние углеводородного состава дизельных топлив на их эксплуатационные свойства и приемистость к функциональным присадкам : дис. к.техн. наук : 02.00.13 / Е. А. Буров.–Москва, 2015.–154 с.

- ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009). Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. – Введ. 2006-07-01. - М. : Стандартинформ, 2005. - 19 с.
- Перспективные технологии для нефтепереработки и нефтехимии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://365-tv.ru/index.php/stati/neftegazovaya-sfera/586-perspektivnye-tehnologii-dlya-neftepererabotki-i-neftekhimii> (дата обращения 06.01.17)
- Режим доступа: [http://a4group.net/kupit\\_gotovyi\\_chertezh-chertezhi-teplotehnika\\_ventilyaciya\\_vodosnabzhenie/pereeterifikaciya\\_gidrooblagorazhivanie.html](http://a4group.net/kupit_gotovyi_chertezh-chertezhi-teplotehnika_ventilyaciya_vodosnabzhenie/pereeterifikaciya_gidrooblagorazhivanie.html) (дата обращения 20.10.2015)

## ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА НАСЫЩЕННЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДОРОЖНОГО БИТУМА

О.А. Зоренко

Научный руководитель доцент Е.В. Саламатова

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В связи с постоянным ростом нагрузки на дорожное полотно и, как следствие, ужесточением требований к качеству асфальтобетонных покрытий все более актуальной становится проблема повышения качества дорожных битумов.

Большинство исследователей полагают, что присутствие высокоплавких парафинов в битуме негативно отражается на свойствах как самого вяжущего, так и асфальтобетона на его основе. Считается, что плавление парафинов приводит к снижению устойчивости асфальтобетона к колееобразованию, а их кристаллизация при низких температурах - к повышению склонности к низкотемпературному растрескиванию. Кроме того, с высоким содержанием твердых парафинов часто ассоциируют невысокую адгезию вяжущего с минеральным наполнителем в асфальтобетоне [5, 7]. Поэтому в российском стандарте ГОСТ 33133-2014 имеется нормирующий показатель содержания твердых парафинов (не более 3%) [2]. Однако применяемые в настоящее время методики определения парафинов в битуме трудоемки, требуют больших временных затрат, имеют плохую сходимость, либо недоступны по причине высокой стоимости оборудования.

В качестве объекта исследования выбран дорожный битум БНД 60/90 производства Московского нефтеперерабатывающего завода. Данную марку битума наиболее широко применяют в качестве вяжущего в производстве дорожного асфальтобетона. Основные характеристики битума приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные характеристики битума БНД 60/90

Наименование показателя, единица измерения	Значение
Глубина проникания иглы, 0,1 мм:	
при 25 °С	82
при 0 °С	23
Температура размягчения по кольцу и шару, °С	48
Растяжимость при 25 °С, см	82
Температура хрупкости, °С	- 22
Индекс пенетрации	- 0,5

Насыщенные соединения БНД 60/90 выделяли методом жидкостной адсорбционной хроматографии, по ГОСТ 33139-2014 [3]. После удаления асфальтенов из мальтеновой части были выделены насыщенные соединения методом колоночной хроматографии. Качество разделения контролировали с помощью рефрактометра и тонкослойной хроматографии.

Выделенные насыщенные соединения анализировали методом хромато-масс-спектрометрии. Результаты анализа насыщенных соединений БНД 60/90 приведены в табл.2.

Таблица 2

Групповой состав выделенных насыщенных соединений битума БНД 60/90

Группа соединений	Содержание, %
Н-алканы (C <sub>16</sub> - C <sub>38</sub> )	50,0
Изоалканы, в том числе:	17,0
- алканы с короткими алкильными заместителями	14,3
- Т-образные	1,5
- изопреноидные	1,2
Нафтены, в том числе:	15,0
- алкилциклопентаны	1,5
- алкилциклогексаны	3,1
- би- и полициклонафтены	10,4
Изоалканы и нафтены не установленного строения	18,0

Из табл. 2 следует, что половина выделенных насыщенных соединений представлена твёрдыми линейными алканами, которые вносят основной вклад в ухудшение реологических свойств битумов. Поэтому целесообразно рассмотреть вопрос об определении именно линейных алканов, а не сумму твердых углеводородов. По литературным данным все выделяемые изоалканы и нафтены имеют температуру кристаллизации на 30 – 50 °С ниже, чем линейные алканы, выделенные с ними.

Хроматографический метод определения линейных твёрдых алканов позволяет избежать трудоёмкую и имеющую наибольшую погрешность стадию вымораживания твёрдых парафинов.

#### Литература

1. ГОСТ 17789-72. Битумы нефтяные. Метод определения содержания парафина. М.: Государственный комитет СССР по стандартам. – 10 с.
2. ГОСТ 33133-2014. Дороги автомобильные общего пользования. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Технические требования. М.: Стандартинформ, 2015. – 11 с.
3. ГОСТ 33139-2014. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Метод определения содержания твердого парафина. М.: Стандартинформ, 2015. – 23 с.
4. Иванова Л.В., Гордадзе Г.Н., Кошелев В.Н. Определение массового содержания твердых парафинов в нефти методом капиллярной газожидкостной хроматографии // Труды нефти и газа имени И.М. Губкина. – Москва, 2011. – № 3 (264). – С. 61 – 68.
5. Колбановская А.С. Дорожные битумы / А.С. Колбановская, В.В. Михайлов – Москва: Транспорт, 1973. – 246 с.
6. Шеина Т.В., Самохина А.А. Взаимосвязь фракционного состава, надмолекулярной структуры и эксплуатационных показателей дорожных битумов. Ч. II // Вестник СГАСУ. Градостроительство и архитектура. – Самара, 2015. – № 3 (20). – С. 108 – 114.
7. Ширкунов А.С. Взаимосвязь адгезионных свойств нефтяных дорожных битумов и содержания в них высокоплавких парафинов / А. С. Ширкунов, В. Г. Рябов, А. В. Кудинов, А. Н. Нечаев, А. С. Дегтянников // Химия и технология топлив и масел. – Москва, 2011. – № 1. – С. 36 – 39.

### ВЛИЯНИЕ ТОЛЩИНЫ БИТУМНОЙ ПЛЁНКИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ СЦЕПЛЕНИЯ ПО ДСТУ Б В.2.7-81-98

А.С. Ивкин, В.В. Васильев

Научный руководитель профессор В.В. Васильев

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Оценку сцепления производят для характеристики степени взаимодействия битума с минеральными материалами. Существует несколько способов оценки сцепления, включая ГОСТ 11508-74, ГОСТ 12801-98 и другие. Сравнительная характеристика различных методов оценки сцепления приведена в работе [3]. В настоящей работе был использован метод ДСТУ Б В.2.7-81-98, который заключается в выдерживании специально подготовленных пластин минерального материала с нанесённой плёнкой битума в кипящей либо горячей воде. Коэффициент сцепления в данном случае выражается как отношение площади поверхности пластины минерального материала, покрытой битумом после испытания ко всей площади пластины.

Известно, что на сцепление битума с минеральным материалом существенное влияние оказывает не только адгезия, но и когезия [1]. Поэтому было необходимо снизить до минимума вклад когезии в сцепление битума с минеральным материалом.

Целью работы было установление влияния толщины слоя битума на поверхности минерального материала на результаты оценки сцепления.

Для исследования был использован дорожный битум БНД-60/90 и мраморные пластины размерами 70x25x10 мм. Поверхность пластин была отшлифована абразивным порошком с крупностью частиц 14 мкм.

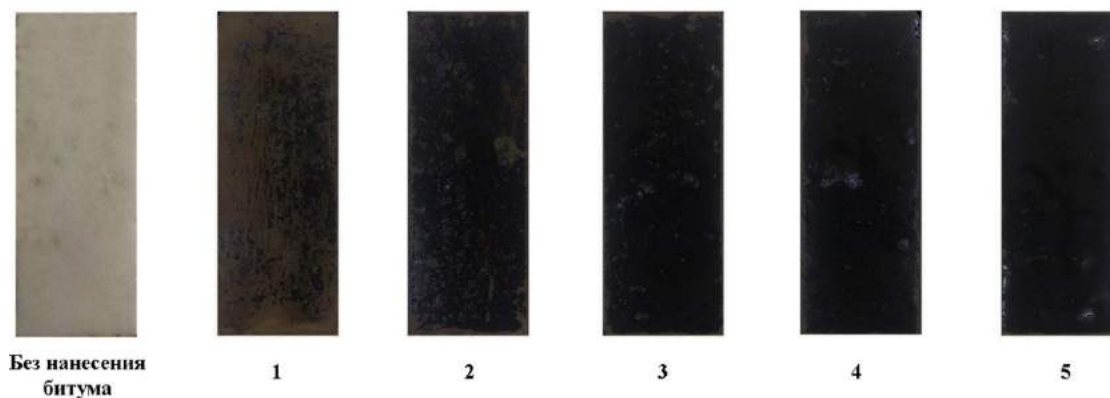


Рис. 1. Фотографии мраморных пластин до нанесения битума и после испытания по ДСТУ Б В.2.7-81-98

На рисунке 1 представлены изображения пяти мраморных пластин после проведения испытания и фотография чистой мраморной пластины без битума. На пять пластин было нанесено разное количество битума, г: 0,02; 0,05; 0,1; 0,2 и 0,35 для пластин 1-5 соответственно в отличие от методики ДСТУ Б В.2.7-81-98, по которой необходимо наносить  $0,35 \pm 0,01$  г битума на поверхность пластины с размерами 70x25 мм (см. табл.).

Таблица 1

Количество битума на поверхности мраморных пластин

№ пластины	1	2	3	4	5
Количество битума на поверхности пластины, г	0,02	0,05	0,10	0,20	0,35
Количество битума на 1 см <sup>2</sup> поверхности пластины, г	0,0011	0,0029	0,0057	0,1140	0,0200
Рассчитанная толщина слоя битума на поверхности пластины, мкм	11,4	28,6	57,1	114,3	200,0
Коэффициент сцепления, %	73,4	86,1	89,9	89,9	89,9

По результатам испытания был рассчитан коэффициент сцепления (см. табл.1) для каждой пластины. Зависимость коэффициента сцепления от количества битума на поверхности пластины представлена на рисунке 2.

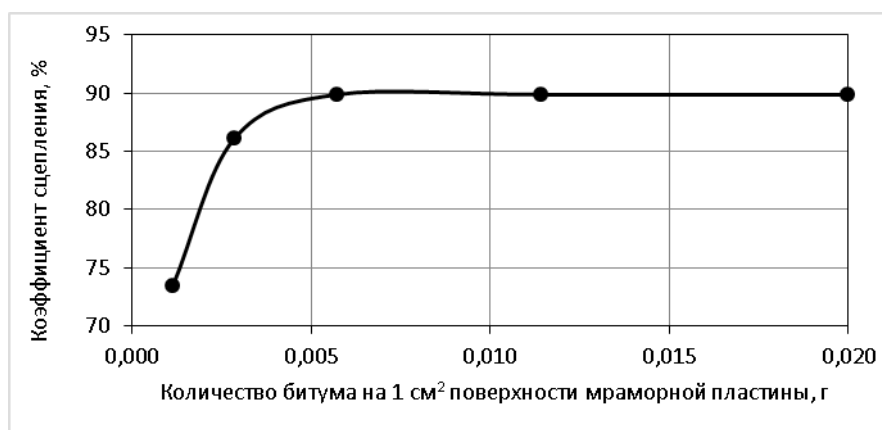


Рис. 2. Зависимость коэффициента сцепления от толщины слоя битума на поверхности мраморной пластины

Такие результаты говорят о том, что целостность битумной плёнки на поверхности минерального материала зависит как от степени адгезионного взаимодействия между битумом и минеральной подложкой, так и от когезии внутри слоя битума. Из графика видно, что при количестве битума 0,0029 г на см<sup>2</sup>, то есть при 7-и кратном уменьшении толщины битумной плёнки по сравнению с рекомендуемым содержанием битума на поверхности минерального материала результат оценки сцепления изменяется примерно на 5 %.

В работе был опробован следующий способ уменьшения влияния когезионной составляющей на результаты оценки сцепления: пластины минерального материала с нанесёнными плёнками битума (0,35 г на пластину с размерами 70x25 мм) после термостатирования располагались вертикально. Стеkanie длилось 15 минут при температуре 150 °С. За это время с поверхности пластин удалялось 70-80 % битума от первоначального количества, то есть на 1 см<sup>2</sup> поверхности оставалось примерно 0,004-0,006 г битума, при этом целостность покрытия поверхности пластин не нарушалась.

Известно, что разные частицы минерального материала при приготовлении асфальтобетонной смеси покрываются плёнкой битума различной толщины. Наибольшая толщина плёнки наблюдается на зёрнах известняка, наименьшая – на кварцевом песке. С увеличением размера частиц также происходит увеличение толщины плёнки. Кроме того, на толщину плёнки битума влияет насколько развита поверхность частиц минерального материала [2].

Также известно, что битумная плёнка имеет различные структуру и свойства в зависимости от расстояния до минеральной подложки и состоит из ориентированного и объёмного слоёв.



В результате действия поверхностных сил и адсорбции на минеральной подложке битум претерпевает структурные изменения по толщине в несколько сотен и даже тысяч ангстрем. В работе [2] авторы выделяют в ориентированном слое три зоны с характерным строением и физико-механическими свойствами: твердообразную, структурированную и диффузную. Толщина твердообразной зоны не превышает долей микрометра. Эта зона состоит преимущественно из асфальтенов. Такая плёнка не обладает клеящей способностью. Структурированная зона имеет толщину в 1-2 мкм. Она состоит из упорядоченно расположенных и ориентированных к минеральной поверхности высокомолекулярных соединений битума. Диффузная зона характеризуется относительно низкой упорядоченностью компонентов битума. Резкого перехода между объёмным и ориентированным слоями, а также внутри зон – нет. С увеличением температуры толщина ориентированного слоя уменьшается. В зависимости от типа и размера частиц минерального материала, а также компонентного состава битума толщина ориентированного может изменяться от нескольких долей микрометра до 3-6 мкм.

В настоящей работе, по классификации Королёва И.В., предпринята попытка максимально удалить диффузный слой вплоть до структурированного. То есть максимально уменьшить влияние когезионных и увеличить вклад адгезионных сил на сохранение целостности битумной пленки на поверхности минерального материала.

Таким образом, установлено, что с уменьшением толщины пленки битума понижается уровень сцепления с минеральным материалом. Однако с увеличением толщины слоя битума происходит возрастание сил (коэффициента) сцепления за счет когезионной составляющей, причём только до толщины пленки 57 мкм, а затем коэффициент сцепления практически не изменяется. То есть, для более точной оценки адгезионной составляющей сил сцепления, необходимо наносить минимальный слой битума на поверхность минерального материала, а затем подвергать образцы воздействию кипящей или горячей воды.

#### Литература

1. Гун Р.Б. Нефтяные битумы. – М.: Химия, 1973. – 432 с.
2. Королёв И.В. О битумной плёнке на минеральных зёрнах асфальтобетона // Автомобильные дороги, 1981. – №7. – С.23-24.
3. Соломенцев А.Б., Бухтияров С.В. Сравнительная оценка методов определения сцепления дорожного битума с адгезионными добавками с поверхностью минерального материала // Строительные материалы и технологии, 2014. – № 1. – С. 85-91.

### **МОДЕРНИЗАЦИЯ АБСОРБЕРА ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ГАЗА ДЛЯ КУПХГ** **М.В. Ивлев А.В. Рубежанская** *Научный руководитель доцент, к.т.н. И.А. Пахлян* **Армавирский механико-технологический институт (филиал)** **ФГБОУ ВО Кубанский государственный технологический университет,** **г. Краснодар, Россия**

КУПХГ расположено в Успенском районе Краснодарского края в 18 км к юго-востоку от г. Армавира, в Восточно-Кубанском прогибе. Краснодарское ПХГ создано на базе истощенного Александровского газоконденсатного месторождения в толще песчаников и алевролитов зеленой свиты. КУПХГ содержит 93 эксплуатационно-нагнетательных скважин при помощи которых в пласт закачивается и извлекается около 1 миллиарда м<sup>3</sup> ежегодно.

В недрах земных пластов углеводородные газы насыщены водяными парами до равновесного состояния. С момента выхода газа из скважины влагосодержание газа меняется. Присутствие паров воды в газе негативно сказывается на аппаратах и коммуникациях установок переработки и транспорта газа вследствие образования в них гидратов, во избежание этого явления, обязательным условием подготовки газа к транспортировке по магистральным газопроводам или переработке на ГПЗ служит процесс абсорбционной осушки газа.

Был выполнен анализ существующих абсорбционных установок и технологий для их совершенствования за счет оснащения абсорберов регулярными насадками с гофрированными элементами.

Многие из них имеют ряд недостатков, которые накладывают ограничения на область их применения: недостаточно эффективно обеспечивают равномерное распределение газовых и жидкостных потоков по поперечному сечению аппарата, трудоемкость изготовления и их установки, т.д.

Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача совершенствования абсорбционной осушки газа путем оснащения абсорбера регулярной насадкой с целью повышения эффективности тепло- и массообмена в процессах разделения многокомпонентных смесей, снижения гидравлического сопротивления за счет образования в одном элементе наклонно распределенных потоков, направленных в разные стороны, повышения интенсификации массообмена за счет турбулизаций потоков внутри слоя насадки и упрощения конструкции.

Поставленная задача достигается тем, что в регулярной насадке, представленной на рисунке 2, для тепло- и массообменных аппаратов, состоящей из вертикально установленных гофрированных листов, соприкасающихся выступающими гофрами друг с другом, каждая гофра листа выполнена с обратно вогнутыми элементами, которые расположены в местах пересечения параллельных линий с ребрами гофр.

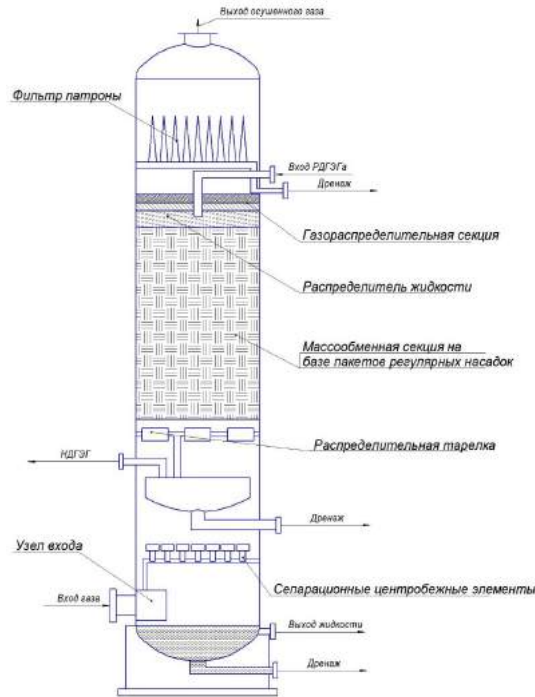


Рис. 1. Эскиз абсорбера, оснащенного регулярной насадкой с гофрированными обратно вогнутыми элементами

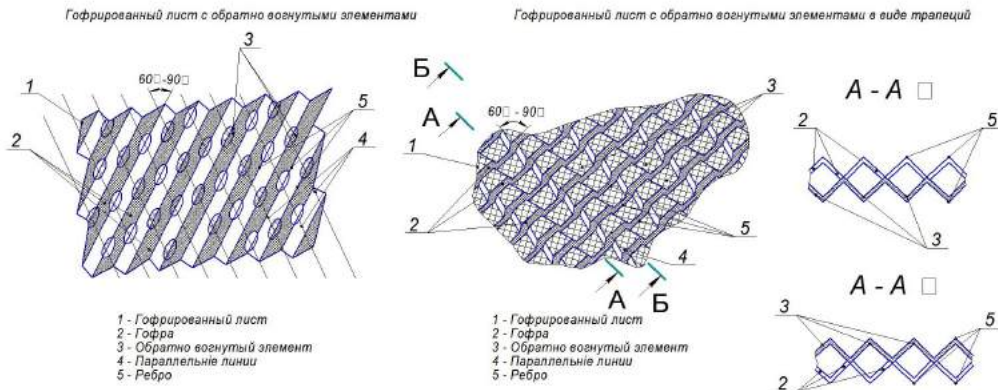


Рис. 2. Эскиз регулярной насадки

Сущность технологии регулярной насадки в том, что на гофрах вдоль параллельных линий, в местах пересечения с ребрами гофр, выполнены поперечные надрезы, а между каждой парой надрезов размещены обратно вогнутые элементы в виде, например, равнобоких трапеций, перегнутых таким образом, что линия перегиба расположена на обратно вогнутом ребре гофры.

На гофрах вдоль параллельных линий, в местах их пересечения с ребрами гофр, выполнены поперечные надрезы, а у каждого из надрезов размещены обратно вогнутые элементы в виде треугольников с основаниями, равными длине надреза, с вершинами, расположенными на ребрах гофр, и перегнутые таким образом, что линии перегиба расположены на обратно вогнутых ребрах гофр, причем надрезы с обратно вогнутыми элементами выполнены и на обратно вогнутых гофрах листа.

Параллельные линии, пересекающие ребра гофр в местах выполнения обратно вогнутых элементов, расположены под углом  $60-90^\circ$  к ребрам гофр.

Между гофрированными листами установлены перфорированные листы или сетки, ячейки которых выполнены с размерами, обеспечивающими безотрывное течение жидкости по ней.

Выполненная таким образом насадка позволила создать дополнительные каналы, расположенные вдоль параллельных линий, и тем самым повысить эффективность тепло- и массообмена в процессах разделения многокомпонентных смесей, снизить гидравлическое сопротивление за счет образования в одном элементе наклонно распределенных потоков, направленных в разные стороны, повысить интенсификацию массообмена

за счет турбулизаций потоков внутри слоя насадки и упростить конструкцию. Предлагаемая насадка проста в изготовлении, может быть выполнена прокаткой или штамповкой.

Преимущества, проектируемого абсорбера (рисунок 1), оснащенного регулярной насадкой: максимальная производительность; низкое гидравлическое сопротивление; незначительные потери жидкости с газом; повышенные прочностные характеристики; интенсификация и распределение потоков жидкости и газа.

#### Литература

1. Технологический регламент установки комплексной подготовки газа головных сооружений, газосборного пункта; ОАО «Газпром» ООО «Газпром ПХГ» Краснодарское управление подземного хранения газа; с.Успенское, 2014 г; 118 стр.
2. Гукасов Н.А., Кучеров Г.Г. Теория и практика добычи газожидкостных смесей. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005.
3. Омельянюк М.В. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ВЫСОКОНАПОРНЫЕ УСТАНОВКИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ПХГ; Наука и техника в газовой промышленности. 2010. № 3. С. 80-89

### ИЗУЧЕНИЕ АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ $ZnO-Al_2O_3$ , $MgO-SiO_2$ В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА В ДИВИНИЛ

А.М. Илолов, Р.М. Талышинский

Научный руководитель - главный научный сотрудник В.Ф. Третьяков  
Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, Россия, Москва

Альтернативным катализатором бинарной системы  $ZnO-Al_2O_3$  в процессе производства дивинила из этанола является  $MgO-SiO_2$  [1]. Используя оксиды металлов в (Zn, Cu, Co, Mn, Fe, Ag) в качестве добавок в систему  $MgO-SiO_2$  показано изменение селективности и конверсии процесса [2]. Для увеличения активности катализатора синтеза дивинила из этанола мы использовали добавку оксида цинка, введенную специальным способом с использованием электродиализа в систему  $MgO-SiO_2$ .

В качестве исходных материалов для синтеза прекурсора катализатора  $MgO-SiO_2-Al_2O_3-ZnO$  применяли гидроксид магния  $Mg(OH)_2$ , тетраэтоксисилан  $(C_2H_5O)_4Si$ , которые путем гидролиза водным аммиаком с азотной кислотой осаждали, перемешивали с цеолитом ZSM-5 (ИК-17-1 Новосибирск), в котором доля  $Al_2O_3$  составляла 4,3-5,7 %.

Механическую смесь нитратов  $Zn(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$  и  $Mg(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$ , а также ZSM-5 обрабатывали пропиткой по влагоемкости азотнокислым цинком. Сушку и прокаливание проводили в муфельной печи в течение 6 ч при ступенчатом поднятии температуры до 500°C. Полученную смесь с добавлением 5 % графита для прочности таблетировали при давлении 100 атм.

Активность полученного катализатора изучали в трубчатом кварцевом реакторе с объемом загрузки 10 см<sup>3</sup>. Перед подачей этанола, катализатор продували чередующимися потоками воздуха, азота, водорода ( по 1 ч соответственно) для подготовки поверхности.

Как видно из рис. 1, на синтезированном нами катализаторе  $MgO-SiO_2-Al_2O_3-ZnO$  максимальные значения селективности составляет 60 % при объемной скорости 1,5 ч<sup>-1</sup>.

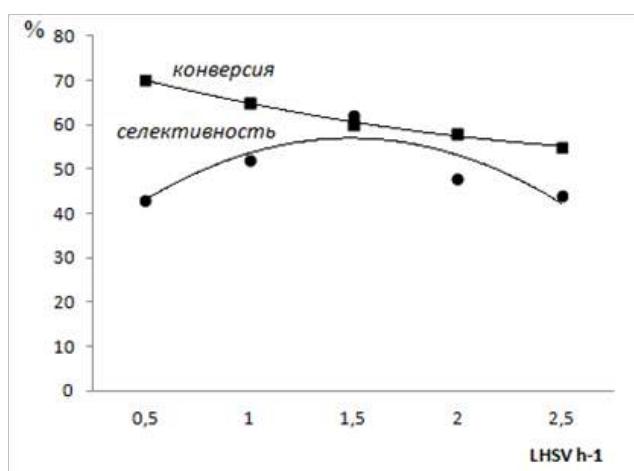


Рис. 1. Влияние объемной скорости на показатели процесса на катализаторе  $MgO-SiO_2-Al_2O_3-ZnO$  при температурном профиле в слое 390-400°C

Катализатор ЦАК-16 ( $K_2O-MgO-ZnO/\gamma Al_2O_3$ ), промотированный  $K_2O$  и введение в реакционную смесь инициатора-пероксида водорода позволило увеличить селективность до 85,7 %, а главное, стабильность работы катализатора, обеспечивающую увеличение межрегенерационного цикла до 200 ч., что в целом повышает технико-экономические показатели процесса.

Сравнительные результаты синтезированных нами и аналогичными образцами, приведенными в литературе показаны в таблице 1

Как видно из представленных данных (таблица 1) катализатор, предложенный ИНХС РАН им А.В. Топчиева, обладает максимальной активностью и стабильностью.

Таблица 1

Сравнительные показатели активности катализаторов

Катализаторы	T, °C	Объемная скорость, LHSV, ч <sup>-1</sup>	Селективность, %	Стабильность, ч	ссылка
Промышленный K-64 MgO-SiO <sub>2</sub>	400	1	70	48	[1]
MgO-SiO <sub>2</sub>	400	1	57.3	3	
MgO-SiO <sub>2</sub> -ZnO	350	1	34.2	3	[2]
Ag-Zr-SiO <sub>2</sub>	320	0.3	72.8	8	[4]
MgO-SiO <sub>2</sub> -ZnO	400	1.2	60.0	3	[3]
ЦАК-16 K <sub>2</sub> O-MgO-ZnO/ $\gamma$ Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	385	3	85.7	200*	

\* время непрерывной работы без падения активности (время реакционного цикла без регенерации)

#### Литература

1. O.V. Larina, P.I. Kyriienko, V.V. Trachevskii, S.O. Soloviev. Theoretical and Experimental Chemistry. V. 51. № 6. 2016. P.386-393.
2. E.V. Makshina, W. Janssens, B.F. Sels, P.A. Jacobs. Catalytic study of the conversion ethanol into 1,3-butadiene. Catalysis Today. 198. 2012. P.338-344.
3. В.Ф.Третьяков, Р.М. Талышинский, А.М. Илолов, А.Л. Максимов, С.Н. Хаджиев. Иницированное превращение этанола в дивинил по реакции Лебедева // Нефтехимия, 2014, Т.54. – №3, с.195-206.
4. V.L. Sushkevich, I.I. Ivanova, V.V. Ordonsky and E. Taaring. ChemSuSChem. 2014 V. 7. P. 2527-2536.

### ПРОБЛЕМЫ ДИНАМИКИ ИНИЦИИРОВАННОГО ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА В БУТАДИЕН-1,3 НА КАТАЛИЗАТОРЕ ЦАК-16

А.М. Илолов, Р.М. Талышинский

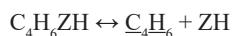
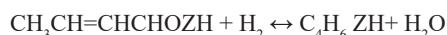
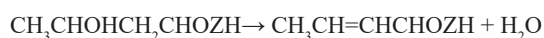
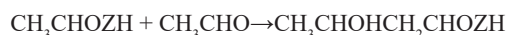
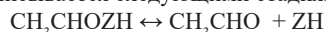
Научный руководитель - главный научный сотрудник В.Ф. Третьяков

Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва, Россия

Динамическая модель процесса иницированного превращения этанола в бутadiен-1,3 базируется на кинетической модели в стационарной области протекания процесса [1] с добавлением первых производных кинетических параметров иницируемой пероксидом водорода лимитирующей стадии в маршрутах образования ацетальдегида и бутadiена с учетом динамического изменения кинетических параметров по длине слоя (L) катализатора. Лимитирующей стадией является образование ацетальдегида



Механизм образования дивинила описывается следующими стадиями:



Математическую модель для реактора идеального вытеснения, использованная при оценке динамической

составляющей ( $\frac{dK_0}{dL}$ ) можно записать как  $r_{lim} = \frac{V}{V_0} = C_0 \int \frac{dX}{\tau}$

С использованием математического приближения, основанного на динамическом компенсационном эффекте [2] можно подойти к дифференциальному выражению стадии образования ацетальдегида:

$$k_{lim} = (2,30 + \frac{dK_0}{dL} L) \cdot 10^3 e^{\frac{-19050 + \frac{dE}{dL} L}{RT}}$$

Для решения задачи перехода от стационарной кинетической модели к динамической модели, учитывающей иницирование слоя катализатора в проточном реакторе, приближающемся по типу к идеальному вытеснению, необходимо продифференцировать кинетические параметры в иницируемой пероксидом водорода лимитирующей стадии.

Математическое моделирование процесса превращения этанола в дивинил в общем случае должно учитывать систему уравнений с управлением процесса в следующих областях его протекания:

1. Внутрикинетическая область, отражающая - механизм итоговых стехиометрических маршрутов в соответствии с кинетической моделью для описания стационарной области протекания реакции без инициатора и при отсутствии кокса
2. Уравнение скорости, учитывающее внутреннюю диффузию через слой кокса, отлагающегося на поверхности катализатора.
3. Внешнекинетическая область учитывает перенос гидроксильных и пероксидных OH и HO<sub>2</sub> радикалов в объеме. При этом уравнения скоростей должны учитывать стадии переноса радикалов из объема на поверхность катализатора и обратно.
4. Выбор оптимальной линейной скорости газового реакционного потока сырья и степени разбавления сырья инертным газом, являющегося носителем инициатора по слою катализатора в реакторе.

Динамические особенности процесса в соответствии с п.п. 1-4, зависят от природы катализатора, наличия инициатора и конструктивных особенностей реактора.

#### Литература

1. Третьяков В.Ф., Тальшинский Р.М., Илолов А.М., Максимов А.Л., Хаджиев С.Н. Иницированное превращение этанола в дивинил по реакции Лебедева // Нефтехимия, 2014, Т.54. – №3, с.195-206.
2. Третьяков В.Ф., Илолов А.М., Тальшинский Р.М., Гюльмалиев Э.А. О динамическом компенсационном эффекте в катализе. Нефтегазохимия. 2016. №1. С.34-37.

### ИЗУЧЕНИЕ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМАЗОК НЕФТЯНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Е.В. Киреева, Н.В. Лесик

**Научные руководители – зав. кафедрой, профессор Н.К. Кондрашева, доцент О.В. Зырянова  
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия**

Прилипание, примерзание и смерзание горных пород, кокса, руд черных и цветных металлов осложняет погрузку, транспортировку и разгрузку этих материалов. Особую сложность эти процессы представляют при ведении открытых горных работ в районах с суровыми климатическими условиями [2]. При перевозке полезных ископаемых и рыхлых вскрышных пород в зимний период происходит примерзание горной массы, из-за этого до 50 % массы остается не выгруженной [1]. Второй немаловажной проблемой является пылеобразование на временных забойных автодорогах, так как из-за малого срока службы производить их укрепление экономически нецелесообразно, а также пылеобразование в карьерах и на отвалах горного производства [4]. Для решения этих проблем широко известно применение профилактических средств на основе растворителей и загущающей добавки нефтяного и нефтехимического происхождения [3]. В данной работе рассмотрены профилактические средства на базе высокоароматизированных дисперсионных сред – газойлевых фракций (с пределами выкипания 200-350 °С) термодеструктивных процессов с нефтеперерабатывающего завода, и дисперсной фазы – крекинг-остатка процесса висбрекинга гудрона. Разработанные составы соответствуют разработанным ранее техническим условиям (ТУ) на средства под названием «Ниогрин» для борьбы со смерзанием ТУ 381055-75, зимний аналог ниогрина - «Северин» ТУ 38101863-81, пылесвязывающее средство под названием «Универсин» ТУ 381011142-88.

В работе [5] детально исследованы физико-химические свойства отобранных с различных нефтеперерабатывающих заводов нефтепродуктов и проведен хромато-масс-спектрометрический анализ дистиллятных фракций, на основе которого сделан прогноз формируемых смазывающих свойств разрабатываемых ПС с различной базовой основой из газойлевых фракций и содержанием вводимого в них тяжелого нефтяного остатка. Однако, для успешной разработки, внедрения в производство и применения наиболее эффективных с точки зрения эксплуатационных свойств профилактических средств, необходимо изучение их трибологических характеристик [5]. Как известно, основным показателем стабильности смазки является возможность удержания

защитной плёнки на поверхности металла в условиях воздействия высокой нагрузки и температур. Контактное взаимодействие поверхностей при их относительных перемещениях (трибологические свойства смазок) в основном определяется природой загустителя, а также наличием наполнителей и присадок, улучшающих их эксплуатационные характеристики [2]. Условия работы профилактических смазок против примерзания влажных сыпучих материалов к металлической поверхности транспортного оборудования в значительной степени идентичны с условиями работы смазочных масел, применяемых для смазки трущихся поверхностей [1-3]. Во время реальной эксплуатации граничный слой ПС подвергается напряжению на срез при выгрузке груза из думпкара, полувагона, хоппера или автосамосвала.

Так же во время выемки и погрузки угля ковши экскаваторов подвергаются напряжению на срез при погрузке и выгрузке породы [2].

В данной работе трибологические свойства профилактической смазки оценивались путем замера среднего значения диаметра пятна износа одноразового покрытия; при этом была выявлена зависимость значения диаметра пятна износа от введения в состав испытуемого образца специальной добавки - крекинг-остатка. Диаметр пятна износа профилактической смазки оценивался как для базовых компонентов, без добавления КО, так и в смеси с последним. Действие крекинг-остатка как противоизносной присадки или модификатора трения (anti - wear additives) обусловлено образованием на обработанных металлических поверхностях различных по химическому составу защитных пленок и улучшением смазывающей способности профилактического средства. Поверхностно-активные компоненты ПС образуют защитную пленку на металлической поверхности транспортного оборудования, поэтому необходимо обеспечить достаточное содержание поверхностно-активных веществ, в качестве которых, как известно, выступают полициклические ароматические углеводороды, смолы и асфальтены в составе профилактической смазки [3,6]. При изучении влияния содержания крекинг-остатка на противоизносные свойства лабораторных образцов смазок на базе смеси легких и тяжелых газойлей вторичных процессов установлено, что с ростом концентрации остатка в смеси с растворителем - газойлевыми фракциями наблюдается общая тенденция к снижению диаметра пятна износа, что достаточно хорошо согласуется с известной теорией образования на твердой, в том числе металлической, поверхности граничных слоев из поверхностно активных веществ нефти и нефтяных остатков [3,5,6]. Уменьшение диаметра пятна износа подтвердило эффективность применения остатка в качестве добавки, улучшающей смазывающие характеристики готового средства. Были так же проанализированы диаметры пятна износа базовых компонентов, таких как легкий газойль каталитического крекинга, тяжелый газойль каталитического крекинга, а также легкий и тяжелый газойли замедленного коксования и их смеси 1:1 (см. Рис.). Более низкое значение диаметра пятна износа смеси легкого и тяжелого газойлей замедленного коксования в соотношении 1:1 очевидно обусловлено более высоким содержанием в ней полициклических ароматических углеводородов и смол по сравнению со смесью газойлей каталитического крекинга. Эксперименты проводились на четырехшариковой машине трения в соответствии с ГОСТом 9490-75.

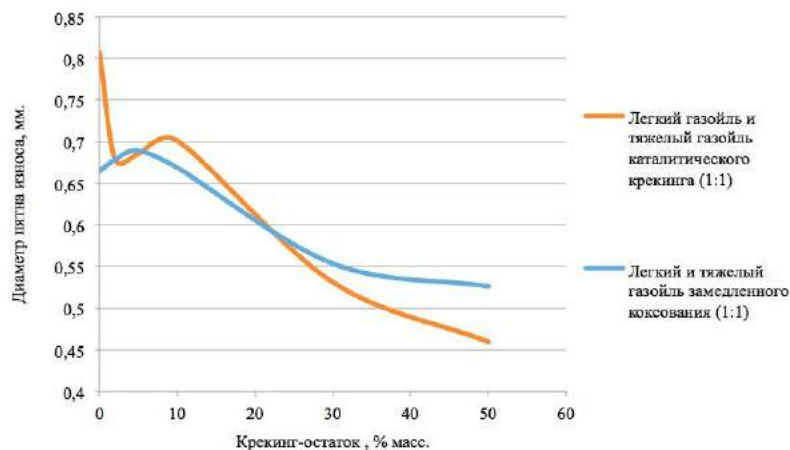


Рис.1. Диаграмма зависимости изменения среднего значения диаметра пятна износа от содержания крекинг-остатка в составе смесей.

Как видно из экспериментальных данных, крекинг-остаток уже при введении его в количестве 2 % масс. улучшает смазывающие свойства базовых смесей газойлей каталитического крекинга, уменьшая диаметр пятна износа с 0,807 до 0,678 мм, по-видимому, за счет увеличения толщины смазочной пленки на поверхности металла, т.е. граничного слоя, и предотвращения износа трущихся поверхностей. Возрастание концентрации присадки от 2 до 10 % масс. приводит к некоторому увеличению диаметра пятна износа до 0,701 мм, что объясняется, на наш взгляд, протеканием двух конкурирующих прямо противоположных процессов на граничной поверхности раздела «смазка-твердое тело» и в объеме смазки, таких как диспергирование и адсорбция частиц дисперсной фазы на трущихся металлических поверхностях, а также их коагуляция (ассоциатообразование) и десорбция с твердой поверхности в объем раствора. Диспергирование частиц дисперсной фазы происходит за счет увеличения растворяющей способности дисперсионной среды профилактического состава и обусловлено увеличением концентрации крекинг-остатка, которое приводит к более быстрому росту содержания смол и полициклической

ароматики по сравнению с асфальтенами. При дальнейшем увеличении концентрации остатка от 10 до 50 % масс, диаметр пятна износа уменьшается до 0,460 мм, что свидетельствует о дальнейшем улучшении противозносных свойств смазок. Аналогичная закономерность установлена для изменения диаметра пятна износа смеси легкого и тяжелого газойлей замедленного коксования (соотношении 1:1) в зависимости от концентрации вводимого КО в состав смеси с тем лишь различием, что, по-видимому, за счет более высокой ароматизованности дисперсионной среды – смеси газойлей замедленного коксования полученная экстремальная зависимость более сглажена.

Однако, увеличение содержания крекинг-остатка в смеси с газойлевыми фракциями вторичных процессов в соответствии с требованиями технических условий ограничивается такими показателями качества опытных образцов смазок, как уровень вязкости, плотность, температура застывания, содержание механических примесей и др. Поэтому, в результате проведенных исследований основных физико-химических свойств полученных лабораторных образцов были выбраны оптимальные составы профилактических средств с различной концентрацией остатка. Таким образом, введение определенного количества остатка в состав смазки на базе смеси газойлевых фракций термодеструктивных процессов во всем диапазоне исследуемых концентраций улучшает не только низкотемпературные и вязкостные характеристики получаемых составов профилактических средств, но и их смазывающие (трибологические) свойства.

#### Литература

1. Кондрашева Н.К. Исследования и разработка профилактической смазки Ниогрин для горнотранспортного оборудования / Н. К. Кондрашева, К. Е. Станкевич, С. В. Попова // Перспективы развития химической обработки горных ископаемых: Материалы конференции. – СПб, 2006. – С. 49.
2. Кондрашева Н.К. Улучшение низкотемпературных свойств судовых топлив с помощью сополимерных депрессорных присадок / Н.К.Кондрашева, Д.О. Кондрашев, С.В. Попова, К.Е. Станкевич, С.Д. Хасан Аль-Резк, Валид Насиф // «Нефтегазовое дело». – 2007. – №4. – С. 20.
3. Мархасин И.Л. Физико химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 215 с.
4. Ольков П. Л. Поверхностные явления в нефтяных дисперсных системах и разработка новых нефтепродуктов: Автореферат. Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (05.17.07). – Уфа, 1988. – 17 с.
5. Kondrasheva N.K. Refinery byproducts in dust suppression and the prevention of rock adhesion and freezing at mines/N.K. Kondrasheva, O.V. Zyrianova, E.V. Kireeva, A.S. Ivkin// Coke and Chemistry. – 2016. – №59 (9). – P. 338 – 344.

### ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ МОЛЕКУЛ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ СТУПЕНЧАТОГО ТЕРМОЛИЗА

Д. С. Корнеев

Научный руководитель д.х.н., профессор А. К. Головкин

Федеральное государственное учреждение науки Институт химии нефти СО РАН,  
г. Томск, Россия

На сегодняшний день запасы легких нефтей в мире сокращаются, в связи с чем в качестве дополнительного источника углеводородов в добычу и переработку вовлекается нетрадиционное сырье – тяжелые и битуминозные нефти [1]. Переход нефтяной промышленности на тяжелое углеводородное сырье диктует необходимость создания эффективных технологий его переработки, в связи с чем в данной области широко ведутся научные исследования [4].

Основой подобных разработок должно являться детальное изучение химической природы смолисто-асфальтеновых компонентов, которые создают серьезные проблемы при переработке тяжелых нефтей [1]. Особое место в изучении структурной организации молекул асфальтенов занимает термический анализ, использующийся, как эффективный способ разложения молекул асфальтенов на фрагменты с последующим их анализом [5].

Исследования асфальтеновых веществ термическими методами позволили установить, что структурными фрагментами молекул асфальтенов являются как насыщенные и ароматические углеводороды, так и гетероорганические соединения [3].

Несмотря на это остаются открытыми вопросы, связанные не только с установлением качественного и количественного состава асфальтеновых молекул, но и с методическими подходами к получению экспериментальных данных, которые станут основой для объяснения химической природы асфальтенов.

Целью данной работы является исследование структурных изменений молекул нефтяных асфальтенов в процессе их ступенчатого термолиза.

В качестве объектов исследования использовались асфальтены, выделенные из тяжелой ( $\rho > 934 \text{ кг/м}^3$ ), высоковязкой ( $v_{50} > 31 \text{ мм}^2/\text{с}$ ), высокосернистой ( $S = 2,0 \text{ \% мас.}$ ) нефти Усинского месторождения. Средняя молекула асфальтенов имеет молекулярную массу  $1600 \pm 30 \text{ а.е.м.}$  и представляет собой 2 полициклических ядра, характеризующихся практически равным содержанием углерода в ароматических и нафтеновых фрагментах (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика средней молекулы асфальтенов нефти Усинского месторождения

Молекулярная масса, а.е.м.	ma, ед.	Распределение атомов углерода, % отн.			Элементный состав, % мас.				
		fa	fn	fp	C	H	N	S	O
1600 ± 30	2,1	44,6	45,4	10,0	84,8	7,5	1,6	3,3	2,8

fa, fn, fp – доля атомов углерода в ароматических, нафтеновых и алифатических фрагментах соответственно  
ma – число структурных блоков усредненной молекулы асфальтенов

Ступенчатый термоллиз проводился с использованием одной навески асфальтенов последовательно при температурах 120, 230, 370 °С до полного удаления образующихся продуктов из реакционной зоны на каждой ступени термоллиза. Температурный режим термоллиза выбран на основании данных дифференциального термического анализа, который показал, что при 120, 230, 370 °С наблюдается скачкообразное изменение теплового эффекта, свидетельствующее об интенсивном термическом разложении образца. Термоллиз проводился в кварцевом реакторе в виде трубки, в которую помещался кварцевый тигель с навеской асфальтенов (3 г). Реактор закреплялся в печи в горизонтальном положении, после чего в системе создавался проточный режим путем подачи азота на вход в реактор. Избыточное давление в реакторе не создавалось. На выходе из реактора устанавливался холодильник-конденсатор и емкость для улавливания и сбора жидких продуктов термоллиза (смолы + масла). Остаточные асфальтены выгружались из тигля и в аппарате Сокслета очищались n-гексаном от жидких нелетучих на данной ступени термоллиза продуктов. Далее очищенные асфальтены вымывались хлороформом и сушились до постоянного веса. Оставшийся в аппарате Сокслета твердый нерастворимый остаток определялся как коксоподобный продукт уплотнения. Масса газообразных продуктов термоллиза рассчитывалась как разность массы навески исходных асфальтенов и суммы жидких, твердых продуктов, в т.ч. остаточных асфальтенов.

Для исследования изменения структурных особенностей асфальтенов в процессе ступенчатого термоллиза использовался структурно-групповой анализ [2], который основан на данных об элементном составе, молекулярной массе образца и спектроскопии ЯМР  $^1\text{H}$  и позволяет описать структурные характеристики усредненной молекулы асфальтенов. Элементный состав асфальтенов определялся на анализаторе CHNS Vario EL Cube. Молекулярные массы измерялись криоскопическим методом в нафталине на приборе «Крион». Спектры ЯМР  $^1\text{H}$  регистрировались с помощью Фурье-спектрометра AVANCE-AV-300 (растворитель –  $\text{CDCl}_3$ , внутренний стандарт –  $(\text{CH}_3)_3\text{Si-O-Si}(\text{CH}_3)_3$ ) при 1 %-ной концентрации веществ.

Ступенчатый термоллиз асфальтенов в проточном режиме способствует минимизации протекания вторичных реакций между образующимися продуктами, а также учету термодинамических различий в энергиях связей молекул асфальтенов. Такой подход позволит получить более точную информацию о химической природе и структурной организации высокомолекулярных гетероатомных соединений нефти.

По данным материального баланса ступенчатого термоллиза видно, что с увеличением температуры термоллиза увеличивается степень конверсии асфальтенов, которая достигает 100 % при 370 °С (табл. 2). Термоллиз при температуре 120 °С сопровождается выделением, главным образом, жидких продуктов, содержание которых составляет 6,7 % мас. при практически полном отсутствии газа и «кокса». Это свидетельствует о разрушении сольватной оболочки и незначительной деструкции наиболее лабильных гетероатомных связей молекул асфальтенов. Очевидно, что уже при 230 °С в значительной степени протекают реакции деструкции и уплотнения, в результате которых образуется 8,6 % мас. газообразных и 5,0 % мас. коксоподобных продуктов. Следует отметить, что при 370 °С реакции уплотнения превалируют над реакциями распада молекул асфальтенов, в результате чего выход «кокса» составил 38,5 % мас. Анализ структурно-группового состава исходных асфальтенов и данных содержании продуктов термоллиза показал, что существует некоторое соответствие между общим выходом газа и fp (12,7 ~ 10,0), общим выходом жидких продуктов и fn (43,8 ~ 45,4), а также общим выходом «кокса» и fa (43,5 ~ 44,6). Таким образом, можно предположить, что ароматические фрагменты посредством реакций конденсации преобразовались в продукты уплотнения, нафтеновые фрагменты превратились в жидкие продукты термоллиза, тогда как алифатическая составляющая асфальтеновых молекул трансформировалась в газ.

Таблица 2

Материальный баланс ступенчатого термоллиза асфальтенов

Температура термоллиза, °С	Содержание продуктов термоллиза, % мас.			
	газ	смолы + масла	«кокс»	асфальтены
120	0,2	6,7	0,0	93,1
230	8,6	19,6	5,0	59,9
370	3,9	17,5	38,5	0,0
Общий выход	12,7	43,8	43,5	0,0

Структурно-групповой анализ исходных асфальтенов (A0), а также асфальтенов после термоллиза при 120 °С (A120) и 230 °С (A230) показал, что в процессе ступенчатого термоллиза усредненная молекула асфальтенов



укрупняется и претерпевает структурные изменения, имеющие нелинейный характер (табл. 3). Так, молекулярная масса средней молекулы асфальтенов А120 увеличилась на 360 а.е.м., а число структурных блоков увеличилось в 2 раза (4,0). При этом доля атомов углерода А120 в ароматических и алкильных фрагментах снизилась на ~3 % и ~5 % соответственно. Возможно это связано с тем, что при разрушении сольватной оболочки (с учетом деструкции наиболее слабых связей), входящие в ее состав ароматические и парафиновые соединения частично встроились в структуру асфальтеновых молекул, несмотря на то, что основная их часть была удалена из реакционной зоны.

**Таблица 3**

**Изменение структурно-групповых характеристик асфальтенов в процессе термоллиза**

Образец	Молекулярная масса, а.е.м.	Число структурных блоков (ma), ед.	Распределение атомов углерода, % отн.		
			fa	fn	fp
A0	1600 ± 30	2,1	44,6	45,4	10,0
A120	1960 ± 30	4,0	41,4	53,9	4,7
A230	1980 ± 30	4,4	47,9	49,0	3,1

Асфальтены А230 подверглись незначительному увеличению молекулярной массы и числа структурных блоков средней молекулы: на 20 а.е.м. и 0,4 ед. соответственно. Однако, за счет реакций распада нафтеновых структур и алкильных цепей значения fn и fp снизились суммарно на 6,5 %, в связи с чем усредненная молекула асфальтенов А230 представляет собой более конденсированную нафтеноароматическую систему с коротким алкильным обрамлением. В продуктах термоллиза при 370 °С асфальтенов не обнаружено. Степень их конверсии при данной температуре составила 100 %.

#### Литература

1. Ancheyta H. Modeling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum.: CRC. Taylor & Francis Group. – 2013. – 524 p.
2. Golovko A.K., Kamyayov V.F., Ogorodnikov V.D. High-molecular heteroatomic components of crude oils of the Timan–Pechora petroliferous basin // Russian Geology and Geophysics. – 2012. – Т. 53. – №12. – P. 1374-1381.
3. Grin'ko A.A., Golovko A.K. Thermolysis of petroleum asphaltenes and their fractions // Petroleum Chemistry. – 2014. – V. 54. – №1. – P. 42-47.
4. Gulyaeva L.A., Khavkin V.A., Shmel'kova O.I., Vinogradova N.Y. Technology of Synthetic Oil Production from Heavy Oil Stock and Solid Fuels // Chemistry and technology of fuels and oils. – 2015. – V. 51. – №4. – P. 422-429.
5. Rueda-Velasquez R.I., Freund H., Qian K., Olmstead W.N., Gray M.R. Characterization of Asphaltene Building Blocks by Cracking under Favorable Hydrogenation Conditions // Energy Fuels. – 2013. – V. 27. – P. 1817-1829.

### ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРОВАНИЯ РЕНИЕМ НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ZSM-5

**О.Д. Кошкина<sup>1,2</sup>, Л.М. Величкина<sup>2</sup>, Л.П. Госсен<sup>1</sup>**

**Научный руководитель: доцент, к.х.н. Л.М. Величкина<sup>2</sup>**

**<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет,  
г. Томск, Россия**

**<sup>2</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки  
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия**

Рений, наряду с никелем, ванадием, железом и платиной, относится к переходным металлам с не полностью занятой d-оболочкой, благодаря чему таким металлам характерны каталитические свойства. Рений в соединениях проявляет степень окисления от -1 до +7, образуя при этом различные по составу и свойствам вещества. Семивалентные соединения рения являются самыми устойчивыми из них. Металлический рений, а также многие его сплавы и соединения (окислы, сульфиды, перренаты) являются катализаторами различных процессов: окисления аммиака и метана, превращения этилена в этан, получения альдегидов и кетонов из спиртов, крекинга нефти. Являясь активным дегидрирующим агентом, рений ускоряет реакции отрыва и переноса протона в молекулах углеводородного сырья, что активно используется для применения его в катализаторах нефтепереработки. Добавление рения к платиносодержащим катализаторам увеличивает их срок службы за счёт того, что рений не реагирует с газами и коксом, образующимися в результате реакции при высоких температурах, в то время как платиновый катализатор быстро закоксуется. Применение платино-рениевых катализаторов в промышленности позволило увеличить производительность установок нефтепереработки, повысить выход фракций бензина, снизить затраты на катализаторы путем замены большей части платины рением [1-3].

Целью настоящей работы было изучение влияния рения на каталитические свойства цеолита ZSM-5 в процессе переработки прямогонной бензиновой фракции нефти.

Для проведения исследований методом гидротермального синтеза был получен цеолит структурного типа ZSM-5 и на его основе сухим механическим смешением с перренатом аммония  $\text{NH}_4\text{ReO}_4$  приготовлен катализатор Re-ZSM-5. Содержание рения в образце составило 0,5% масс.

Результаты исследования каталитической активности исходного и модифицированного цеолитов представлены в таблице.

**Таблица 1**

**Влияние температуры процесса и модифицирования цеолита на состав продуктов превращения прямогонной бензиновой фракции нефти**

Продукты, % масс.	Сырьё	Температура процесса, °С			
		320	340	360	380
ZSM-5					
Газообразные:					
Н-алканы $\text{C}_1\text{-C}_5$		72,9	71,3	71,9	72,1
Изоалканы $\text{C}_4\text{-C}_5$		25,4	25,6	25,9	24,8
Алкены $\text{C}_2\text{-C}_4$		1,5	1,6	1,7	3,2
Жидкие:					
Н-алканы $\text{C}_3\text{-C}_{14}$	24,7	14,5	14,2	6,4	6,2
Изоалканы $\text{C}_4\text{-C}_{11}$	30,3	36,6	35,6	33,0	32,1
Алкены $\text{C}_4\text{-C}_{10}$	-	3,6	3,8	4,0	3,8
Циклоалканы $\text{C}_5\text{-C}_{10}$	37,0	27,6	27,4	28,6	28,5
Ароматические углеводороды $\text{C}_6\text{-C}_{12}$	8,0	17,7	19,0	28,0	29,4
Октановое число (ИМ)	70	88	88	92	92
Выход катализата, %	-	80	74	70	69
Re-ZSM-5					
Газообразные:					
Н-алканы $\text{C}_1\text{-C}_5$		63,3	64,2	65,5	67,5
Изоалканы $\text{C}_4\text{-C}_5$		28,5	27,7	27,1	26,6
Алкены $\text{C}_2\text{-C}_4$		2,8	2,9	3,1	3,1
Жидкие:					
Н-алканы $\text{C}_3\text{-C}_{14}$		13,5	13,7	12,5	11,3
Изоалканы $\text{C}_4\text{-C}_{11}$		36,2	36,7	34,2	31,8
Алкены $\text{C}_4\text{-C}_{10}$		3,5	3,5	3,7	3,6
Циклоалканы $\text{C}_5\text{-C}_{10}$		31,5	28,5	24,4	23,8
Ароматические углеводороды $\text{C}_6\text{-C}_{12}$		15,3	17,6	25,2	29,5
Октановое число (ИМ)		83	87	89	90
Выход катализата, %		98	90	81	84

В составе прямогонной бензиновой фракции нефти (н.к.-155°С) наибольшая доля углеводородов приходится на циклоалканы  $\text{C}_5\text{-C}_{10}$  (37% масс.), далее по убыванию следуют изоалканы  $\text{C}_4\text{-C}_{10}$  (30% масс.), н-алканы  $\text{C}_3\text{-C}_{14}$  (25% масс.) и арены  $\text{C}_6\text{-C}_{12}$  (8% масс.). Благодаря большому содержанию таких высокооктановых компонентов, как цикло- и изоалканы, прямогонный бензин имеет довольно высокое октановое число, составляющее 70 пунктов (таблица).

В таблице приведен структурно-групповой состав продуктов процесса превращения прямогонного бензина на немодифицированном цеолите ZSM-5 и ренийсодержащем образце Re-ZSM-5 при температурах реакции 320-380°С и объемной скорости подачи сырья 2 ч<sup>-1</sup>.

Газообразные продукты на обоих катализаторах представлены, в основном, н-алканами  $\text{C}_1\text{-C}_5$ . Далее по степени убывания в газах находятся изоалканы, а также в процессе переработки прямогонного бензина образуется до ~3% масс. неопределенных газообразных углеводородов. Образующиеся газы также являются ценным химическим сырьем и могут быть переработаны на модифицированных цеолитных катализаторах типа пентасил в высокостребованные вещества.

Полученные катализаты состоят из нормальных алканов с длиной цепи от 3 до 14 атомов углерода, циклоалканов  $\text{C}_5\text{-C}_{10}$ , ароматических углеводородов  $\text{C}_6\text{-C}_{12}$  и небольшого количества алкенов  $\text{C}_4\text{-C}_{10}$ . Важно отметить, что суммарная концентрация ароматических углеводородов в катализатах не превышает 30% масс., а доля наиболее канцерогенного из аренов – бензола, составляет 0,6% масс., что соответствует требованиям действующего ГОСТ на моторное топливо [4].

Увеличение температуры реакции с 320 до 380°С способствует уменьшению концентрации нормальных алканов в катализатах, полученных на ZSM-5 и Re-ZSM-5, что свидетельствует об увеличении скоростей реакций их превращения в углеводороды других классов, доля которых в бензинах возрастает. Получению наибольших количеств изоалканов  $\text{C}_4\text{-C}_{10}$  в катализатах способствует проведение реакции при температурах 320-340°С, на всех катализаторах их выход доходит примерно до 37% масс. В данном случае наглядно проявляется молекулярно-

ситовой эффект цеолита типа пентасил, который, благодаря своему строению, не затрагивает изоструктуры, входящие в состав прямогонного бензина, а воздействует только на низкооктановые составляющие сырья – n-алканы. Повышение температуры реакции до 380°C для всех образцов вызывает незначительное уменьшение концентрации изоалканов в катализаторах.

Выход алкенов на обоих катализаторах отличается незначительно. Повышение температуры реакции способствует небольшому увеличению концентрации ненасыщенных углеводородов из-за интенсификации реакции отрыва и переноса протона углеводородных молекул.

На исходном цеолите выход циклоалканов C<sub>5</sub>-C<sub>10</sub> мало зависит от температуры процесса и варьируется в пределах 27-29% масс. Модифицирование ZSM-5 рением вызывает рост образования циклических алканов при 320°C до 31,5% масс. Для ренийсодержащего цеолита, в отличие от исходного пентасила, характерно довольно значительное уменьшение доли циклоалканов в бензинах с увеличением температуры процесса благодаря повышенной дегидрирующей способности Re-ZSM-5.

Выход аренов C<sub>6</sub>-C<sub>12</sub> при начальной температуре процесса 320°C самый большой на исходном цеолите, он составляет ~18% масс., при тех же условиях на модифицированном образце образуется ~15% масс. ароматических углеводородов. Повышение температуры процесса для исходного и модифицированного катализаторов вызывает ускорение реакций ароматизации, причем наиболее интенсивно эти реакции происходят на ZSM-5. При температуре 380°C доля аренов в бензинах, полученных с использованием обоих катализаторов, одинакова.

Кроме состава полученных бензинов, важной характеристикой катализаторов являются их октановые числа. При температурах реакции 320-340°C на исходном образце образуются бензины с октановыми числами 88, повышение температуры до 360-380°C способствует увеличению доли высокооктановых углеводородов в продуктах реакции и, соответственно, увеличению октановых чисел до 92 пунктов. Октановые числа бензинов, полученных на Re-ZSM-5, немного ниже соответствующих данных для немодифицированного образца.

При модифицировании рением значительно повышается выход высокооктановых бензинов: при 320°C разница в количестве образовавшегося жидкого продукта составляет 18%, затем она несколько нивелируется с повышением температуры процесса, но даже при 380°C количество бензина на Re-ZSM-5 превышает количество бензина на ZSM-5 на 15%.

Таким образом, методом сухого механического смешения, не дающим экологически вредных стоков, на основе цеолита типа пентасил с перренатом аммония получен металлсодержащий катализатор. Проведенные исследования показали, что использование Re-ZSM-5 в процессе облагораживания прямогонной бензиновой фракции нефти позволило немного уменьшить концентрацию аренов в катализаторах и значительно повысить выход жидких продуктов реакции. Получению наибольших количеств высокооктановых бензинов на ZSM-5 и Re-ZSM-5 способствует проведение реакции при температурах 320-360°C.

#### Литература

1. Коровин С.С., Букин В.И., Федоров П.И., Резник А.М. Редкие и рассеянные элементы: химия и технология / Под ред. Коровина С.С. – Учебник для вузов. В 3-х книгах. - М.: МИСИС, 2003. – Т. 3. – 440 с.
2. Крылов В.А., Ходяшев Н.Б., Подвинцев И.Б., Болотова Е.С., Чиркова Н.А. Влияние характера коксовых отложений на показатели работы платино-ренийевого катализатора риформинга // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – № 5. – С. 14-18.
3. Ряшенцева М.А. Рений и его использование в катализе // Катализ в промышленности. – 2005. – № 3. – С. 11-22.
4. Топлива моторные. Бензин неэтилированный / ГОСТ 32513-2013. – Дата введения 01.01.2015, Дата последнего изменения 18.10.2016.

#### ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОЦЕССА НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ РЕАКЦИЮ ПОЛУЧЕНИЯ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ СШИВАЮЩИХ АГЕНОВ

Н.О. Кухленкова, Н.А. Байкова

Научный руководитель профессор В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время оборудование для добычи нефти подвержено агрессивным условиям многофакторного эксплуатационного воздействия (температура, давление и т.д.). По существующим данным о конструкциях кабелей для нефтепогружных электронасосов, можно сделать вывод, что существует пустующая ниша для кабелей с температурой эксплуатации от 90 до 120°C, работоспособных в скважинах с высоким содержанием газов (более 50 м<sup>3</sup>/т нефти) и высокоагрессивной многофазовой средой[2]. На данный продукт существует устойчивый спрос нефтедобывающих организаций, однако из-за отсутствия таких кабелей, вместо них эксплуатируют кабели, не отвечающие данным условиям.

Для изготовления нефтепогружных кабелей для работы в более жестких условиях в известной мере отвечает использование композиций на основе полиолефинов со сшитой структурой. В качестве сшивающих агентов используют полифункциональные кремнийорганические соединения. Введение в молекулу мономера других функциональных групп позволяет изменять его характеристики. При введении в норборненую структуру фрагментов с силоксановыми функциональными группами, возникает возможность получения полимера с реакционноспособными силоксановыми группами, который при дальнейшей сшивке может образовать

полимерный материал с улучшенными механическими и электрическими свойствами[3].

Целью настоящей работы является исследование влияния катализаторов и температуры на выход целевого продукта, образующегося при взаимодействии циклопентадиена (ЦПД) и  $\gamma$ -метакрилоилпропокситриметоксисилана ( $\gamma$ -МПТМС) по реакции Дильса-Альдера, рисунок 1. Целевым продуктом реакции является 3-(триметоксисиллил)-пропил-2-метилбифило[2,2,1]гепт-5-ен-2-карбоксилат. Параллельно с основной реакцией протекает побочная реакция образования дициклопентадиена (ДЦПД) вследствие димеризации молекулы циклопентадиена по реакции Дильса-Альдера, рисунок 2 [1].

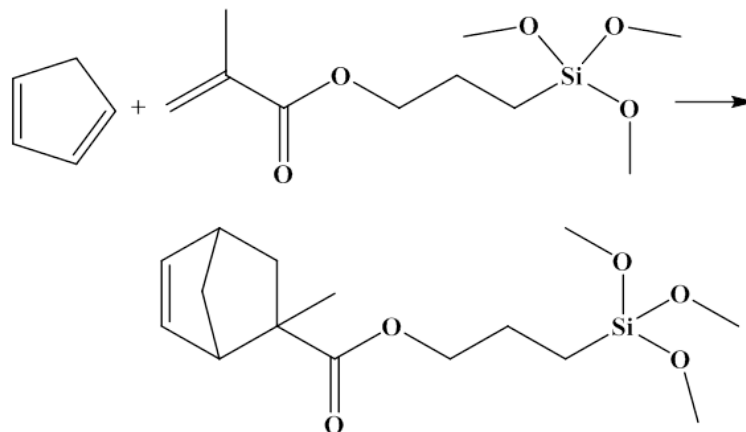


Рис. 1. Реакция взаимодействия циклопентадиена и  $\gamma$ -метакрилоилпропокситриметоксисилана по реакции Дильса-Альдера

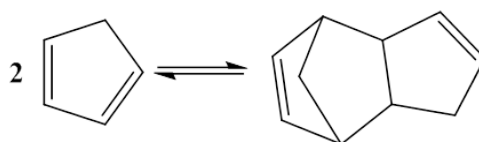


Рис. 2. Побочная реакция образования дициклопентадиена по реакции Дильса-Альдера

Синтез осуществлялся в герметичных стеклянных реакторах, соотношение исходных компонентов ЦПД и  $\gamma$ -МПТМС составляло 1:1 (моль). Время реакции от 0 до 160 часов, температуры реакции 20°C и 35°C. Концентрация используемых катализаторов: трифторуксусная кислота ( $\text{CF}_3\text{COOH}$ ) 1 % и тетрахлорид олова ( $\text{SnCl}_4$ ) 0,8 %. Анализ состава реакционной массы осуществлен обработкой ЯМР  $^1\text{H}$ -спектров на ЯМР-Фурье спектрометре «AVANCE AV 300».

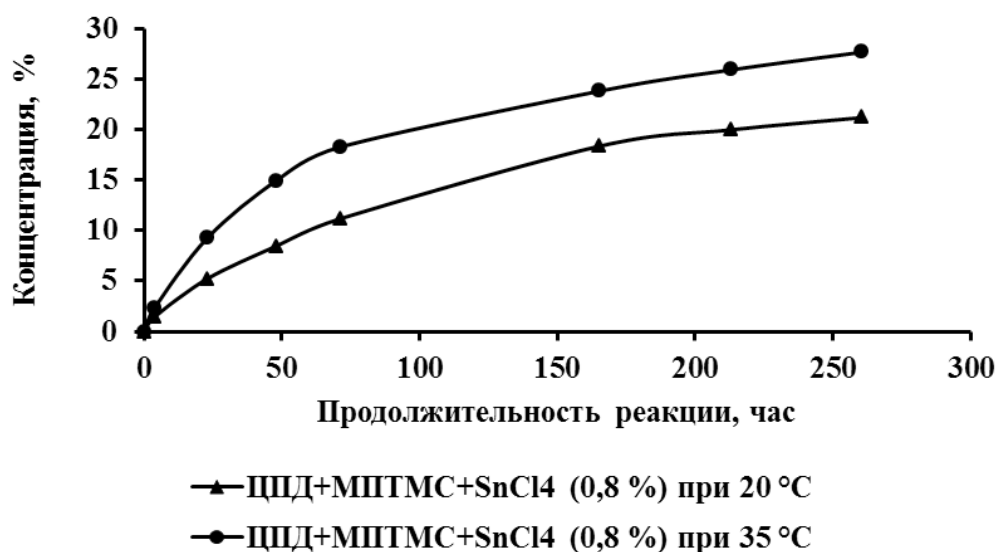


Рис. 3. Зависимость изменения концентрации  $\text{HbMPTMS}$  в реакционных смесях от продолжительности реакции (катализатор –  $\text{SnCl}_4$ )

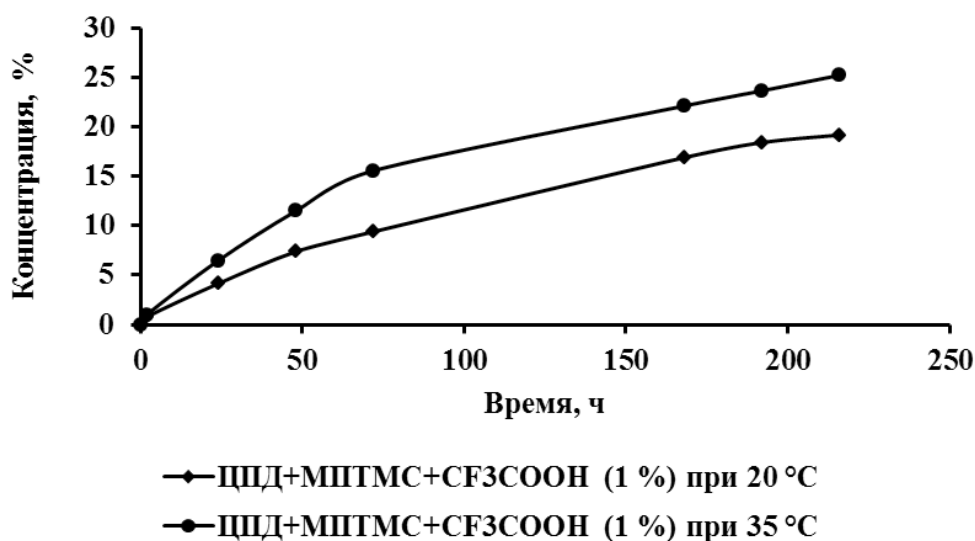


Рис. 4. Зависимость изменения концентрации НбМПТМС в реакционных смесях от продолжительности реакции (катализатор –  $CF_3COOH$ )

Таким образом показано, что использование тетрахлорида олова позволяет получить 3-(триметоксисил)пропил-2-метилбисцикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-карбоксилат с выходом 28%, а трифторуксусной кислоты - 25%. Повышение температуры реакции до 35°C приводит к увеличению выхода продукта при добавлении трифторуксусной кислоты на 6%, а при добавлении тетрахлорида олова на 9%, что указывает на большую каталитическую активность кислоты Льюиса по сравнению с карбоновой.

#### Литература

1. Вассерман А. Реакция Дильса-Альдера. – М.: Мир, 1968. -136с.
2. Новиков Д.В. Разработка и исследование теплостойких кабелей для погружных нефтенасосов: Автореферат. дис. ...канд. техн. наук. – Москва, 1999. - 22с.
3. Фризен А.Н. Обеспечение показателей надежности нефтепогружных кабелей на стадии изготовления и в процессе эксплуатации: Автореферат. дис. ...канд. техн. наук. – Томск, 2007. - 24с.

#### ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНИСТОЙ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ

Л. С. Леодорова<sup>1</sup>, Р.В. Ануфриев<sup>2</sup>, Г.И. Волкова<sup>2</sup>

Научный руководитель канд. хим. наук, доцент Г.И. Волкова

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский государственный университет

<sup>2</sup> Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук  
г. Томск, Россия

При низких температурах окружающей среды наблюдается резкое ухудшение реологических параметров нефтей с высоким содержанием парафинов и они проявляют явно выраженные неньютоновские свойства, что необходимо учитывать в процессах добычи и транспорта. Кроме этого, при перекачке таких проблемных нефтей происходит интенсивная парафинизация трубопроводов и деталей нефтяного оборудования, что значительно усложняет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат. Парафинистые и высокопарафинистые нефти, составляющие существенную долю в общем объеме добываемого углеводородного сырья, требуют разработки новых технологий, позволяющих улучшить их структурно-механические свойства.

В настоящее время существуют многочисленные способы (тепловые, физические и химические), позволяющие значительно улучшить реологические и температурные показатели нефтяных дисперсных систем [1]. Широкое распространение получили химические методы, в частности введение полимерных присадок, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Основным достоинством данных методов является то, что введение небольших количеств присадок в нефть приводит к существенному снижению вязкости, температуры застывания и скорости образования асфальтосмолопарафиновых отложений [2]. Кроме того, возможно сочетание химических и физических методов воздействия, способствующего усилению депрессорного и ингибирующего

действия химических реагентов [3].

Целью данной работы является исследование вязкостно-температурных характеристик парафинистой смолистой нефти, подвергнутой комплексной обработке, включающей введение полимерных композиций и акустическую обработку.

В качестве объекта исследования выбрана парафинистая смолистая нефть с температурой застывания минус 7 °С, содержащая 71,1 % мас. масел, 4,5 % мас. твердых n-алканов, 25,7 % мас. смол, 3,2 % мас. асфальтенов. В качестве модифицирующих добавок использовали присадку (П) и полимерные композиции на основе этой присадки (ПК-1, ПК-2, ПК-3), состав которых представлен в таблице 1. Для исследования влияния присадок на вязкостно-температурные свойства в парафинистую смолистую нефть, нагретую до 50 °С, вводили модифицирующие добавки в количестве 0,03-0,1 % мас. Оптимальная концентрация добавок составила 0,05 % мас. Для оценки комплексного влияния на вязкостно-температурные характеристики, включающего введение присадки и обработку нефти в ультразвуковом поле, сначала осуществляли ультразвуковую обработку в течение 10 мин, а затем вводили присадки.

Таблица 1

Состав полимерной присадки и полимерной композиции

Образец	Состав
П	Сополимер алкилакрилата (длина заместителя $C_{18}$ ) с винилпирролидоном (соотношение мономеров 95:5)
ПК-1	Полимерная присадка П + ПАВ-1 на основе нафтеновых смол
ПК-2	Полимерная присадка П + ПАВ-2 на основе нафтеновых смол, более окислен, чем ПАВ-1
ПК-3	Полимерная присадка П + отходы производства ПАВ

Ультразвуковую обработку образцов проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 (Techpan, Польша) на частоте 22 кГц и интенсивности поля 6 Вт/см<sup>2</sup>. Реологические параметры образцов нефти исследовали с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV-III ULTRA (США). Температуру застывания образцов определяли на приборе ИНПН «Кристалл» марки SX-800 (ИХН СО РАН). Количественную оценку процесса осадкообразования проводили на установке, разработанной на основе метода “холодного стержня”.

Введение исходной присадки снижает температуру застывания нефти с минус 7 °С до минус 31°С (рис. 1а). Депрессорное действие комплексных композиций с различными ПАВ не однозначно: только использование добавки ПАВ-1 позволило снизить температуру застывания до 36 °С, а температура застывания нефти в присутствии композиций ПК-2 и ПК-3 снижается до минус 32 °С и минус 31 °С соответственно, что не ниже температуры застывания нефти с исходной полимерной присадкой. Влияние ультразвуковой обработки на температуру застывания не существенно – температура снизилась только на 2 °С (рис. 1б). При совместном действии полимерных композиций и ультразвукового поля максимальная депрессия температуры застывания, составляющая 35 °С, достигнута при использовании комплексной присадки ПК-1 (рис. 1б).

Вязкость исследуемой нефти в присутствии полимерной присадки и композиций снизилась на 16-29 % при малых скоростях сдвига и на 13-18 % в области ньютоновского течения (таблица 2). Как полимерные композиции, так и комплексное воздействие слабо влияют на вязкость исследуемой нефти. Максимальное снижения вязкости достигалось при использовании присадки ПК-1 совместно с ультразвуком.

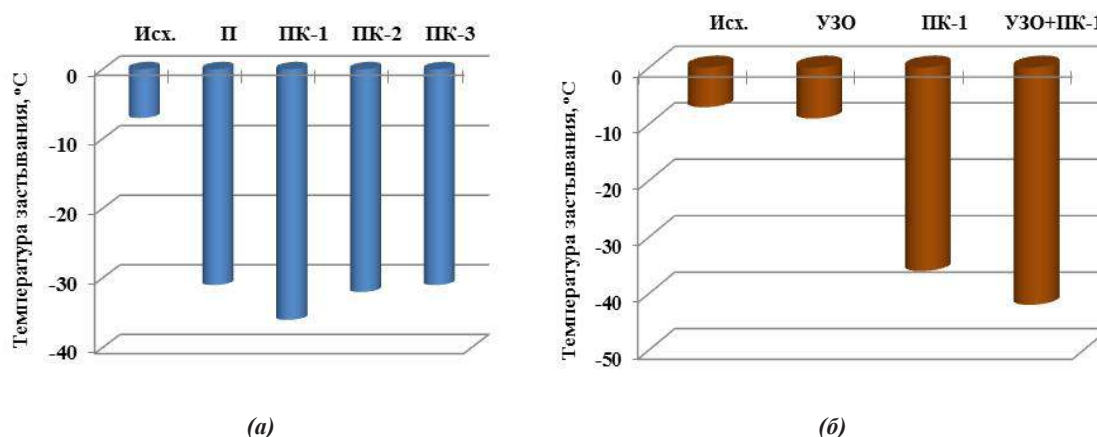


Рис. 1. Температура застывания нефти в присутствии присадки, полимерных композиций (а) и после ультразвукового и комплексного воздействия (б)

Таблица 2

Влияние условий воздействия на вязкость и депрессию вязкости нефти

Образец	Вязкость, мПа·с/депрессия, %	
	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup>	
	0,34	29
Исх.	540	461
+ П	390/28	378/18
+ ПК-1	383/29	390/19
+ ПК-2	420/22	392/15
+ ПК-3	450/17	396/14
+ УЗО + ПК-1	378/30	367/20
+ УЗО + ПК-2	510/16	399/13
+ УЗО + ПК-3	450/17	396/14
Температура нефти 15 °С		

Применение полимерной присадки повышает агрегативную и седиментационную устойчивость нефтяных дисперсных систем, что замедляет или подавляет процесс осадкообразования. Присадка П ингибирует образование осадка на 40 %. Применение комплексной обработки повышает степень ингибирования до 80 %.

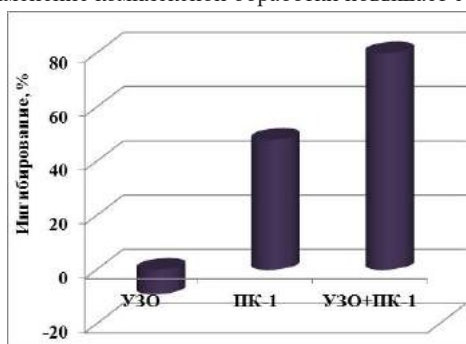


Рис. 2. Влияние условий обработки нефти на ингибирующую способность

Таким образом, использование полимерной присадки и композиции ПК-1 с ПАВ-1 существенно снижают температуру застывания и массу осадков парафинистой смолистой нефти. Максимальный депрессорный (по температуре застывания) и ингибирующий эффект достигается для образца ПК-1 совместно с акустической обработкой. Реологические параметры исследуемой нефти изменяются незначительно.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ – проект 15-13-00032 (2015 г.)*

#### Литература

1. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
2. Taesung Ju. Influence of polymeric additives on paraffin wax crystallization in model oils / Jung Taesung, Jong-Nam Kim, Seong-Pil Kang // Korean Journal of Chemical Engineering. – 2016. – № 33 (6). – P. 1813 – 1817.
3. Volkova G.I. The integrated effect on properties and composition of high-paraffin oil sludge / R.V. Anufriev, G.I. Volkova, A.A. Vasilyeva, A.V. Petukhova, N.V. Usheva // Procedia Chemistry. – 2015. – V. 15. – P. 2 – 7.

### ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАВЕРНОТРЕЩИНОВАТЫХ ФУНДАМЕНТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Лыонг Ван Фо

Научный руководитель профессор Савиных Ю.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр является уникальным по запасам нефти. Открытие такой нефтяной залежи в кавернотрещиноватых гранитоидных фундаментах мезозойского эры активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама. Динамика основных технологических показателей разработки фундамента приведена на рисунке 1 [2].

Особенности геологического строения этого нетрадиционного объекта обуславливают специфику подходов и проблем при его разработке. В целом, с момента ввода в эксплуатацию в 1988г. до 2014 г., СП Вьетсовпетро разработал 162 млн. тонн нефти из центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр [2]. Обводненность увеличивается со временем и достиг 52,4% в 2014 г. В периоде 2010-2014г, количество

нагнетательных и эксплуатационных скважин и годовая добыча нефти уменьшаются показывает, что процесс разработки нефти фундамента идет на последнюю стадию. После длинного периода эксплуатации, нефтяные залежи фундамента месторождения Белый Тигр постепенно уточняются своими особенными характеристиками разработки.

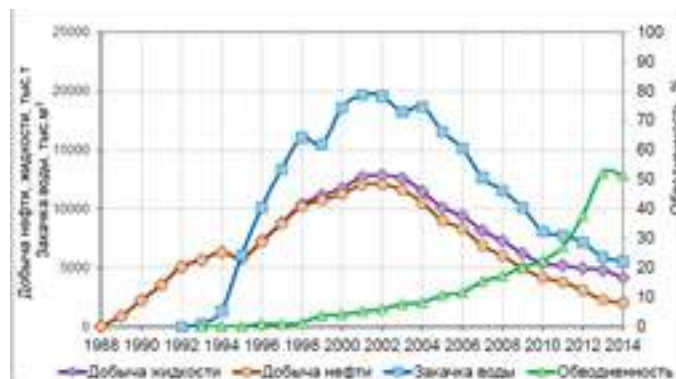


Рис. 1. Динамика основных технологических показателей разработки фундамента

В-первых, нефтяные залежи приурочены к массиву кавернотрещиноватых гранитоидных и гранодиоритных горных пород мезозойского фундамента размерами в плане 28\*7 км [1], которые очень редко встречается в мире.

Во-вторых, эффективная толщина нефтяных залежей составляет более 1700м с большими геологическими запасами (более 450 млн. тонн нефти [2]). Существует много добывающих скважин с дебитом больше 1000 т/сут до настоящей. По особенностям геологического строения и энергетического состояния условно выделяются Центральный, Северный, Северо-Восточный и южный блоки залежи, которые представлены на рисунке 2. Более 90% запасов и добычи обеспечивает Центральный блок [1].

В-третьих, в нефтяной залежи фундамента не существует пластовой подошвенной воды. В скважинах 492 и 520 отмечено поглощение раствора при бурении на отметках – 4857 и 4664 м; по данным ГИС, в скважинах 9009 и 902 зоны разуплотненных пород выделяются до отметки – 4967 м [2]. Скважина БТ– 905, пробуренная до абсолютной глубины 5014 м, водонефтяной контакт не вскрыла, а пластовая вода не была получена ни в одной скважине, хотя того что нижняя граница залежи только составит примерно 4950м [1]. Исходя из этого можно утверждать то, что залежи фундамента нефтяные массивные без подошвенной воды.

Во четвертых, начальное пластовое давление большое (417 атм на глубине 3650м) и пластовая температура высока (142°С на глубине 3650м) [1]. При наличии высокого давления обеспечивает эксплуатацию скважины фонтанным способом за длинный период в 1988-1993 гг., когда залежь разрабатывалась на упругом режиме.

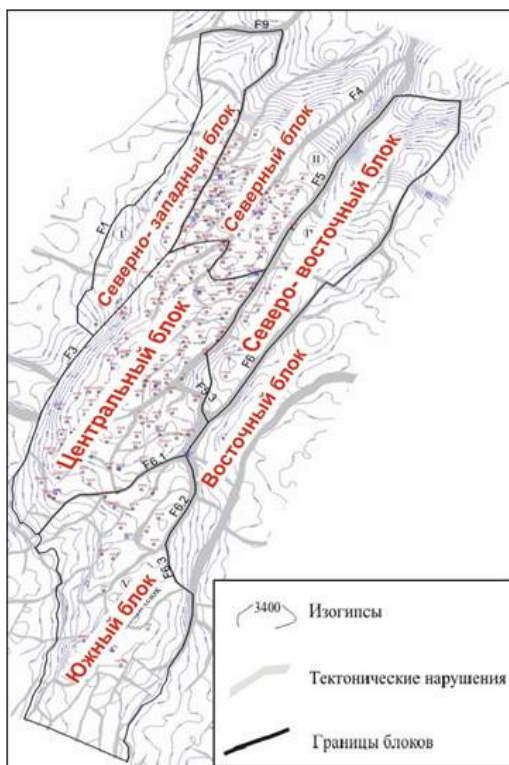


Рис. 2. Схема разделения блоки в фундаменте месторождения Белый Тигр

Во пятых, основные свойства нефти на начальных стадиях разработки на месторождении Белый Тигр аппроксимируется линейной функцией в зависимости от абсолютной глубины  $H < 0$  в метрах [2]:

Газосодержание, м³/т:  $G_c = 0,03864 \cdot H + 329,2$ ; Давление насыщения, МПа:  $P_{нас} = 0,003378 \cdot H + 34,73$ ; Объемный коэффициент нефти:  $V_n = 0,00007146 \cdot H + 1,788$ ; Вязкость нефти в пластовом условии, сП:  $m_{n\text{пл}} = -0,0000178 \cdot H + 0,371$ ; Плотность нефти в пластовом условии:  $\rho_{н\text{пл}} = -0,008811 \cdot H + 614,8$  кг/м³.

Фильтрация флюида в трещиноватом фундаменте подчиняется нелинейным законом Дарси, который представлен на следующей форме [2]:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} w + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} w^2$$

Здесь  $\Delta P / L$  – перепаду давления, действующему на единицу длины;  $k$  – коэффициент проницаемости;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости;  $\rho$  – плотность жидкости;  $w$  – скорость фильтрации;  $\beta$  – коэффициент,



определяющий по лаборатории.

В-шестых, нефтяные залежи в центральном блоке фундамента является одним объединенным массивом, в котором существуют много участков со своими местными запасами. В результате высокой неоднородности по пористости, проницаемости и многим другим геологическим параметрам центрального блока сформирована редкая нефтяная залежь в кавернотрещиноватом гранитоидном фундаменте в мире.

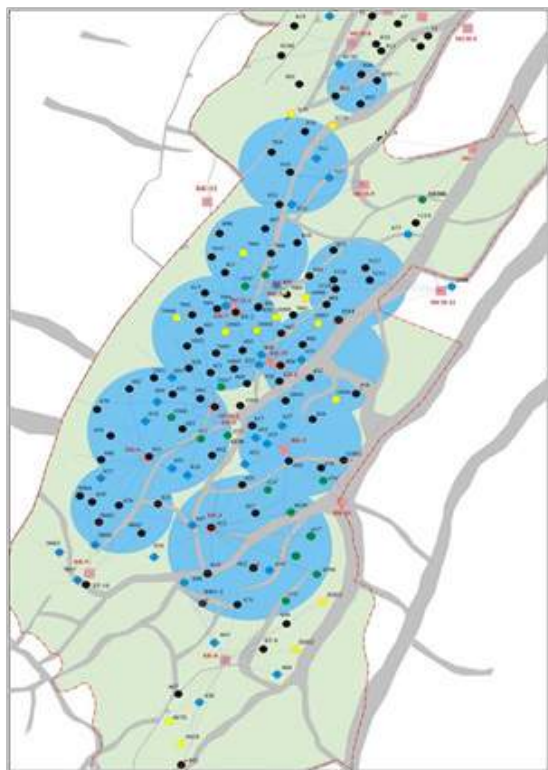


Рис. 3. Участки с местными запасами в фундаменте месторождения Белый Тигр

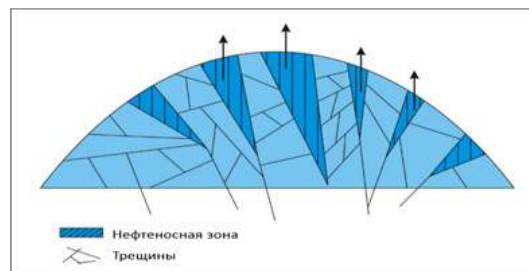


Рис. 4. Распределение участков по веерообразной форме

Разработка нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр является результатом участия многих участков с местными запасами и образуются два параллельного ряда, в каждом которого существуют гидродинамические связи между участками как представлены на рисунке 3 [2]. Схема распределения рядов отражает процесс добычи нефти в местных участках, который взаимодействует с системой распределения эксплуатационных скважин. Проведение бурения во многих различных местах центрального блока, расположенных значительно далеко от двух таких рядов, дали неожиданные результаты с незначительным притоком или нет ту него. Из этого подтвердили очень особенную характеристику распределения участков с местными запасами.

На основе распределения связанных участков с местными запасами по ряду и геологического конического строения фундамента, схема распределения участков условно представится веерообразной формой по вертикальному разрезу(с.м. рис 4). По этой схеме, участки обусловлены клиновидной формой с определенными размерами. С помощью системы трещины, движение флюиды между локальными участками обеспечивается и пластовое давление всегда перераспределяется весь процесс разработки нефти.

Веерообразная схема позволяет наиболее четко объяснить стабильную способность работы эксплуатационных скважин в течение длительного периода разработки, оценить подъем ВНК через гидродинамические связи между локальными участками. Кроме этого, с помощью веерообразной схемы можно прогнозировать нефтеотдачу нефти из локальных участков запасов.

Таким образом, с такими особенными характеристиками разработки можно утвердить то, что нефтяная залежь в кавернотрещиноватых гранитоидных фундаментах месторождения Белый Тигр является редкой особенной залежей в мире. Данные о нахождение и эксплуатации этого месторождения являются хорошей предпосылкой для разведки, поиска и эксплуатации нефтяных месторождений в шельфе Вьетнама, а также на другом место в мире, где существуют подобные геологические характеристики.

#### Литература

1. Вьетсовпетро, НИПИморнефтегаз. Анализ текущего состояния разработки месторождения Белый Тигр и Дракон, г. Вунгтау 2014г.
2. Собранные материалы при производственной практике в НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, 2016г.

## ХИМИЧЕСКАЯ МОДИФИКАЦИЯ ПРИРОДНОГО ЦЕОЛИТА НАХЧЫВАНА В РАСТВОРЕ КОН

Г.А. Мамедова

Нахчыванское Отделение Национальной Академии наук Азербайджана  
Институт природных ресурсов, г. Нахчыван, Азербайджан

Одной из наиболее важных целей исследования процессов кристаллизации неорганических веществ, в том числе и цеолитов, является создание материалов с заранее заданными структурой и составом. Для решения проблемы предсказания и управления реакциями кристаллизации и перекристаллизации цеолитов необходимо сочетание структурных и термодинамических параметров. В целом требуется глубокое знание о структурной химии процесса гидротермального и вообще фазового превращения цеолитов [1-7].

Из природного цеолита гидротермальной модификацией можно получить цеолиты с практически важными свойствами. Существуют множество факторов, которые влияют на процесс гидротермальной модификации. Изменение одного из них может привести к синтезу других цеолитов и поэтому в процессах кристаллизации необходимо учитывать условия их проведения. Экспериментальный подбор условий синтеза: выбор растворителя, температуры, давления, природа исходных компонентов, времени «старения», анализ образующихся продуктов, а также условий выделения и очистки интересующего исследователя вещества – дело крайне трудоемкое.

Преимуществом гидротермальной модификации является одно стадийность метода, относительно мягкие условия синтеза (температура < 350 °C), высокая степень смешения реагентов, возможность контроля морфологии, размера частиц и фазового состава получаемых продуктов.

Интерес к этому явлению заключается в том, что с помощью химической модификации можно получить минералы с требуемыми параметрами, а также моделировать геологические процессы, при которых формируются природные цеолиты.

При модификации цеолита Нахчывана в растворе *КОН* были получены практически важные синтетические цеолиты, которые по применению не отстают от природных.

В качестве образцов служили цеолитовые туфы Нахчывана, 70–75% основного минерала – морденита. Образцы тщательно промывались дистиллированной водой и сушились при 150°C в течение 3 часов. Затем проводилось их истирание в порошок с размером частиц 20–70 микрон. Гидротермальная обработка проводилась в водных растворах *КОН* в автоклаве. Параметры обработки менялись в следующих интервалах: температура – 100–300°C, концентрация щелочи – 1–3 *N*, время – 2–100 часов.

Идентификация цеолитовых фаз проводилась методами рентгенофазового, ИК-спектроскопического анализов и электронно-микроскопическими исследованиями. Фазовый состав исследовался с помощью рентгеновского анализатора 2D PHASER «Bruker» (Cu,  $K_{\alpha}$ , 2 $\theta$ , 20–80 град). Электронно-микроскопические снимки были получены на микроскопе Hitachi TM-3000. ИК-спектроскопические исследования проводились в ИК-спектрометре «Nicolette IS-10» в диапазоне частот 250–1400  $cm^{-1}$ .

В результате экспериментов было обнаружено, что морденит сохраняет стабильность структуры и способность к регенерации в растворах *КОН* с концентрацией 1 *N* при температуре до 100°C в течение 10 часов.

При изменении условий гидротермальной обработки (возрастании времени, повышении концентрации щелочи и температуры раствора) происходит трансформация морденита, постепенно превращающая его в гидросодалит через промежуточные фазы, причем фазы получены в виде наночастиц, как видно из рисунка:

морденит → жисмондин → филлиппит → анальцим → гидросодалит

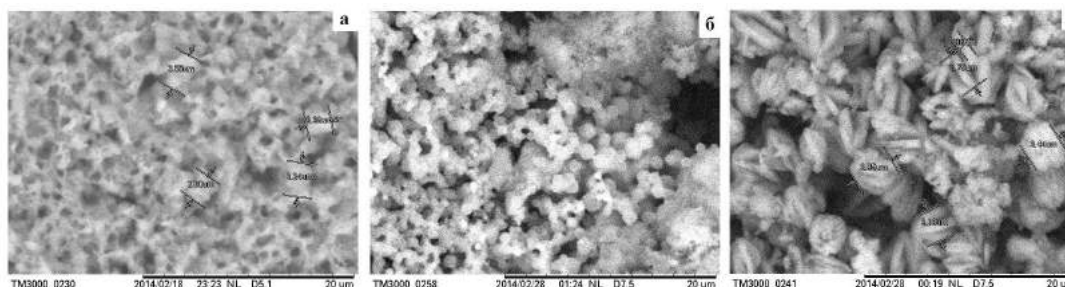


Рис.1. Микрофотографии образцов, полученных в результате гидротермальной обработки в *КОН*, в виде наночастиц различных форм (а – *К*-шабазит, б – *К*-анальцим, в – *К*-фожазит)

В процессе фазовых превращений важную роль играют минерализаторы. В присутствии минерализатора происходит превращение морденита в минералы, которые значительно отличаются от синтезированных без минерализаторов. В присутствии *KCl* была синтезирована следующая серия цеолитовых минералов:

морденит → *К* – анальцим → *К* – шабазит → *К* – фожазит

Минерализатор способствует образованию шабазита и фожазита в температурном интервале 100–250°C и концентрации щелочи 2–3 *N*. Интервалы стабильности синтезированных минералов представлены в таблице 1 и 2.

Таблица 1

Интервалы стабильности синтезированных минералов при гидротермальной обработке  
в растворах KOH

Цеолиты	KOH, N	T, °C	Время, ч
Морденит	1,0	100	10
Жисмондин	1,0 – 2,0	100	50
Филлипсит	1,5 – 3,0	100 – 200	50 – 100
Анальцим	2,0 – 3,0	100 – 300	10 – 50
Гидросодалит	1,0 – 2,0	200 – 300	50 – 100

Таблица 2

Интервалы стабильности синтезированных минералов при гидротермальной обработке в растворах  
KOH в присутствии минерализатора KCl

Цеолиты	KOH, %	T, °C	Время, ч	KCl, %
Морденит	1,0	100 – 150	50	5 – 10
Анальцим	1,0 – 1,5	180	50	5 – 10
Шабазит	1,5 – 2,0	230	100	10 – 15
Фожазит	2,0 – 3,0	250	50	5 – 10

Путем гидротермальной обработки морденита Нахчывана в растворах KOH была получена следующая серия минералов:

морденит → жисмондин → филлипсит → анальцим → гидросодалит.

При тех же условиях в присутствии KCl была синтезирована другая серия минералов:

морденит → K-анальцим → K-шабазит → K-фожазит.

Как известно фожазит, шабазит, анальцим относятся к практически важным цеолитам, которые имеют широкий диапазон применения в различных отраслях народного хозяйства.

#### Заключение.

В растворах  $Si/Al$  в широком интервале времени, концентрации термального раствора и температуре образуются не только индивидуальные минералы, но и несколько фаз алюмосиликатных минералов одновременно. Фазовые превращения минералов заключаются в перегруппировке кремнеалюмоокислородных тетраэдров и изменении соотношения  $Si/Al$ . Стабильность морденита в щелочных растворах в основном определяется концентрацией щелочи и температурой процесса. Определены поля кристаллизации, область существования цеолитов при различных температурах в щелочной среде и в присутствии минерализатора. Гидротермальная модификация природного минерала в растворе KOH в присутствии минерализатора KCl не сопровождается образованием промежуточных фаз.

#### Литература

1. Бобонич Ф.М., Патриляк К.И., Левчук Н.Н., Цупрык И.Н., Соломаха В.Н. Влияние химического модифицирования на каталитические свойства клиноптилолита и морденита в реакции гидроизомеризации н-гексана // Катализ и нефтехимия. – Москва, 2001. – № 9-10. С. 98 – 102.
2. Ганбаров Д.М., Амиров С.Т. Структурная химия цеолитов. – Баку: Элм, 2001. – 250 с.
3. Елисеева И.С. Становление и развитие производства синтетических цеолитов. Автореферат. Дис. .... канд. техн. наук. – Уфа, 2003 г. – 23 с.
4. Клюнтина А.Б., Прокофьев В.Ю., Гордина Н.Е. Влияние условий гидротермальной кристаллизации на синтез и свойства цеолита // Известия Вузов. Химия и химическая технология. – Москва, 2013. – Т. 56. – №3. – С. 73-77.
5. Коваль Л.М. Коробицина Л.Л., Восмерилов А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, ТГУ, 2001. – 50 с.
6. Кошева Е. А., Ключевская Т. Г., Ланкин С. В. Физико-химические свойства цеолитсодержащих пород Куликовского месторождения Амурской области // Химия и химическое образование на рубеже веков: Материалы I Амурской межрегион. конф. – Амур, 2001. – С. 93 – 94.
7. Коробицына Л.Л., Колпокова Л.Г., Восмерилов А.В., Величкина Л.М., Рябова Н.В. Синтез и свойства высокомолекулярных цеолитов // Химическая технология. – Москва, 2010. – Т. 11. – № 1. – С. 15-20.

## КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОШКА КОБАЛЬТА В ПРОЦЕССЕ КРЕКИНГА ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

М.А. Морозов<sup>1,2</sup>, А.С. Акимов<sup>1</sup>, С.П. Журавков<sup>3</sup>, А.В. Восмериков<sup>1</sup>

Научный руководитель к.х.н., с.н.с. Федущак Т.А.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

<sup>3</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросам высокотехнологичной переработки нефти в России уделяется повышенное внимание. Нефтеперерабатывающая отрасль интенсивно развивается, растёт спрос на моторные топлива, возникла необходимость импортозамещения зарубежных технологий – все это требует решения новых задач по улучшению качества и повышению количества продуктов, производящихся на отечественных НПЗ [1]. Повышение качества моторных топлив до соответствия уровню современных экологических требований обеспечивается совершенствованием процессов изомеризации, каталитического риформинга, гидроочистки легких и средних дистиллятных фракций. Также перед отечественными НПЗ стоит другая задача – увеличение глубины переработки нефти и, соответственно, выработки светлых нефтепродуктов [1]. Большой вклад в решение данной задачи может быть внесен путем широкого вовлечения в процесс переработки тяжелых остаточных фракций, в том числе и мазута, потребление которого на российском рынке сократилось в последние десятилетия, при сохранении уровня его производства [2]. Возможным вариантом решения этого вопроса является поиск и испытание новых катализаторов крекинга тяжелого нефтяного сырья и остаточных фракций, позволяющих увеличить выход светлых топливных фракций и обладающих устойчивостью к отравлению серо- и азотсодержащими соединениями сырья [3].

Цель данной работы – исследование влияния порошков кобальта в микронном и субмикронном состоянии после механоактивации, на состав и качество продуктов крекинга тяжелого нефтяного сырья.

В качестве исходного сырья для каталитического крекинга использовался мазут Новокуйбышевского НПЗ, имеющий следующие характеристики: плотность – 0,9870 г/см<sup>3</sup>, содержание серы – 3,04 % мас., температура начала кипения – 343 °С, соотношение Н/С = 1,56, фракционный состав: н.к.-350 °С – 8,7%; 350-500 °С – 80,2%; от 500 °С и выше – 11,1%. В работе использован коммерческий кобальт марки ПК-1у, изготовленный электролитическим методом. Кобальт подвергали механической активации (МА) в вертикальной вибрационной мельнице на воздухе в течение 8 ч. Крекинг образцов выполняли в периодическом режиме в реакторах объемом 12 см<sup>3</sup>, в среде инертного газа аргона; продолжительность реакции при температуре 420 °С составляла 90 минут. Навеска каталитических добавок составляла 0,04 г (0,8% масс.). Каталитическую активность добавок кобальта оценивали составу и содержанию светлых топливных фракций в продуктах крекинга. После проведения крекинга, составляли материальный баланс продуктов по их фазовому состоянию: газ, жидкость, кокс. Фракционный состав жидких продуктов определяли по термогравиметрическому анализу жидких продуктов на приборе STA-449C (Netzsch, Германия). Нагрев образца осуществляли со скоростью 10 °С/мин до температуры 650 °С в токе азота (скорость подачи азота 20 мл/мин). Для обработки результатов анализа использовали программу «ProteusAnalysis». Морфологию частиц кобальта и образцов, полученных при его модификации, исследовали методом сканирующей электронной микроскопии на приборе JSM-6000 (JEOL Ltd., Япония) с ускоряющим напряжением 15 кВ. Для элементного анализа образцов использовали совмещенный с микроскопом энергодисперсионный рентгеновский спектрометр (EDX). Рентгенофазовый анализ (РФА) образцов проводили на дифрактометре DISCOVER D8 (Bruker, Германия), используя монохромное CuK $\alpha$ -излучение и LynxEye-детектор, в диапазоне углов  $2\theta = 10-90^\circ$ , при шаге 0,02 град, накопление в точке – 3 с. Отношение Н/С для жидких продуктов крекинга оценивали с использованием элементного анализатора Vario El Cube (Elementar Analysensysteme GmbH, США).

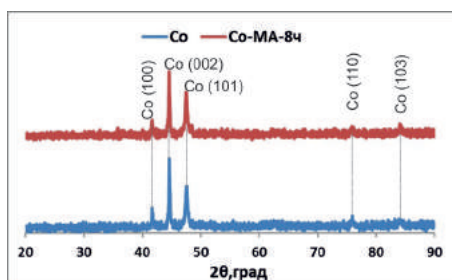


Рис. 1. Дифрактограммы образцов кобальта до и после механоактивации

На рис. 1 приведены рентгенограммы исходных порошков Co и наиболее активных образцов после его модификации, а на рис. 2 микроснимки соответствующих систем. Представленная на рис. 1 дифрактограмма исходного порошка кобальта свидетельствует о том, что кобальт находится в  $\alpha$ -модификации – рефлексы при  $41,7^\circ$ ;

44,7°; 47,6°. Механоактивация кобальта в течение 8 ч не приводит к изменению его кристаллической структуры или образованию новых фаз. На микрофотографиях порошка кобальта видно, что в ходе механоактивации происходит диспергирование агломератов частиц (рис. 2). Кроме того, по данным EDX содержания кислорода в образце уменьшается с 27,37 до 19,11% мас.

В табл. 1 представлены данные по влиянию добавок кобальта на фракционный состав образующихся продуктов каткрекинга, а также результаты повторных испытаний наиболее активного образца кобальта.

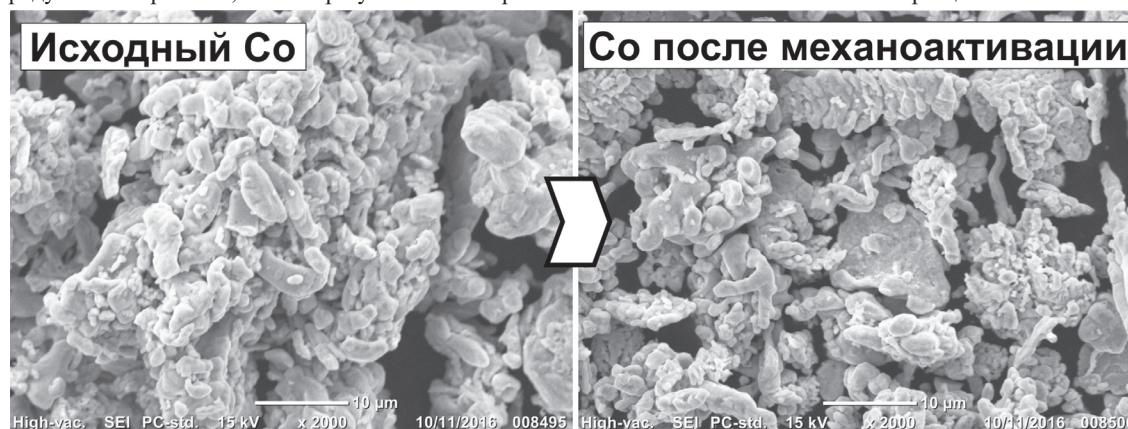


Рис. 2. Микрофотографии порошка кобальта до и после механоактивации

Исследована активность исходного порошка кобальта в процессе крекинга мазута и установлено, что в его присутствии образуется жидкий продукт, содержащий 60,3% мас. светлых фракций, и это почти на 15% больше, чем их содержится в продукте, полученном без использования катализатора (табл. 3). Механическое диспергирование кобальта в вибромельнице в течение 8 ч повышает его каталитическую активность: выход светлых фракций увеличивается ещё на 9,1%, а соотношение Н/С для жидких продуктов составляет 1,70. При этом наблюдается значительное снижение образования побочных продуктов: суммарное количество газа и кокса, образующихся при использовании образца Со (МА 8 ч), составляет 5,4% мас. по сравнению с количеством газа и кокса (12,2% мас.), образующимся в случае проведения процесса без катализатора.

Таблица 1

Фракционный состав продуктов крекинга

Катализатор	Содержание катализатора, % мас.	Выход фракции, % мас.				
		Газ	Светлые фракции (н.к.-350 °С)	Вакуумный газойль (350-500 °С)	Вакуумный остаток (500 °С и выше)	Кокс
без добавки	–	6,7	45,9	23,1	18,8	5,5
Со	0,8	3,9	60,3	22,5	8,9	4,3
Со*	0,8	3,1	69,4	17,3	7,8	2,3
Со* (2-й цикл)	0,8	5,4	72,5	12,6	7,3	2,3
Со* (3-й цикл)	0,8	3,9	50,6	31,1	11,7	2,7

Примечание: \* – образец Со после механообработки в течение 8 ч.

Были проведены его испытания в 3-х реакционных циклах. Из представленных в табл. 3 данных, видно, что каталитическая активность кобальта остается высокой при 2-ом цикле его эксплуатации: образуется 72,5% мас. светлых фракций, соотношение Н/С для жидких продуктов составляет 1,69. При использовании образца Со в 3-ем реакционном цикле наблюдается образование жидкого продукта, содержащего светлых фракций 50,6% мас., соотношение Н/С для жидких продуктов составляет 1,66, т.е. активность катализатора становится значительно ниже первоначальной. Можно предположить, что падение крекирующей активности катализатора связано, прежде всего, с отравлением катализатора и образованием на его поверхности коксовых отложений (образец после 3-го цикла проявляет магнитные свойства), что ограничивает доступ реагирующих молекул сырья к активным центрам катализатора.

Был изучен индивидуальный состав бензиновой фракции продуктов каткрекинга. По сравнению с бензином эксперимента без добавок, бензин каткрекинга на механоактивированном Со отличается меньшим содержанием олефинов и нафтенов и имеет аналогичное октановое число – 83 (ИМ).

Таким образом, получены новые данные о каталитической активности порошков кобальта микронного и субмикронного размеров в реакции каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья. Использование порошков кобальта позволяет увеличить образование светлых топливных фракций до 70%.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. Перспективы тяжелых нефтей // Экономика и организация. – 2012. – № 1. – С. 35–40.
2. Zhao, Y. Pattern Recognition Technology Application in Intelligent Processing of Heavy Oil // Energy & Fuels. – 2012. – V. 26. – P. 7251–7256.
3. Хайрудинов, И.Р. Получение синтетических нефтей из высоковязких нефтей процессом термического крекинга // Нефтегазопереработка. – 2014. – С. 10-11.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

Нажису

*Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В связи с быстрым развитием мировой экономики общая потребность на нефть и газы значительно повысились. Большинство нефтедобывающих месторождений в мире уже находятся в поздней стадии разработки. Запасы месторождений с трудноизвлекаемой нефтью в мире, по оценкам экспертов, превышает 1 трлн. тонн [1]. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России также постоянно растет и составляет 67%, в том числе высоковязкой нефти – 13%, малопроницаемых коллекторов – 36%. В Китае, кроме месторождения Чан Цин, Синьцзян и Цин хай, остальные нефтедобывающие месторождения входят в позднюю стадию разработки [2]. Развитие методов и технологий по увеличению нефтеотдачи (МУН) являются актуальными задачами для освоения нефтегазовых месторождений на поздних стадиях разработки.

Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов являются одним из важных направлений МУН. Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов используются на основе заводнения и позволяют увеличить нефтеотдачу пластов с 30% до 56% из добывающих запасов нефти [3]. Дополнительный объем добычи нефти за счет использования химических методов увеличения нефтеотдачи пластов составляет 26% из всех объемов добычи нефти через МУН. Они в промышленных масштабах используются в Китае, Канаде, США и России. Китайский объем добычи нефти с использованием химических методов увеличения нефтеотдачи пластов занимает первое место в мире, выше чем 50% от всего объема, и оно составляет 60883 м<sup>3</sup> в сутки, Россия – на втором месте, объем составляют 47184 м<sup>3</sup> в сутки. Химические методы увеличения нефтеотдачи пластов разделяются на полимерное заводнение, вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (технология АСП заводнения). Среди них полимерное заводнение и технология АСП заводнения играют доминирующую роль [4].

**1. Полимерное заводнение.**

Полимерное заводнение является самым широко применяемым химическим методом увеличения нефтеотдачи пластов. Сущность технологии заключается в применении загущающих добавок - полимер к воде и уменьшение отношения подвижностей воды и нефти ( $M_0$ ). С уменьшением  $M_0$  увеличивается коэффициент охвата пласта. [5].

Из литературных данных известно, что полимерное заводнение используется при определенных условиях: когда вязкость нефти выше чем 200 мПа•с, сопротивление потока раствора полимера над землей и в пласте высокое, поэтому процесс вытеснения неэффективен. Для добычи вязкой нефти обычно используются тепловые методы, но для нефтяного пласта, у которого небольшая мощность (<10м), большая глубина (>1000м) и присутствующей в больших количествах воды, эффективность применения тепловых методов невысокая из-за больших потерь теплоты. В связи с этим полимерное заводнение применяется для добычи вязких нефти [6].

Вязкость нефти может достигать до тысячи мПа•с, поэтому выбранная концентрация полимерного раствора должна соответствовать стандарту в целях уменьшения  $M_0$ . В работе [7] была исследована связь между нефтеотдачей пластов и оптимальной вязкостью полимерного раствора в лабораторных условиях. Результаты показывают, что оптимальная вязкость полимерного раствора имеет минимальное и максимальное значение. Если вязкость в оптимальном диапазоне, то с повышением вязкости полимерного раствора заметно повышается нефтеотдачи пластов. Если вне диапазона, то с увеличением вязкости полимерного раствора изменение нефтеотдачи пластов не большое. В работе [8] было исследовано вытеснение вязкой нефти высокомолекулярным раствором с помощью экспериментального и цифрового моделирования. Результаты свидетельствовали о том, что высокомолекулярный полимер имеет лучше надежность и вязкоупругое свойство. По сравнению с заводнением водного раствора, вытеснение вязкой нефти высокомолекулярным раствором повышает нефтеотдачу пластов на 27,2%. Когда  $M_0$  достигает 3, процесс вытеснения самый эффективный.

В лабораторных условиях полимерное заводнение увеличивает нефтеотдачу пластов в диапазоне 2,2%-44%, но в реальной ситуации нефтеотдачи пластов повышается в диапазоне 2%-20%. В связи с тем, что в лабораторных условия трудно воспроизвести все параметры пластовой нефти в месторождении. В работе [9] были анализированы самые основные параметры успешного проекта полимерного заводнения и созданы новые критерии полимерного заводнения для добычи вязкой нефти: глубина залежи <5250 фут; пористость >21%; проницаемость >1000 мД; температура <149 °C; вязкость нефти <5400 сП; плотность нефти >11 г/см<sup>3</sup> API; насыщенность нефти >50%; соленость образования <46000 мг/кг.

**2. Щелочное заводнение.**

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии кислотных компонентов нефти со

щелочами с образованием водорастворимых солей. Эти соли являются поверхностно-активными соединениями, которые снижают межфазное поверхностное натяжение и изменяют смачиваемость коллектора. На сегодняшний день самой распространенной щелочью является NaOH, остальные щелочные агенты как  $\text{NaHCO}_3$ , и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  тоже можно использовать в щелочном заводнении. Стоимость щелочи ниже чем ПАВ, поэтому данный метод активно исследован. Результаты исследования показывают, что данный метод неэффективен, в связи с тем, что в процессе вытеснения щелочь взаимодействует с нефтью и пластовой водой, поэтому необходим большой объем щелочи. Из-за неоптимального  $M_0$  коэффициент охвата нефти не высокий, после применения щелочного заводнения повышение нефтеотдачи пластов составляет в среднем 2%. Щелочное заводнение не масштабно применяется в промышленности из-за неэффективности, поэтому данный метод применяется совместно с полимером и ПАВ [3,4,6].

### 3. Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ.

В реальном процессе добычи нефти ПАВ используется вместе с щелочью. В процессе щелочного заводнения легко протекает адсорбция и седиментация щелочи в пористой среде. В связи с этим, необходимо увеличивать концентрацию щелочи, но эффективность щелочного заводнения не высокая в данном условии. Для того, чтобы в оптимальной концентрации щелочи уменьшить поверхностное натяжение, необходимо закачать ПАВ в щелочном растворе и создавать надежный режим вытеснения.

В работе [10] исследован совместный режим закачки ПАВ с щелочью в лабораторных условиях. Результаты показывают, что данный совместный режим имеет оптимальную концентрацию щелочи, что снижает поверхностное натяжение нефти и воды до минимального значения и реализуется быстрое эмульгирование. Результаты эксперимента показывают, что совместный режим закачки ПАВ с щелочью позволяет увеличить нефтеотдачу вязкой нефти на 20%. В работе [11] проведён эксперимент эмульгирования и измерения поверхностного натяжения. Результаты показали, что поверхностное натяжение снизилось до 0.01 мН/м, когда в щелочной раствор добавляли оптимальный объем ПАВ. Результаты эксперимента показывают, что применение данного метода позволяет увеличить нефтеотдачу пластов больше, чем на 20%, но из-за высокой себестоимости ПАВ вытеснение нефти водными растворами ПАВ не широко применяется в промышленности [4].

### 4. Совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (технология АСП заводнения).

Среди химических методов увеличения нефтеотдачи пластов комбинированные методы являются самыми распространенными и активно исследованными методами. Растворы полимера, ПАВ и щелочи, применяемые для нефтеотдачи пластов по отдельности не соответствуют современным требованиям добычи нефти, напротив совместное применение щелочи, ПАВ и полимера может уменьшить необходимый объем ПАВ и его себестоимость, снизить поверхностное натяжение до минимального значения и получить хорошие результаты по увеличению нефтеотдачи пластов. Разный состав, способ применения и количество химреагентов приводит к различным результатам вытеснения нефти из пластов [12].

Технология АСП была изучена и протестирована на месторождении Дацин в Китае уже больше двадцати лет. Опубликованы результаты пяти проектов применения технологии АСП по заводнению в промышленном масштабе. Нефтеотдача пластов на пяти месторождениях увеличилась с 19% до 25%. На месторождении Shengli в Китае с 1992 года проводили тестированные испытания по применению технологии АСП заводнения в промышленном масштабе. Средний уровень повышения нефтеотдачи пластов составил 15.5% [13]. Основные недостатки и ограничения технологии АСП следующие: сравнительно высокие эксплуатационные затраты, потеря химических реагентов, понижение приёмности и более сложная эксплуатация оборудования [14].

### Выводы

Химический метод является одним из эффективных методом увеличения нефтеотдачи пластов и широко применяется в мире. На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений применение технологии АСП заводнения являются наиболее перспективным. Для того чтобы применять эту технологию на новом уровне, необходимо разработать более эффективные системы АСП с более экономически эффективными поверхностно-активными веществами в слабых щелочных системах.

### Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Чертенков М.В., Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Разработка месторождений. – 2016. – №6. – С. 22 – 24.
2. Якуцени В.И., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – №2. – С. 1-11
3. LENG Jun, PAN Yi, LI Dong-sheng, LI Xiao-ou, Application of chemical flooding technology // Contemporary Chemical Industry. – 2014. – Aug. - N8. – pp. 1495-1501.
4. Yang Bin, Chen Liang-yong, Wang Lan, Zhang An-guo, Ma Xiao-yan., Technology and development of enhanced oil recovery // Guangzhou Chemical Industry. - Dec. 2015. – V. 43. - №24. P. 39-42.
5. Ajay Mandal. Chemical flood enhanced oil recovery: A review // International Journal of Oil Gas and Coal Technology - January 2015. – V.9. – P.241.
6. WANG Jia-wei, XV shou-yu., Overview of methods of improving oil-gas recovery efficiency by chemical flooding // Contemporary Chemical Industry. – May. 2016. – V. 45. - №5. P. 911-915.
7. Wang J., Dong M., Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. - August 2009, - V. 67, - P. 155–158.
8. XU Jia-feng, CHENG Lin-song, LI Chun-tao, HE Chun-bai. Evaluation on adaptability of superhigh molecular polymer flooding of ordinary heavy oil// Oil drilling & production technology. – July. 2007. – P. 63-68.

9. Hadi Saboorian-Jooybari, Morteza Dejam, Zhangxin Chen, Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half century studies // Journal of petroleum science and engineering. – January 2016. - P. 85-100
10. Bryan J, Kantzas A. Enhanced heavy oil recovery by alkali surfactant flooding. // - SPE 110738, - 2008.
11. Dong M Z, Ma S Z, Liu Q. Enhanced heavy oil recovery through interfacial instability: a study of chemical flooding for brintnell heavy oil. // Fuel. – 2009. -P. 1049-1056.
12. Cheng Guang-ming, Chen Chao, Lu shan-shan, Zhang Jin-hui, Pan Yi, Fu Hong-tao, Wang Yi-ru. Research process of chemical flooding agents. // Contemporary chemical industry. – Feb. 2016. – V. 45. – N.2. – P. 383-386.
13. Abass A. Olajire Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges // Energy. – 1 Dec. 2014. - V.77. – P. 963 – 982.
14. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карлан В.М., Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП. // Наука о земле. – 2015. - №11. – С. 102 – 107.

## АНТИКОРРОЗИОННЫЕ СВОЙСТВА БИТУМНО-СМОЛЯНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ НИТРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Нгуен Ван Тхань

Научный руководитель- профессор В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В промышленности коррозия нефтегазового оборудования и сооружений являются одной из основных причин снижения производства продукции российских нефтяных заводов. Нефтегазовые сооружения, эксплуатирующиеся в условиях воздействия различных агрессивных сред и нефтяных продуктов, легко подвергаются коррозии. Коррозия трубопроводов и нефтяных установок ежегодно приводит к миллионным убыткам. К коррозионным потерям относятся стоимость ремонта и замены оборудования, мероприятия по защите металлоконструкции, загрязнения целевых нефтяных продуктов, снижение надежности оборудования, уменьшение мощности производства [1]. Поэтому защита нефтегазовых сооружений и трубопроводов от коррозии представляет собой актуальную задачу.

Защита от коррозии может осуществляться путем полной изоляции поверхности трубопровода, металлического оборудования от внешних факторов (влаги, кислорода воздуха, природных кислот и оснований) созданием сплошного покрытия с возможной последующей дополнительной изоляцией полимерными материалами.

В настоящее время больший практический интерес к разработке сплошного защитного покрытия представляют битумы различного типа, модифицированные различными ингибиторами для повышения эффективности. В качестве ингибиторов, как правило, используют органические вещества, имеющие в своем составе гетероатомные кислород-, серо-, азот- и фосфорсодержащие группировки, обладающие поверхностной активностью, и неполярные углеводородные фрагменты, которые совмещаются с битумной матрицей. Это могут быть алифатические структуры линейного и разветвленного строения, ароматические и алкилароматические структуры.

Широкое применение нашли ингибиторы коррозии на основе азотсодержащих соединений. В работе [2] исследована возможность применения состава на основе минеральных масел, продуктов нитрования олигомеров этилена (фракции  $C_8$ ,  $C_{10}$ ,  $C_{14}$ ) и амидов нефтяных кислот в качестве маслорастворимых ингибиторов коррозии. Показано, что при добавлении 10% такого ингибитора в минеральном масле И-40 улучшается эффективность защиты металла от коррозии.

В работах [3,4] предложены смеси нитросоединений и амидоаминов в качестве ингибиторов атмосферной коррозии. Нитросоединения синтезированы нитрованием продуктов олигомеризации этилена 60%-ой азотной кислотой, амидоамины получены амидированием технических нефтяных кислот и полиэтиленполиамины, взятых в различных мольных соотношениях (1:1-5:1, соответственно). При введении до 10% ингибитора в отработанном турбинном масле увеличиваются защитные свойства консервационных жидкостей данного состава.

Известный ингибитор коррозии АКОР – присадка, полученная на основе базовых нитрованных масел М-8, М-11, АС-9,5 с добавлением стеариновой кислоты и последующей нейтрализации гидроксидом кальция. Применялась она для приготовления рабоче-консервационных составов: 5-10% присадки добавляли к маслам, 3-5% к дизельному топливу [5].

Целью данной работы является получение битумно-смоляных покрытий на основе нитрованных нефтеполимерных смол и исследование антикоррозионных свойств этих покрытий.

В работе использовали нефтеполимерные смолы: НПС<sub>С5</sub>, НПС<sub>С5-9</sub> - нефтеполимерные смолы, полученные каталитической полимеризацией фракции  $C_5$  и фракции  $C_{5-9}$  (производитель- ООО «Олефинь», г. Томск), НПС<sub>С9ИН</sub>, НПС<sub>С9ТЕР</sub> - нефтеполимерные смолы, полученные иницированной и термической полимеризацией фракции  $C_9$  (производитель- ООО «Омск-полимер», г. Омск и ОАО «Завод Сланцы», Ленинградская область, г. Сланцы, соответственно), и нефтяной дорожный битум 90/10 ГОСТ 22245-90 (производитель- ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», г. Кстово).

Получение нитрованных нефтеполимерных смол (Н-НПС) осуществляется следующей методикой: В 30%-ный раствор смолы в хлороформе медленно (по каплям) добавляли 60 %-ю азотную кислоту в количестве 30 % мас. от массы смол при энергичном перемешивании и температуре 25 °С. После завершения подачи кислоты повышали температуру в колбе до 60 °С и поддерживали ее в течение 3 часов. По окончании синтеза реакционной раствор промывали водой до нейтральной среды, отгоняли растворитель и сушили смолу до постоянной массы.

Битумно-смоляную композицию готовили смешением 40 %-х растворов битума и смолы в сольвенте и



тщательным перемешиванием. Содержание смолы в композиции варьировали от 0 до 15 % мас. Готовую композицию наносят на металлическую подложку поливом. До нанесения композиции, металлические подложки очищали и обезжиривали бензином, сушили на воздухе в течение 10 минут и дополнительно обезжиривали ацетоном.

Испытание антикоррозионных свойств битумно-смоляных покрытий проводили методом постоянного погружения в электролитах [6], применяемого для ингибированных плёнообразующих нефтяных составов в качестве средств временной противокоррозионной защиты изделий. В данном исследовании в качестве электролитов использовали водные растворы 3 %-ого хлорида натрия и 10 %-й серной кислоты. Защитную эффективность битумно-смоляных покрытий на основе нитрованных смол оценивали по времени появления первого коррозионного очага. Результаты антикоррозионных испытаний битумно-смоляных покрытий представлены в таблицах 1-2.

**Таблица 1**

**Защитная эффективность битумно-смоляных покрытий на основе нитрованных ароматических нефтеполимерных смол**

Содержание смолы в композиции, %	Защитная эффективность битумно-смоляных покрытий, сутки			
	N-НПС <sub>C9_III</sub>		N-НПС <sub>C9_TEP</sub>	
	10%-й раствор H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	3%-й раствор NaCl	10%-й раствор H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	3%-й раствор NaCl
0	50	30	50	30
1	60	34	58	36
3	80	38	72	39
7	95	45	90	47
10	120	60	110	65
15	86	41	85	56

**Таблица 2**

**Защитная эффективность битумно-смоляных покрытий на основе нитрованных алифатических нефтеполимерных смол**

Содержание смолы в композиции, %	Защитная эффективность битумно-смоляных покрытий, сутки			
	N-НПС <sub>C5</sub>		N-НПС <sub>C59</sub>	
	10%-й раствор H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	3%-й раствор NaCl	10%-й раствор H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	3%-й раствор NaCl
0	50	30	50	30
1	55	36	59	37
3	76	38	78	42
7	90	47	92	52
10	102	55	115	67
15	87	42	90	55

Таким образом, в настоящей работе показано, что введение нитрованных смол в битум приводит к значительному повышению эффективности защитных битумно-смоляных покрытий в кислой и солевой среде. Наилучшая эффективность битумно-смоляных покрытий отмечена при содержании нитрованных смол в битуме в интервале 7-10 %. Использование нитрованных нефтеполимерных смол в качестве маслорастворимых ингибиторов коррозии позволяет получать гидроизоляционные антикоррозионные покрытия с высокой защитной эффективностью.

#### Литературы

1. Улиг, Г.Г., Реви, Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ. / Под ред. А.М. Сухотина. – Ленинград: Химия, 1989. – 456 с.
2. Аббасов В.М., Махмудова Л.А., Талыбов А.Г., Алиева Л.И. Маслорастворимые ингибиторы коррозии – амиды нефтяных кислот и продукты нитрования олигомеров этилена // Практика противокоррозионной защиты. 2007. № 4. С. 25-28.
3. Аббасов В.М., Абдуллаев Э.Ш., Агазаде Е.Дж., Гасанов Э.К., Агакишиева Х.М., Мамедханова С.А. Синтез и исследование консервационных жидкостей на основе нитросоединений и амидов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний, 2012. С. 20-22.
4. Аббасов В.М., Агазаде Е.Дж., Абдуллаев Э.Ш., Гасанов Э.К., Агакишиева Х.М. Консервационные жидкости и смазки на основе композиции нитросоединений, амидоаминов твёрдых парафинов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2013. С. 48-51.
5. Прохоренков В.Д., Князева Л.Г., Радченко А.И., Карпова О.И. Противокоррозионные свойства композиций на основе мобиин-3 (акор-16) // Практика противокоррозионной защиты, №. 4, 2006. С. 31-38.
6. ГОСТ 9.054-75. Единая система защиты от коррозии и старения. Консервационные масла, смазки и ингибированные пленкообразующие нефтяные составы. Методы ускоренных испытаний защитной способности (с изменениями N 1, 2, 3, 4).

**ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ И УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ  
НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРА  
НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА В ДЕКАНЕ**

<sup>1</sup>А.В. Петухова, <sup>1</sup>Т.В. Калинина, <sup>2</sup>Г.И. Волкова  
Научный руководитель с. н. с., Г.И. Волкова

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский государственный университет,

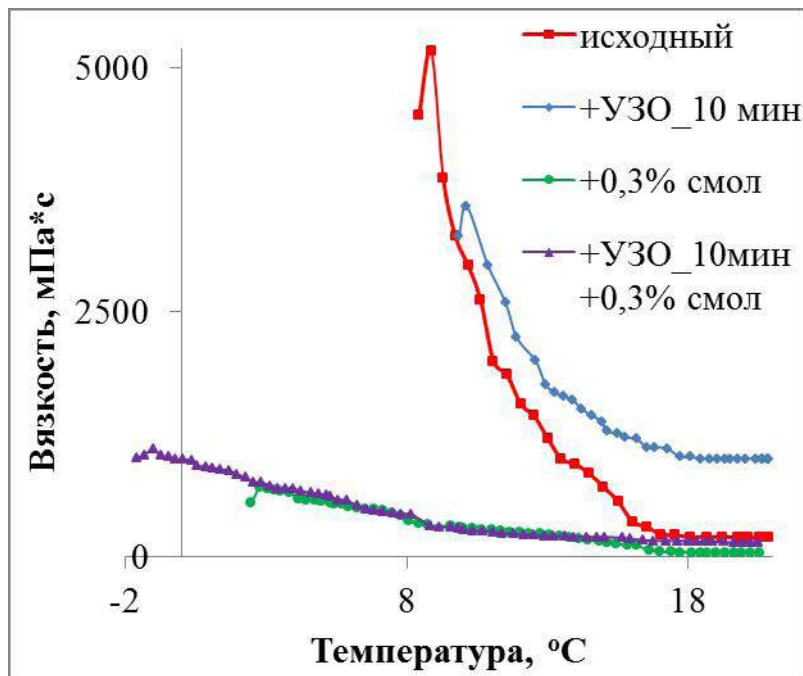
<sup>2</sup> Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти  
Сибирского отделения Российской академии наук  
г. Томск, Россия

Улучшение структурно-механических характеристик добываемой и транспортируемой нефти достигается при использовании различных технологий: термическая обработка, методы физического и химического воздействия, разбавление легкими фракциями нефти или растворителями различной природы. Высокочастотная акустическая обработка является одним из наиболее экологически безопасных методов воздействия на нефтяные дисперсные системы. Характер изменения реологических и энергетических параметров после ультразвуковой обработки зависит от компонентного состава системы [1], в частности акустическое воздействие на высокопарафинистые дисперсные системы приводит к увеличению их структурно-реологических характеристик [3]. Обработка таких дисперсных систем в присутствии ароматических компонентов или полимерных депрессорных присадок не только нивелирует отрицательное влияние акустического воздействия, но приводит к улучшению вязкостно-температурных характеристик за счет проявления синергетического эффекта [2, 4].

Цель данной работы: исследование реологического поведения высокопарафинистых нефтесодержащих дисперсных систем в присутствии нефтяных смол, в ультразвуковом поле.

В качестве объекта исследования использовали 6 % мас. раствор нефтяного парафина в декане (НП-д). В качестве модифицирующей добавки использовали нефтяные смолы, являющиеся природными депрессорами вязкости и температуры застывания и ингибиторами осадкообразования. Смолы выделяли из высокосмолистой нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии. Акустическую обработку образцов проводили с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН на рабочей частоте  $22 \pm 1,65$  кГц. Реологические параметры растворов определяли на ротационном вискозиметре HAAKE Viscotester iQ. Процесс кристаллизации парафинов из растворов НП-д исследовали методом оптической микроскопии на микроскопе AXIO LAB.A1 CarlZeiss в проходящем свете.

Вязкость исходного раствора НП-д при постепенном охлаждении начинает повышаться при  $16,5$  °С, что связано с зарождением первичных субмикронных частиц в исходной дисперсионной среде ( $T_1$  – фазовый переход первого рода).



*Рис.1. Влияние условий УЗО на вязкостно-температурные кривые растворов НП-д*

При понижении температуры ниже  $11,2$  °С наблюдается резкое повышение вязкости, обусловленное агрегацией первичных кристаллов ( $T_2$  – температура спонтанной кристаллизации). При температуре около  $9$  °С наблюдается фазовый переход золь – гель и система теряет текучесть ( $T_3$ ).

Обработка исследуемого раствора НП-д в ультразвуковом поле приводит к повышению температур фазовых

переходов, увеличению энергии активации вязкого течения ( $\Delta E$ ) в 2 раза в интервале температур 10-17 °С (рис. 1, табл. 1).

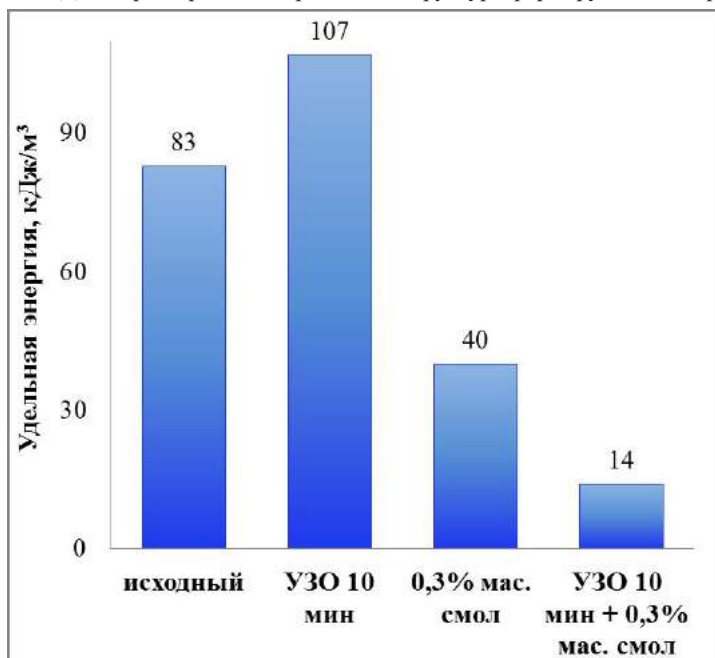
**Таблица 1**  
**Влияние условий УЗО на температуры фазовых переходов и энергию активации вязкого течения раствора НП-д**

Образец	Температура фазового перехода, °С			$\Delta E^*$ , кДж/моль
	$T_1$	$T_2$	$T_3$	
исходный	16,5	11,2	8,8	116
+УЗО 10 мин	17,8	14,2	14	227
+0,3 % мас. смол	16,0	-	2,8	113
+УЗО 10 мин+0,3 % мас. смол	-	-	-1,0	46

$\Delta E^*$  в интервале температур 10-17 °С

После внесения в раствор НП-д 0,3 % мас. смол вязкость существенно снижается, особенно в области температур ниже 16 °С, вязкостно-температурные кривые сглажены, поэтому температуры фазовых переходов явно не выражены. После комплексной обработки раствора НП-д, включающей акустическое воздействие в течение 10 мин и последующее добавлением 0,3 % мас. смол, характер вязкостно-температурных кривых не меняется, однако температура золь-гель перехода снижается практически на 2 °С,  $\Delta E$  (интервал температур 10-17 °С) – более, чем в 2,5 раза по сравнению с раствором НП-д, содержащем только добавку смол (рис. 1, табл. 1).

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, сняты



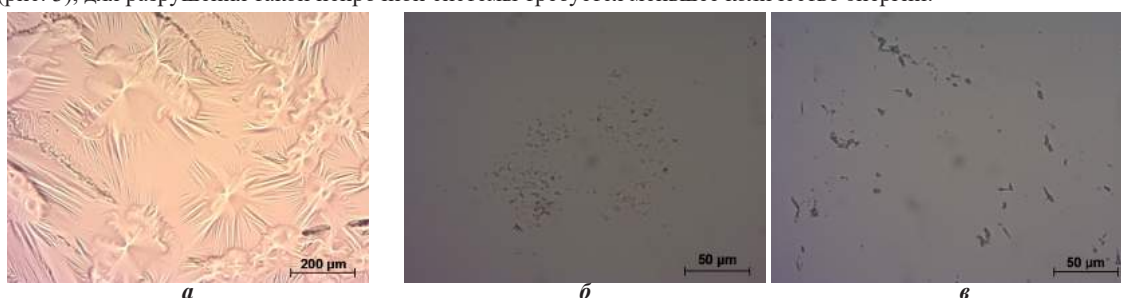
изотермические кривые течения прямого и обратного хода при температуре 10 °С, близкой к температуре спонтанной кристаллизации.

Нисходящая и восходящая кривые не совпадают и образуют «петлю гистерезиса». Основной причиной гистерезиса считается отклонение от равновесного состояния течения. По площади петли гистерезиса можно рассчитать значения удельной энергии разрушения ( $\Delta W$ ) дисперсной системы (рис. 2).

По данным, представленным на рис. 2, видно, что в результате обработки раствора НП-д в ультразвуковом поле в течение 10 мин  $\Delta W$  увеличилась в 1,3 раза. Добавление 0,3 % мас. смол к раствору НП-д приводит к снижению  $\Delta W$  в 2 раза по сравнению с исходным значением. Значение  $\Delta W$  снижается до 14 кДж/м³ при добавлении 0,3 % мас. смол к предварительно обработанному

**Рис. 2.** Значение удельной энергии разрушения образцов

ультразвуком раствору НП-д, что в 6 раз меньше, чем для исходной системы. Вероятно, что при добавлении смол в предварительно обработанную систему формируется кристаллическая структура, представленная хрупкими кристаллами парафиновых углеводородов, в свободных полостях которой заключена жидкая фаза (рис. 3), для разрушения такой непрочной системы требуется меньшее количество энергии.



**Рис.3.** Микрофотографии кристаллизации нефтяного парафина из растворов: а-НП-д, б-0,3 % мас. смол, в-УЗО 10 мин + 0,3 % мас. смол

Таким образом, внесение в раствор НП-д 0,3 % мас. смол способствует снижению структурно-механических и энергетических параметров системы. Совместное воздействие ультразвука и смол приводит к дополнительному снижению вязкостно-температурных характеристик, а именно значительному снижению вязкости в области температур ниже 16°C и температуры золь-гель перехода. Также комплексная обработка способствует снижению удельной энергии разрушения в 2,8 раза по сравнению со значением  $\Delta W$  для раствора с добавкой 0,3 % мас. смол без предварительной обработки в ультразвуковом поле. Уменьшение значения удельной энергии разрушения, свидетельствует об изменении структуры образующейся при кристаллизации нефтяного парафина из раствора в декане. После ультразвуковой обработки, предваряющей внесение 0,3 % мас. смол, в области пониженных температур формируется менее упорядоченная структура, что уменьшает энергозатраты на ее разрушение.

#### Литература

1. Волкова Г.И. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения их вязкостно-температурных характеристик / В. О. Абрамов, Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова, М. С. Муллакаев, И. В. Прозорова, Н.В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – № 2. – С. 3 – 6.
2. Петухова А.В. Релаксация дисперсных систем, обработанных в ультразвуковом поле / Р.В. Ануфриев, А.В. Петухова, Г.И. Волкова // Материалы XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания ТПУ «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 454 – 456.
3. Anufriev R.V. Structural and mechanical properties of highly paraffinic crude oil processed in high-frequency acoustic field / R.V. Anufriev, G.I. Volkova // Key Engineering Materials. – 2016. – V. 670. – P. 55 – 61.
4. Volkova G.I. The integrated effect on properties and composition of high-paraffin oil sludge / R.V. Anufriev, G.I. Volkova, A.A. Vasilyeva, A.V. Petukhova, N.V. Usheva // Procedia Chemistry. – 2015. – V. 15. – P. 2 – 7.

### ОКИСЛЕНИЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ПО РЕАКЦИИ ПРИЛЕЖАЕВА

Ю.Р. Попова, Т.А. Прокопьева

Научный руководитель – к. х. н., доцент Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

В химической промышленности при пиролизе углеводородов наряду с целевыми продуктами образуются вторичные продукты переработки – жидкие продукты пиролиза (ЖПП), целесообразное использование которых ведет к мало- и безотходному производству. Одно из основных направлений переработки ЖПП – синтез нефтеполимерных смол (НПС), который осуществляют полимеризацией непредельных углеводородов, содержащихся в исходном сырье. В качестве исходного сырья для синтеза НПС используют различные фракции жидких продуктов пиролиза нефтяного сырья, содержащие непредельные углеводороды, а также некоторые продукты каталитического и термического крекинга [2].

Нефтеполимерные смолы – низкомолекулярные термопластичные полимеры, получаемые радикальной и ионной полимеризацией жидких продуктов пиролиза нефтепродуктов. Большинство нефтеполимерных смол – твердые аморфные термопластичные продукты с молекулярной массой 500 – 2500. НПС, полученные на основе различных фракций по тому или другому механизму, отличаются температурами размягчения, непредельностью и цветом. Нефтеполимерные смолы традиционно используют для получения лакокрасочных материалов, в целлюлозно-бумажной промышленности, в производстве резинотехнических изделий, где ими успешно заменяют дорогие и дефицитные продукты природного происхождения, такие как растительные масла, канифоль, инден-кумароновые смолы [3].

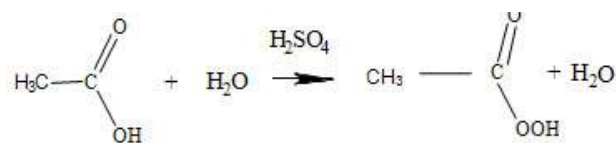
Нефтеполимерные смолы классифицируются на алифатические – смолы, полученные полимеризацией фракции  $C_5$ , в основном состоящей из пиперилена, циклопентадиена и др., ароматические – смолы, полученные полимеризацией фракций  $C_8$ - $C_{10}$ , преимущественно из  $C_9$ , мономерами которых являются стирол, изомерные винилтолуолы, а также дициклопентадиеновые смолы – смолы на основе фракций, обогащенных дициклопентадиеном [2].

Улучшение свойств НПС может быть достигнуто путем модификации самих смол или исходного сырья. Одним из путей модификации самих смол является окисление надуксусной кислотой, полученной «in situ». Для получения эффективных заменителей продуктов природного происхождения наиболее перспективным методом представляется модификация исходного сырья (фракций жидких продуктов пиролиза) для синтеза НПС непредельными кислотами, их ангидридами или эфирами.

Целью данной работы является исследование модификации НПС на основе различных фракций по реакции Прилежаева. Реакция Прилежаева – взаимодействие алкенов с надкислотами с образованием оксиранов (эпоксидов) [1].

В настоящей работе для модификации использовали ароматические смолы на основе фракции  $C_9$  (НПС $_{C_9}$ ), полученные радикальной полимеризацией: термической (НПС $_{C_9-терм}$ ), инициированной (НПС $_{C_9-иниц}$ ), и ионной полимеризацией (НПС $_{C_9-ион}$ ) в присутствии каталитической системы – тетрахлорид титана ( $TiCl_4$ ) и диэтилалюминий хлорид ( $Al(C_2H_5)_2Cl$ ), а также алифатическую смолу на основе фракции  $C_5$  (НПС $_{C_5}$ ), смолу на основе широкой фракции углеводородов  $C_{5-9}$  (НПС $_{C_{5-9}}$ ) и смолу на основе дициклопентадиеновой фракции (НПС $_{дф}$ ), полученные полимеризацией соответствующих фракций под действием каталитической системы  $TiCl_4$  и  $Al(C_2H_5)_2Cl$ .

Модификацию проводили в присутствии серной кислоты, которая служит катализатором реакции окисления уксусной кислоты в надуксусную.



В отсутствие катализатора процесс идет с низкой селективностью как в направлении эпоксицирования, так и в направлении более глубокого окисления. Оптимальной концентрацией  $\text{H}_2\text{SO}_4$  является 0,7...1 % [5]. В настоящей работе содержание серной кислоты в реакционной массе – 0,8%.

Для проведения процесса окисления берут 30%-ный раствор смолы в толуоле. После растворения вносят серную кислоту. Окислительная система  $\text{H}_2\text{O}_2$  и  $\text{CH}_3\text{COOH}$ , взятая в эквимольном соотношении 1:1, используется в массовом соотношении к НПС равном 0,5:1. Добавление окислительной системы проводят дозированно в течение часа при температуре 50-55 °С. Далее процесс ведут в течение двух часов при температуре 70-75 °С. По завершении реакции, смесь охлаждают до комнатной температуры и промывают несколько раз в делительной воронке дистиллированной водой в количестве, равном объему реакционной массы, пока pH среды не станет нейтральным. Далее смолу выгружают в поддон для окончательной сушки.

Результаты анализа модифицированных смол на основе фракций  $\text{C}_9$  (ЭНПС<sub>С9-терм</sub>, ЭНПС<sub>С9-инци</sub>, ЭНПС<sub>С9-нон</sub>),  $\text{C}_5$  (ЭНПС<sub>С5</sub>),  $\text{C}_{5,9}$  (ЭНПС<sub>С5,9</sub>) и дидециклопентадиеновой фракции ДФ (ЭНПС<sub>ДФ</sub>) представлены в таблице 1.

В результате исследования замечено, что значения кислотного (К.Ч.) и эпоксидного (Эп.Ч.) чисел модифицированной смолы, найденные по стандартным методикам [4], увеличиваются, а бромного (Б.Ч.) уменьшаются.

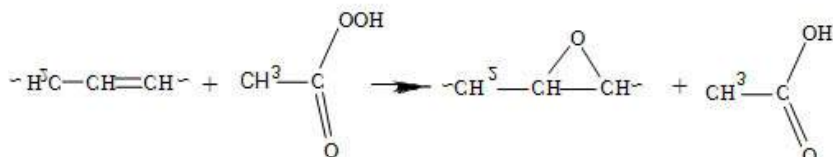
Таблица 1

Химические свойства смол

Образцы	$\frac{\text{мг К.Ч.}}{100 \text{ г НПС}}$		$\frac{\text{г Br}_2}{100 \text{ г НПС}}$		Эп.Ч., %
	К.Ч.,	г НПС	Б.Ч.,	г НПС	
НПС <sub>С5</sub>	3,7		86,4		2,4
ЭНПС <sub>С5</sub>	9,6		74,5		3,4
НПС <sub>С5,9</sub>	5,6		93,3		1,8
ЭНПС <sub>С5,9</sub>	12,3		65,9		3,5
НПС <sub>ДФ</sub>	3,0		84,2		1,4
ЭНПС <sub>ДФ</sub>	10,2		66,3		3,5
НПС <sub>С9-терм</sub>	2,03		47,6		1,9
ЭНПС <sub>С9-терм</sub>	28,3		35,1		2,6
НПС <sub>С9-инци</sub>	8,03		44,4		1,8
ЭНПС <sub>С9-инци</sub>	32,1		38,4		2,4
НПС <sub>С9-нон</sub>	2,03		49,4		1,4
ЭНПС <sub>С9-нон</sub>	40,62		31,6		2,6

Значения бромных чисел исходных образцов указывают на различную непредельность смол, более высокие значения непредельности отмечаются у алифатических, циклоалифатических смол и смол, на основе широкой фракции углеводородов (84,2 – 93,3  $\frac{\text{г Br}_2}{100 \text{ г НПС}}$ ). Значения непредельности ароматических смол значительно ниже, причем смолы, полученные по радикальному механизму, обладают более низкими значениями, что, вероятно, связано с самопроизвольным окислением их в процессе хранения.

Поскольку все исследованные смолы являются непредельными, то в результате окисления протекает реакция Прилежаева. Реакция протекает по механизму электрофильной атаки атомом кислорода гидропероксидной группы молекулы надкислоты на кратную связь молекулы алкена. При этом образуются в структуре смол эпоксидные группы.



Незначительные увеличения эпоксидных чисел объясняются протеканием параллельно с эпоксицированием более глубокого окисления и появлением в структуре молекулы НПС карбоксильных групп.

Для доказательства окисления были исследованы ИК-спектры исходных и модифицированных образцов. На ИК-спектрах модифицированных образцов наблюдается появление полосы поглощения в области 1700-1710  $\text{см}^{-1}$ , соответствующей валентным колебаниям группы  $\text{C}=\text{O}$ , а также появление полосы поглощения в области

3400-3415 см<sup>-1</sup>, соответствующей валентным колебаниям ОН, что подтверждает протекание процесса окисления.

Таким образом, окисление нефтеполимерных смол надуксусной кислотой увеличивает количество полярных групп в структуре макромолекулы, что позволяет использовать их для получения покрытий с улучшенными прочностными и адгезионными свойствами, а также предоставляется возможность дальнейшей модификации смол.

#### Литература

1. Бондалетов В.Г., Славгородская О.И., Улитин Н.В., Огородников В.Д., Дебердеев Т.В. Эпоксидирование ароматических нефтеполимерных смол системой  $\text{CH}_3\text{COOH} - \text{H}_2\text{O}_2$  / Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 21 – Т. 15 – С. 123-126.
2. Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Огородников В.Д., Бондалетов В.Г., Сулягин В.М., Гричневская Л.А. Использование циклопентадиеновой фракции жидких продуктов пиролиза в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол / Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 3. – С. 77–82.
3. Думский Ю.В. Химия и технология нефтеполимерных смол / Ю. В. Думский, Б.И. Но, Г.М. Бутов. М: Химия, 1999. 312 с.
4. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза / Под ред. Н.Н. Лебедева – М.: Химия, 1982. 240 с.
5. Славгородская О.И., Бондалетов В.Г., Фитерер Е.П., Огородников В.Д. Получение эпоксидированных нефтеполимерных смол по реакции Прилежаева // Ползуновский вестник. – 2013. – № 1. – С. 186 – 189.

### ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ ИЗ НЕФТЯНОГО КОКСА

**В.А. Рудко, С.Ю. Романовский**

*Научный руководитель профессор Н.К. Кондрашева*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

В последние годы различные отечественные [6, 7, 10] и зарубежные [2, 4] исследователи указывают на перспективность извлечения таких тяжёлых металлов, как например, ванадий и никель, из тяжёлого нефтяного сырья, поскольку концентрации этих металлов в нефтях отдельных месторождений столь значительны, что являются сопоставимыми с содержаниями данных металлов в рудах.

Актуальность работы обусловлена в первую очередь ежегодным увеличением вовлечения тяжелых нефтей в переработку, а также необходимостью квалификационного применения и переработки тяжелых нефтяных остатков с максимальным экономическим эффектом от производимых продуктов. Максимизировать данный эффект можно попутно извлекая потенциально ценные компоненты (ПЦК), сосредоточенные в тяжелом нефтяном сырье, такие как ванадий и никель.

Для реализации процесса извлечения тяжелых металлов из нефтяного сырья принципиальным является выбор технологической схемы, характеризующейся высокой гибкостью и экономической эффективностью. Все многообразие подходов к извлечению металлов из нефтяного сырья можно классифицировать на два основных вида - извлечение из сырой нефти или из продуктов ее переработки. Однако выбирая технологический подход извлечения металлов из нефти или из продуктов ее переработки, в пользу последнего говорит тот факт, что в настоящее время в России и в других странах практически не обнаружены горючие ископаемые, содержание в которых подавляющего числа ПЦК было бы равно или выше технологического [8].

Одним из эффективных способов получения тяжелых металлов из нефтяного сырья является их извлечение из нефтяного кокса - твердого углеродистого остатка термодеструктивного процесса глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков, о чем свидетельствует относительно высокое (по сравнению с прочими способами) число публикаций и патентов. Наиболее вероятной причиной этому является технологическая особенность производства кокса, при которой в нем концентрируются до 95 % металлов от их первоначального содержания в нефтяном сырье [5]. Производство нефтяного кокса широко распространено как в России, так и за рубежом, при этом лидирующие позиции занимает США, в которых сосредоточено более 65 % мировых мощностей замедленного коксования (доминирующего среди прочих процессов получения нефтяного кокса) [9]. В России за последние несколько лет произошёл существенный прирост мощностей переработки нефтяного сырья процессом замедленного коксования с 6,6 млн. т в год по сырью в 2013 г. до 15,8 млн. т в год - к концу 2016 г.

Одной из отличительных особенностей, формирующих подход различных исследователей к извлечению тяжелых металлов из нефтяного кокса, является целевое назначение последнего. Исторически сложилось так, что развитие производства нефтяного кокса в России (ранее в СССР) в значительной степени определяет производство алюминия, специальных марок сталей и цветных металлов, в которых кокс используют в качестве восстановителя. В зарубежных странах, в том числе и в США, производство кокса носит характер утилизации тяжелых нефтяных остатков с целью углубления переработки нефти. Целевым назначением в данном случае является получение дополнительного количества светлых нефтепродуктов, а производимый кокс используют в качестве твердого топлива для ТЭЦ.

Таким образом, за рубежом технологии по извлечению тяжелых металлов из нефтяного сырья сводятся преимущественно к использованию в качестве сырьевого материала золошлаковых отходов [1, 3], образующихся после сжигания нефтяного кокса на ТЭЦ. Для России целесообразно разрабатывать технологию

извлечения металлов непосредственно из самого кокса с возможностью его дальнейшего использования по целевому назначению в качестве восстановителя в металлургической промышленности. Несколько лет назад отечественными учеными были предложены способы извлечения ванадия из нефтяного кокса [11, 12].

Данная работа посвящена предварительному анализу полученных результатов по подготовке нефтяных коксов для концентрирования и последующего извлечения ПЦК.

В качестве объектов исследования в данной работе были использованы продукты переработки смеси западно-сибирских нефтей, из которых были получены нефтяные коксы (таблица 1). С промышленной установки замедленного коксования были отобраны образцы нефтяных коксов из смеси гудрона и тяжелого газойля каталитического крекинга (ТГКК) в массовом соотношении 85:15 (образцы 1 и 2) и на 100 % из ТГКК (образцы 3 и 4). Время пребывания сырья в зоне реакции составило 16-18 часов. Образцы кокса 2 и 4 были подвергнуты процессу прокалики - термообработки при температуре 1200 °С в течении 1,0-1,5 часов во вращающейся печи. Образцы нефтяных коксов 5-10 были получены в лабораторном реакторе коксования ГУП «ИНХП РБ» (под руководством Хайрудинова И.Р.) при загрузке сырья 1,5 кг и температуре 500 °С. Испытания включали в себя две серии экспериментов - с гудроном (образцы 5-7) и с асфальтом (образцы 8-10), полученным в процессе пропановой деасфальтизации данного гудрона. В каждой серии проводили по 3 опыта при различном давлении - 0,15, 0,25 и 0,35 МПа. Время коксования - 3,5-4,0 часа. Соотношение сырьевых компонентов и параметров процесса коксования для получения образцов нефтяного кокса приведены в таблице 1.

Экспериментальную часть по определению тяжелых металлов проводили на последовательном волнодисперсионном рентгенофлуоресцентном спектрометре XRF-1800 фирмы Shimadzu, по разработанному в Горном университете внутреннему стандарту. В таблице 2 приведены результаты определения таких металлов, как ванадий, никель, медь и железо в полученных образцах нефтяных коксов.

**Таблица 1**

**Сырье и параметры процесса получения образцов нефтяных коксов**

Показатели	Образцы нефтяных коксов									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сырье, % масс.:										
Гудрон	85	85	-	-	100	100	100	-	-	-
ТГКК	15	15	100	100	-	-	-	-	-	-
Асфальт	-	-	-	-	-	-	-	100	100	100
Параметры:										
Температура, °С	500	500	470	470	500	500	500	500	500	500
Давление, МПа	0,35	0,35	0,35	0,35	0,15	0,25	0,35	0,15	0,25	0,35
Коэффициент рециркуляции	1,65	1,65	1,70	1,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Термообработка при 1200 °С	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-

**Таблица 2**

**Содержание металлов в образцах нефтяных коксов**

Содержание металлов, % масс.	Образцы нефтяных коксов									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V	0,065	0,066	0,041	0,032	0,160	0,160	0,160	0,190	0,210	0,200
Ni	0,025	0,031	0,011	0,019	0,100	0,100	0,130	0,160	0,130	0,110
Cu	-	-	0,034	0,026	0,010	0,006	0,020	0,015	0,010	0,010
Fe	0,159	0,029	0,078	0,014	0,230	0,280	0,230	0,120	0,080	0,082

Непропорционально повышенное значение ванадия в лабораторных образцах 5, 6 и 7 нефтяного кокса, полученного из 100 % гудрона, по сравнению с образцами 1 и 2, полученными в промышленных условиях из 85 % гудрона и 15 % ТГКК, можно объяснить наличием на промышленной установке рециркуляции. Фактически при коэффициенте рециркуляции, равном 1,65, в сырье реактора находилось около 60 % гудрона и 40 % тяжелого газойля замедленного коксования, идущего на рециркуляцию. В лабораторных же условиях рециркуляция сырья отсутствовала.

При сравнении результатов анализа металлов в образцах нефтяных коксов, полученных в лабораторном реакторе при одинаковых параметрах процесса (давлении и температуре), наблюдаем закономерное увеличение концентрации ванадия с 0,16 % в коксах из гудрона (обр. 5, 6 и 7) до 0,19-0,21 % в коксах из асфальта (обр. 8, 9 и 10), так как асфальт является более тяжелым продуктом переработки гудрона процессом пропановой деасфальтизации, при котором выход асфальта на гудрон составил около 55 %.

Дальнейшие исследования будут посвящены непосредственному извлечению ПЦК из полученных образцов нефтяного кокса методом гидрometаллургического выщелачивания с применением неорганических кислот и щелочей. Будут определены зависимости эффективности извлечения ПЦК от времени, соотношения «твердая : жидкая фаза», температуры процесса.

Литература

1. Jack T.R., Sullivan E.A., Zajic J.E. Leaching of vanadium and other metals from Athabasca Oil Sands coke and coke ash // *Fuel*. - 1979.. - Vol. 58. - No. 8. - pp. 589-594.
2. Navarro R., Guzman J., Saucedo I. et al. Vanadium recovery from oil fly ash by leaching, precipitation and solvent extraction processes // *Waste Management*. - 2007. - Vol. 27. - No. 3. - pp. 425–438.
3. Queneau P.B., Hogsett R.F., Beckstead L.W., Barchers D.E. Processing of petroleum coke for recovery of vanadium and nickel // *Hydrometallurgy*. - 1989. - Vol. 22. - No. 1-2. - pp. 3-24.
4. Vitolo S., Seggiani M., Filippi S., Brocchini C. Recovery of vanadium from heavy oil and Orimulsion fly ashes // *Hydrometallurgy*. - 2000. - Vol. 57. - No. 2. - pp. 141–149.
5. Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В. Деметаллизация тяжёлых нефтяных остатков - основная проблема глубокой переработки нефти // *Башкирский химический журнал*. - 2011. - Т.18. - № 2. - С. 93-98.
6. Магамедов Р.Н., Попова А.З., Марютина Т.А. и др. Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) // *Нефтехимия*. - 2015. - Т.55. - № 4. - С. 267-290.
7. Суханов А.А., Якуцени В.П., Петрова Ю.Э. Оценка перспектив промышленного освоения металлоносного потенциала нефтей и возможные пути его осуществления // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. - 2012. - Т.7. - № 4. - [http://www.ngtp.ru/rub/9/56\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/56_2012.pdf)
8. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. - М.: Наука, 2012. - 222 с.
9. Хайрудинов И.Р., Тихонов А.А., Таушев В.В., Теляшев Э.Г. Современное состояние и перспективы развития термических процессов переработки нефтяного сырья. - Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2015. - 328 с.
10. Яценко И.Г. Тяжёлые ванадиевые нефти России // *Известия Томского политехнического университета*. - 2012. - Т.321. - № 1. - С. 105-111.
11. Пат. 2033449 Россия МПК C22B34/22. Способ извлечения ванадия из нефтяного кокса. Рюмин А.А. Заявлено 28.05.1992; Опубл. 20.04.1995, Бюл. № 24.
12. Пат. 2070940 Россия МПК C22B34/22. Способ извлечения ванадия из нефтяного кокса. Рюмин А.А., Белонин М.Д., Грибков В.В.; Заявлено 03.07.1991; Опубл. 27.12.1996, Бюл. 29.

**ГИДРОДЕСУЛЬФИРУЮЩАЯ АКТИВНОСТЬ МАССИВНЫХ СУЛЬФИДНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРИСУТСТВИИ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ И АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ**

**Ж.Е. Старкова<sup>1,2</sup>, М.А. Морозов<sup>2</sup>, А.С. Акимов<sup>2</sup>, А.В. Восмерилов<sup>2</sup>**

*Научный руководитель к.х.н., с.н.с. Федущак Т.А.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*Национальный Исследовательский Томский Государственный Университет, г. Томск, Россия*

<sup>2</sup>*Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

Введение новых требований к качеству моторных топлив увеличивает актуальность разработки новых конкурентоспособных отечественных катализаторов гидроочистки нефтяных фракций. Одним из факторов, влияющих на гидродесульфуряющую активность катализаторов является наличие в сырье азотсодержащих и ароматических соединений. До недавнего времени интерес исследователей к реакциям гидродезазотирования был небольшим, так как содержание азотсодержащих соединений в природных нефтях относительно невелико. Эта ситуация изменилась в связи вовлечением в переработку более тяжелых нефтей и низкокачественных вторичных газойлей где содержание азотсодержащих соединений значительно возрастает [1-4].

Целью настоящей работы является исследование гидродесульфуряющей активности Co-Mo и Ni-Mo массивных катализаторов в присутствии азотсодержащих и ароматических соединений.

Массивные катализаторы состава Co+MoS<sub>2</sub>=1:7 и Ni+MoS<sub>2</sub>=1:10 готовили в вертикальной вибрационной мельнице в инертной среде при временах механообработки (МО) 8 и 4 часа соответственно. Указанные условия приготовления катализаторов были выбраны исходя из прошлых исследований [5]. Гидродесульфуряющую активность исследовали на установке высокого давления «Autoclave Engineers Bolted Closure» объемом 100 см<sup>3</sup>. В качестве модельного сырья использовали смесь дибензтиофена (ДБТ) (500 ppm в пересчете на серу), карбазола (КР) (50 ppm в пересчете на азот), фенантрена (ФН) (500 ppm) растворенных в 80 мл гексадекана. Условия испытаний: температура 340°C, давление водорода 3,5 МПа, скорость перемешивания 600 об/мин. Остаточное содержание серы определяли на анализаторе серы «Спектроскан-S». Продукты реакции идентифицировали методом хромато-масс-спектрометрии на приборе «DFS». Электронные микрофотографии получали на просвечивающем электронном микроскопе «JEM 2010». Рентгеноструктурный анализ (РСА) каталитических систем выполняли на приборе «D8 Discover».

Из данных просвечивающей электронной микроскопии (рис.1.) было установлено, что частицы MoS<sub>2</sub> визуализируются в виде пачечных структур, составленных из контрастных темных слоев расположенных параллельно друг другу. Слои также характеризуются дефектами структуры. Частицы промотора Ni или Co на электронных микроснимках не визуализируются.



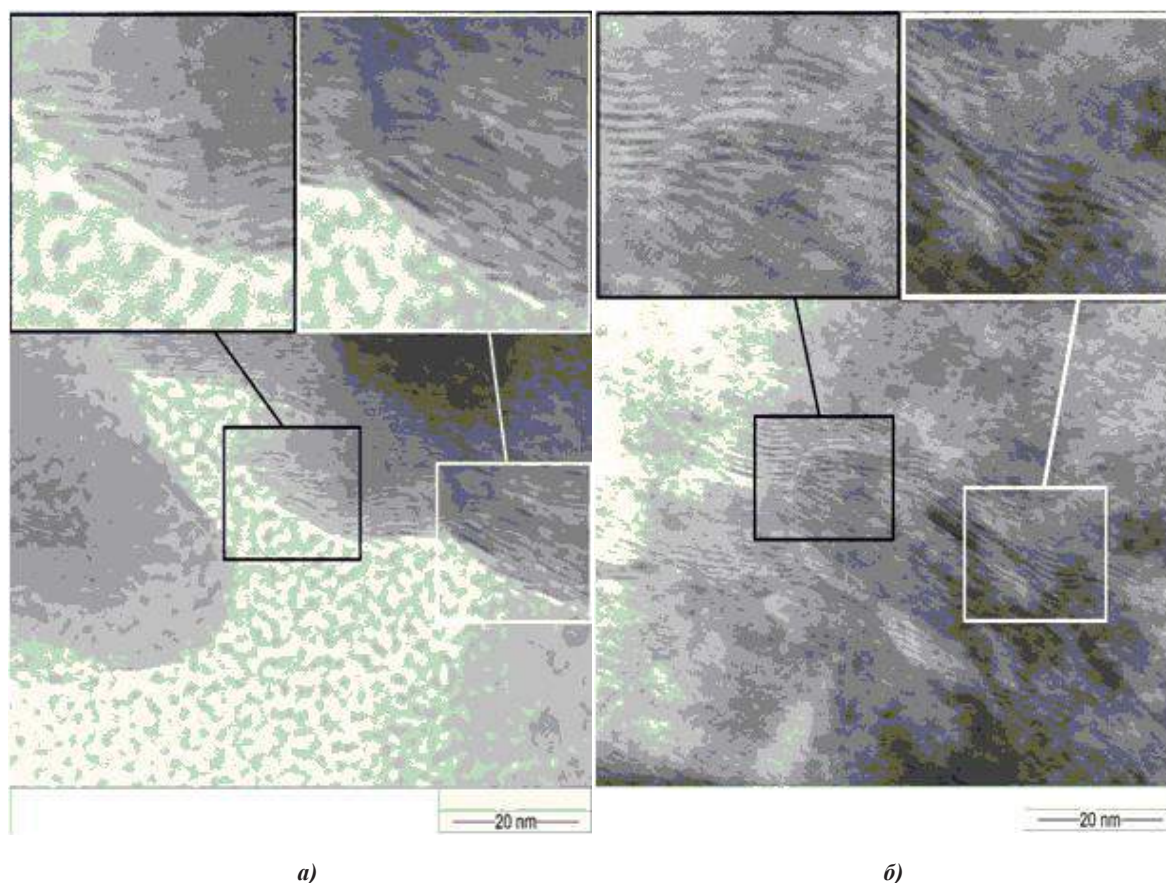


Рис.1. Электронные микрофотографии катализаторов; а –  $Co+MoS_2=1:7$ ,  $MO=8\%$ ; б –  $Ni+MoS_2=1:10$ ,  $MO=4\%$

На рис.2. представлены рентгеновские дифрактограммы катализаторов. В обоих катализаторах в отличие от результатов электронной микроскопии отчетливо зафиксированы фазы промоторов Co и Ni. Также

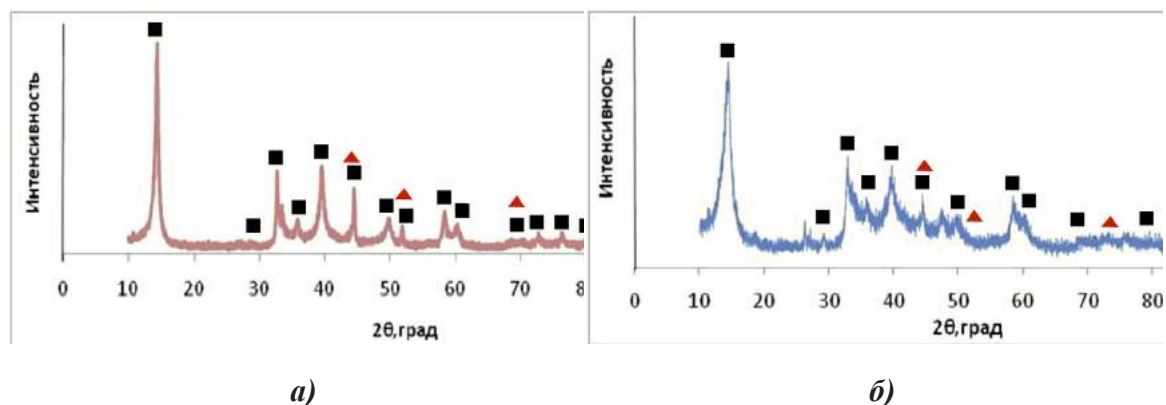


Рис.2. Рентгеновские дифрактограммы катализаторов: а)  $Ni:MoS_2=1:10$ ;  $MO=4\%$  б)  $Co:MoS_2=1:7$   $MO=8\%$ ; Черные квадраты – рефлексы  $MoS_2$ ; красные треугольники – рефлексы Co и Ni соответственно.

на дифрактограммах обнаружена фаза  $MoS_2$ , которая по структуре представляет собой гексагональную ячейку со структурным политипом  $2H-MoS_2$ . Иных фаз сульфидов в рамках чувствительности метода обнаружено не было.

В табл.1 представлены данные по гидродесульфурющей активности катализаторов в присутствии азотистых и ароматических соединений. В отсутствие азотистых и ароматических соединений гидродесульфурющая способность выше на Ni-содержащем катализаторе в 1,5 раза выше чем на Co-содержащем катализаторе. Более высокая активность вероятно связана с тем, катализатор промотированный Ni обладает более высокой гидрирующей функцией. Введение в смесь ФН не оказывает влияния на гидродесульфурющую активность Ni-содержащего катализатора, но приводит к увеличению активности Co-содержащего образца. Добавление

в смесь КР одинаково снижает гидродесульфурисуемую способность обоих катализаторов, это согласуется с литературными данными [3-4]. Введение смеси одновременно ФН и КР не приводит к изменению активности. Ароматическое соединение практически полностью «нейтрализует» ингибирующий эффект азотистого соединения.

Таблица 1

**Активность катализаторов в гидродесульфуривании ДБТ в присутствии азотистых и ароматических соединений**

Катализаторы	Остаточное содержание серы в модельные смесях, ppm			
	ДБТ	ДБТ+ФН	ДБТ+КР	ДБТ+ФН+КР
Co+MoS <sub>2</sub> =1:7, MO-8ч	25	16	133	24
Ni+MoS <sub>2</sub> =1:10, MO-4ч	16	16	136	16

Таким образом, получены предварительные данные об активности массивных сульфидных катализаторов в присутствии азотсодержащих и ароматических соединений. Было показано, что введение азотистого соединения отрицательно отражается в гидродесульфуривающей способности катализаторов.

### Литература

1. Liu Z., Zheng Y., Wang W., Zhang Q., Jia L. Simulation of hydrotreating of light cycle oil with a system dynamic model // *Applied Catalysis A: General.* – 2008. – V.329. – P. 209-220
2. Whitehurst D.D., Isoda T., Mochida I. Present State of the Art and Future Challenges in the Hydrodesulfurization of Polyaromatic Sulfur Compounds // *Adv Catalysis.* –1998. –V.42. –P.345–471.
3. Koltai T., Macaud M., Guevara A., Schulz E., Lemaire M., Bacaud R., Vrinat M. Comparative inhibiting effect of polycondensed aromatics and nitrogen compounds on the hydrodesulfurization of alkylidibenzothiophenes. // *Appl. Catal. Gen.* –2002. –V.231. –№1. –P.253–261.
4. Никульшин П.А., Можяев А.В., Ишутенко Д.И., Минаев П.П., Ляшенко А.И., Пимерзин А.А. Влияние состава и морфологии наноразмерных сульфидов переходных металлов, приготовленных с использованием гетерополиосоединений со структурой Андерсона [X(OH)<sub>6</sub>Mo<sub>6</sub>O<sub>18-n</sub>]- (X = Co, Ni, Mn, Zn) и [Co<sub>2</sub>Mo<sub>10</sub>O<sub>38</sub>H<sub>4</sub>]<sub>6</sub>-, на их каталитические свойства. // *Кинетика и катализ.* – 2012. – Т. 53. –№5. –с. 660–672.
5. Акимов А.С., Морозов М.А., Федущак Т.А., Уймин М.А., Петренко Т.В., Восмериков А.В., Журавков С.П., Щеголева Н.Н. Гидродесульфуривание дибензотиофена в присутствии массивных сульфидных катализаторов. Механизм реакций // *Известия Томского Политехнического университета.* –2015. – №4. –С.91-98.

## ВЛИЯНИЕ СВЯЗУЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА НА СВОЙСТВА Mo/ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРА НЕОКИСЛИТЕЛЬНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА

**А.А. Степанов, Л.Л. Коробицына, А.В. Восмериков**

*Научный руководитель: д.х.н., профессор А.В. Восмериков*

*Федеральное государственное учреждение науки Институт химии нефти  
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

Процессы химической переработки природного и попутного нефтяного газов позволяют снизить количество сжигаемых углеводородных газов в факельных установках и соответственно уменьшить вредные выбросы углекислого газа в атмосферу. Наибольший интерес представляет процесс неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды на цеолитсодержащих катализаторах, модифицированных переходными металлами. Известно, что катализаторы нефтепереработки могут содержать в своем составе 3-20% мас. цеолита, равномерно распределенного в каталитической системе. В качестве матрицы (связующего вещества) катализатора используют, например, аморфный силикат, гидраргиллит, оксиды и гидроксиды алюминия, псевдобемит. Пористая структура матрицы может способствовать максимальному проявлению каталитических свойств цеолитсодержащих катализаторов или, напротив, оказывать диффузионное торможение, приводящее к снижению его активности и селективности [1].

Целью настоящей работы являлось исследование влияния количества связующего вещества на физико-химические и каталитические свойства Mo-содержащего цеолитного катализатора в процессе неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды.

Катализатор 4.0% Mo/ZSM-5 готовили методом механического смешения высококремнеземного цеолита с мольным соотношением SiO<sub>2</sub>/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>=40 и наноразмерного порошка Mo в шаровой вибромельнице КМ-1 в течение 2 ч, после чего приготовленную смесь прокаливали при температуре 540 °С в течение 4 ч. Полученный Mo/ZSM-5 катализатор смешивали со связующим веществом, в качестве которого использовался псевдобемит производства ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов» (Россия). Псевдобемит имел следующие характеристики: удельная поверхность – 241 м<sup>2</sup>/г, содержание Na<sub>2</sub>O – 0.05%, ППП (потери при прокаливании) – 30.21%, размеры кристаллов – 40-50 нм. Катализатор 4.0% Mo/ZSM-5 тщательно перемешивали с псевдобемитом и добавляли водный раствор азотной кислоты из расчета 0.2-0.5 г на 10 г цеолита. Полученную пластическую массу пропускали через фильеру диаметром 2 мм экструдера. Экструдаты сушили на воздухе при комнатной температуре в течение суток, затем при 100 °С (8 ч) и прокаливали при 550 °С (8 ч). Готовый катализатор имел форму гранул диаметром 2 мм и длиной 4 мм. Содержание связующего вещества в катализаторе

(в пересчете на  $Al_2O_3$ ) варьировали от 10 до 30% мас.

Кислотные свойства образцов исследовали методом термопрограммированной десорбции аммиака (ТПД), позволяющим определить распределение кислотных центров по силе и их количество [2]. Концентрацию кислотных центров в образцах определяли по количеству аммиака, десорбирующегося в момент фиксации десорбционных пиков, и выражали в микромолях на 1 г катализатора.

Пористые характеристики и удельную поверхность образцов определяли методом Брунауэра-Эммета-Теллера (БЭТ) с использованием прибора «Сорбтометр М» производства «Катакон» (Россия). Удельная поверхность образцов рассчитывалась по изотермам адсорбции азота при минус 196 °С.

Процесс превращения метана изучали на лабораторной установке проточного типа с кварцевым реактором при атмосферном давлении, температуре реакции 750 °С и объемной скорости подачи исходного сырья – 1000 ч<sup>-1</sup>. Катализатор объемом 1.0 см<sup>3</sup> помещали на кварцевую решетку реактора, нагревали в токе гелия до температуры реакции и выдерживали в течение 10 мин, затем прекращали подачу гелия в реактор и пропускали через слой катализатора метан (степень чистоты 99.9%). Продукты реакции анализировали методом газовой хроматографии.

Результаты исследования кислотных характеристик исходного и с добавкой различного количества связующего вещества Мо-содержащего цеолитного катализатора показывают, что все образцы имеют два типа кислотных центров: низкотемпературные и высокотемпературные. Сила и концентрация кислотных центров для полученных образцов существенно отличаются. Так, при увеличении содержания связующего вещества в катализаторе наблюдается уменьшение силы и концентрации кислотных центров, что связано с разбавлением исходного Мо/ZSM-5 псевдобемитом, кислотность которого существенно ниже, чем высококремнеземного цеолита.

Исследования текстурных характеристик приготовленных образцов показали, что добавление связующего вещества приводит к уменьшению удельной поверхности катализатора и увеличению суммарного объема его пор.

На рис. 1(а) показана зависимость конверсии метана от времени реакции на Мо/ZSM-5 катализаторах, содержащих различное количество оксида алюминия. Видно, что добавление связующего вещества к Мо/ZSM-5 катализатору приводит к снижению его активности в процессе конверсии метана в неокислительных условиях. При увеличении связующего вещества активность катализатора снижается. Для образцов, содержащих 10, 20 и 30% связующего вещества, конверсия метана в первые 20 мин работы составляет соответственно 10.1, 7.2 и 4.8%, тогда как для исходного Мо/ZSM-5 катализатора она достигала 12.2%. По мере протекания процесса активность образцов со связующим веществом падает значительно быстрее, чем для катализатора без связующего вещества. Так, образец, содержащий 30%  $Al_2O_3$ , полностью теряет свою активность после 180 мин процесса, тогда как конверсия метана на исходном катализаторе 4.0% МоZSM-5 составляет за это же время реакции 5.4%.

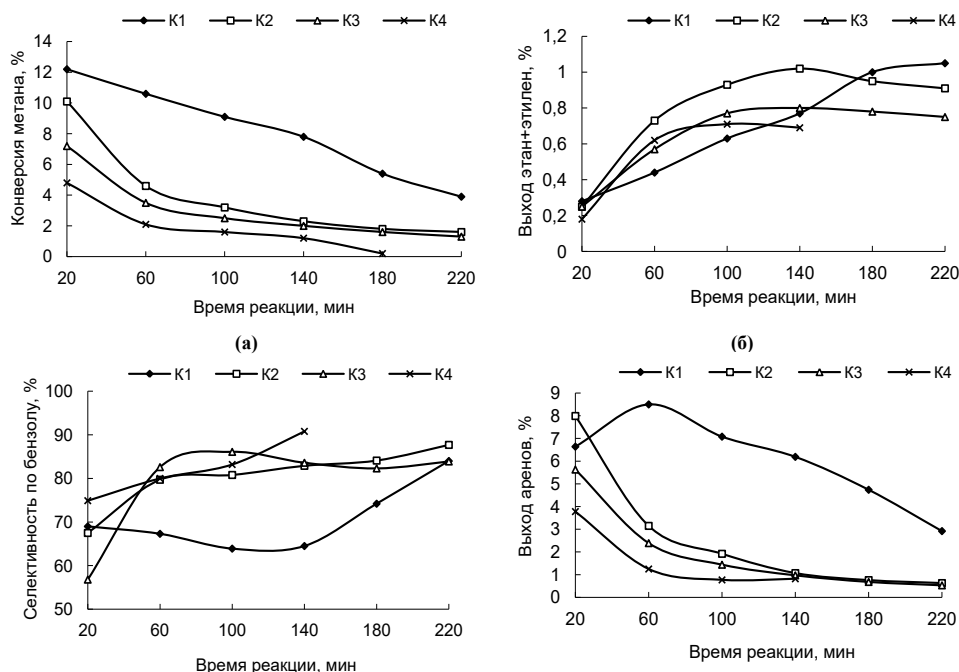


Рис.1 Зависимость конверсии метана (а), суммарного выхода этана и этилена (б), селективности образования бензола (в) и выхода аренов (г) от продолжительности процесса превращения метана на катализаторе Мо/ZSM-5, содержащем различное количество связующего вещества: K1 – без  $Al_2O_3$ ; K2 – 10%; K3 – 20%; K4 – 30%.

Основными продуктами превращения метана на исследуемых катализаторах являются водород, этан, этилен, бензол, толуол и нафталин. На рис. 1(б) представлена зависимость суммарного выхода этана и этилена от времени реакции. По мере протекания процесса выход газообразных продуктов увеличивается на всех исследуемых образцах, однако после 140 мин реакции их выход начинает снижаться, за исключением катализатора без связующего вещества. Суммарный выход этана и этилена не превышает 1.1% на всех образцах.

Влияние содержания связующего вещества в катализаторе на селективность образования бензола представлено на рис. 1(в). Видно, что с ростом концентрации связующего вещества в катализаторе происходит увеличение селективности образования бензола, а наибольшая селективность его образования достигается на образце, содержащем 30% связующего вещества, и составляет 90.8% за 140 мин реакции.

На рис. 1(г) приведено изменение выхода ароматических углеводородов (бензол, толуол и нафталин) со временем протекания реакции. Наибольший выход аренов достигается на катализаторе, не содержащем оксида алюминия, за 60 мин реакции и составляет 8.5%. По мере протекания процесса выход аренов снижается на всех исследуемых образцах, а наиболее существенное снижение выхода аренов наблюдается на образце, содержащем 30% связующего вещества.

Таким образом, изучено влияние связующего вещества, используемого для приготовления Mo/ZSM-5 катализатора неокислительной конверсии метана в ароматические соединения, на его физико-химические и каталитические свойства. Показано, что активность катализатора существенно зависит от количества добавляемого связующего вещества, с ростом его содержания активность катализатора снижается. Изучены структурные и кислотные характеристики катализатора Mo/ZSM-5, содержащего различное количество связующего вещества, и установлено снижение его кислотности и удельной поверхности при добавлении  $Al_2O_3$ .

#### Литература

1. Хаджиев С.Н., Суворов Ю.П., Зиновьев В.Р., Гайрбекова С.М., Светозарова О.И., Матаева Б.В. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах. М: Химия, 1982. 280 с.
2. Восмериков А.В., Ерофеев В.И. Влияние механической обработки на каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов ароматизации низших алканов // Журнал физической химии. 1995. Т. 69. № 5. С. 787-790.

### ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОМПОЗИЦИЙ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА С ХЛОРПАРАФИНОМ

Та Куанг Кыонг

Научный руководитель д.т.н., проф. Бондалетов В.Г.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дициклопентадиен - один из побочных продуктов производства этилена и пропилена, образующийся при высокотемпературном пиролизе нефтяных фракций [2]. Из него можно получить полимерные продукты с хорошими физико-механическими показателями, устойчивостью к низким и высоким температурам [3]. Полидициклопентадиен (ПДЦПД) используется для изготовления деталей транспортных средств, корпусов больших приборов, ударопрочных контейнеров и др. [1].

Однако недостатком ПДЦПД является высокая горючесть (КИ=20), что затрудняет его массовое использование и применение в ответственных изделиях и конструкциях. Для снижения горючести необходимо добавление к полимеру специальных добавок – антипиренов, например, галогенсодержащие органические соединения.

Хлорпарафины применяются в качестве добавки к полимерным материалам (полистирол, полиэтилен, синтетические каучуки, пластмассы и др.) и резиновым смесям для снижения их горючести и усиления самозатухающих свойств. В данной работе, в качестве антипирена для ПДЦПД был предложен хлорпарафин марки ХП-66Т, так как он имеет высокое содержание хлора (70% по массе) и хорошо растворяется в дициклопентадиене.

Вероятно, используемый антипирен может ухудшить физико-механические свойства полимерной композиции по сравнению с исходным полимером. Поэтому в данной работе было рассмотрено влияние концентрации хлорпарафина на физико-механические показатели композиции.

**Методика эксперимента.** Очистку мономера проводим в роторном испарителе ВУСНІ R-215 нагреванием товарного мономера с металлическим натрием при 103°C в течение 4 часов. Затем проводим предварительную отгонку низкокипящих примесей под вакуумом при 95°C, после чего поднимаем температуру до 100°C и отгоняем чистый дициклопентадиен. Затем добавляем 0,1 % ингибитора окисления Агидол-2. После этого к мономеру добавляем хлорпарафин ХП-66Т с разными концентрациями (2,5; 5; 7,5; 10; 12,5 и 15%). Смесь перемешивали с помощью роторного диспергатора ІКА T18 basic при скорости вращения 14 000 об./мин. в течение 2 минут.

В полученную смесь добавляем катализатор Широка-Граббса [4] (соотношение 1:10000 мас.) и заливаем в металлическую форму. Температуру формы с мономером 180°C поддерживаем в течение 1 час. Затем форму с полученным образцом полимерной композиции охлаждаем до комнатной температуры.

Из полученных пластин готовят стандартные образцы для испытания на ударную вязкость (по Изоду),

изгиб и растяжение. Испытания проводим на двухколонной универсальной испытательной машине серии UGT-A17000-M и копье UGT-7045-HMH.

Результаты испытаний представлены на рисунках 1, 2 и 3.

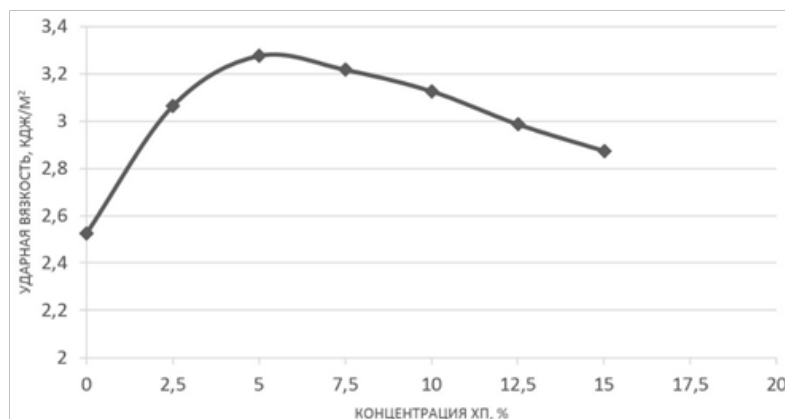


Рис. 1. Зависимость ударной вязкости композиции от концентрации хлорпарафина

Ударная вязкость (рис. 1) повышается с 2,53 кДж/м<sup>2</sup> до 3,28 кДж/м<sup>2</sup> (на 30%) при увеличении концентрации ХП от 0 % до 5 % и затем постепенно снижается до 2,87 кДж/м<sup>2</sup> при 15% концентрации ХП. Это значение на 13% выше чем исходное.

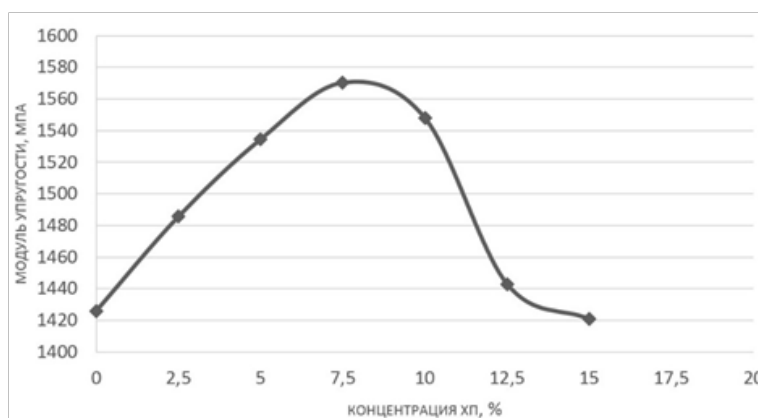


Рис. 2. Зависимость модуля упругости композиции при изгибе от концентрации хлорпарафина

Модуль упругости композиции при изгибе (рис. 2) также увеличивается при низких концентрациях хлорпарафина. Максимальное повышение модуля упругости на 10 % достигается при 7,5 % концентрации наполнения. При повышении концентрации хлорпарафина свыше 7,5 % он снижается до 1421 МПа. Конечное значение модуля упругости примерно равно начальному.

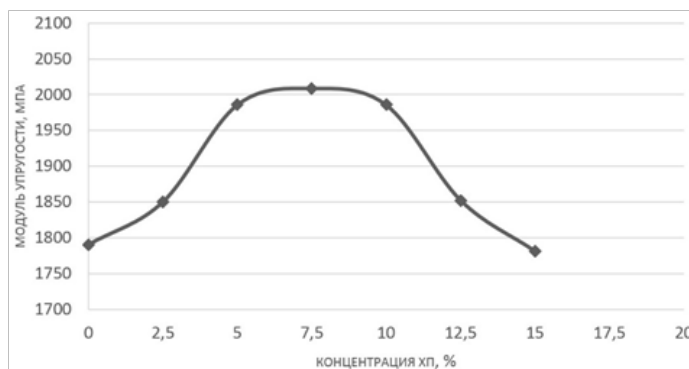


Рис. 3. Зависимость модуль упругости композиции при разрыве от концентрации хлорпарафина

Модуль упругости при разрыве (рис. 3) увеличивается с увеличением концентрации хлорпарафина и достигает максимума при концентрации 7,5 % (с 1791 МПа до 2009 МПа). Максимальное значение модуля упругости

композиции на 12% выше, чем исходный полимер. При повышении концентрации хлорпарафина свыше 7,5 % модуль упругости при разрыве снижается до 1781 МПа. Это значение снижается на 0,5 % по сравнению с исходным полимером.

Таким образом можно сделать вывод, что при концентрациях хлорпарафина 5-7,5 % получаются полимерные композиции с улучшенными физико-механическими характеристиками. При повышении концентрации хлорпарафина до 15 % свойства композиции, как минимум, не ухудшаются, но можно рассчитывать на существенное повышение кислородного индекса композиции.

#### Литература

1. Волостнова О.И., Мингазетдинов И.Ф. Применение новых полимерных материалов в машиностроении. Прикладные аспекты химической технологии полимерных материалов и наносистем (Полимер-2009): материалы III Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. Бийск: АлтГТУ. 2009. С. 22-24.
2. К вопросу повышения эффективности использования побочных продуктов пиролиза / Е.М. Варшавер, Л.В. Козодой, В.М. Костюченко, Р.Ц. Долуханов // Химия и технология топлив и масел – 1974. – № 3. – С. 7–9.
3. Metathesis Polymerization. Advances in Polymer Science, Volume 176. / Edited by Michael R. Buchmeiser (University of Innsbruck). Springer: Berlin, Heidelberg, – New York. 2005. – 142 pp.
4. Патент RU 2409420 C1. Рутениевый катализатор метатезисной полимеризации дициклопентадиена и способ его получения / Колесник В.Д., Аширов Р.В., Щеглова Н.М., Новикова Е.С. и др. Заявл. 21.08.2009. Оpubл. 29.01.2011.

### ПОВЫШЕНИЕ АКТИВНОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В РАЗЛИЧНЫХ МЕЛЬНИЦАХ

**Р.С. Федюк, А.К. Смоляков, Р.А. Тимохин**

**Научный руководитель: Заместитель начальника УВЦ при ДВФУ А.В. Мочалов  
Дальневосточный федеральный университет, Владивосток, Россия**

Получение бетонов с улучшенными физико-механическими характеристиками достигается применением ряда мероприятий, к основным из которых относятся: замена части цемента специально подобранными добавками, а также увеличение удельной поверхности вяжущего [2, 9].

Для достижения данной цели были разработаны композиционные вяжущие, полученные путем совместного помола цемента, гиперпластификатора, золы уноса и известняка.

Для выбора оптимального способа помола проводились испытания в шаровой, вибрационной и вариопланетарной мельнице.

Шаровая мельница – это полый, вращающийся вокруг своей оси барабан, который примерно наполовину заполнен дробящими шариками (ударными элементами). В результате вращения, шарики поднимаются в верхнюю часть барабана, а затем под действием силы тяжести падают вниз. Через одну из цапф постоянно поступает измельчаемый материал, а через другую происходит разгрузка барабана.

Одной из особенностей измельчения свободным ударом является тот факт, что разрушение материала происходит по наиболее слабым связям, дефектам структуры в местах соединения кристаллов, слоев и т.д [3]. В производстве фракционированного щебня или искусственного песка это несомненное преимущество, так как продукт ударного дробления представлен зернами изометрической формы без внутренних дефектов с небольшим содержанием переизмельченного продукта. В тоже время для получения большей тонины помола, упрочнение частиц которое происходит вместе с уменьшением их размеров, создает дополнительные трудности.

В определенный момент, когда структурная прочность каждой отдельной частицы достигает своего максимума, а ее масса ничтожно мала, свободный удар практически полностью замещается истиранием. Ротор центробежной мельницы перестает выполнять функцию ускорителя и работает скорее как завихритель материаловоздушных потоков. Увлекаемые к стенкам помольной камеры крупные частицы вытесняют более мелкие, которые, перемещаясь от периферии к центру, измельчаются исключительно за счет взаимного истирания в турбулентных потоках.

Если судить по расходу энергии на образование единицы новой поверхности твердых материалов - это один из самых неэффективных способов измельчения.

Принцип действия вибрационной мельницы основан на интенсивном побуждении мелющих тел, когда взамен сил гравитации, вызывающей падение шаров, используется инерция, центробежные силы и т.д.

Вращение вала вибратора, а за ним и самого корпуса мельницы заставляет мелющие тела совершать движения в соответствии с величиной эксцентриситета или радиуса водила. Передача энергии мелющей загрузкой осуществляется через корпус мельницы. Под действием инерции, центробежных сил, знакопеременных нагрузок шары внутри корпуса движутся по сложной траектории, прижимаются к стенкам барабана, ударяются друг об друга, а также о частицы измельчаемого материала, разбивая, раздавливая и перетирая их [1].

Для производства высокодисперсных материалов вибрационные мельницы более эффективны, чем шаровые. Ударное воздействие на материал помола в этом случае небольшое, но истирающее интенсивно, что позволяет добиться большей тонины помола.

В вариопланетарной мельнице скорости вращения размольных стаканов и опорного диска могут устанавливаться совершенно независимо друг от друга. Варьируя передаточное отношение, можно воздействовать

на движение и траектории мелющих шаров таким образом, что шары ударяются горизонтально о внутреннюю стенку размольного стакана (высокая энергия удара), приближаются друг к другу тангенциально (высокое трение) или просто перекатываются по внутренней стенке размольного стакана (центробежные мельницы). Все промежуточные стадии и комбинации между давлением трением и ударом могут быть свободно установлены.

Соответственно, измельчение в варио-планетарных мельницах оказывается более энергоэффективным по сравнению с шаровой и вибрационными мельницами. Кроме того за счет совместного действия ударных, центробежно-ударных и истирающих усилий, появляется возможность добиваться более высокодисперсных порошков [4-5].

В ходе сравнения тонины помола заявленного композиционного вяжущего на различных мельницах, выявлено, что шаровая мельница (1,1кВт, 90 об/мин) способна измельчить до 400 м<sup>2</sup>/кг, дальнейшая работа агрегата является экономически нецелесообразной (рисунок).

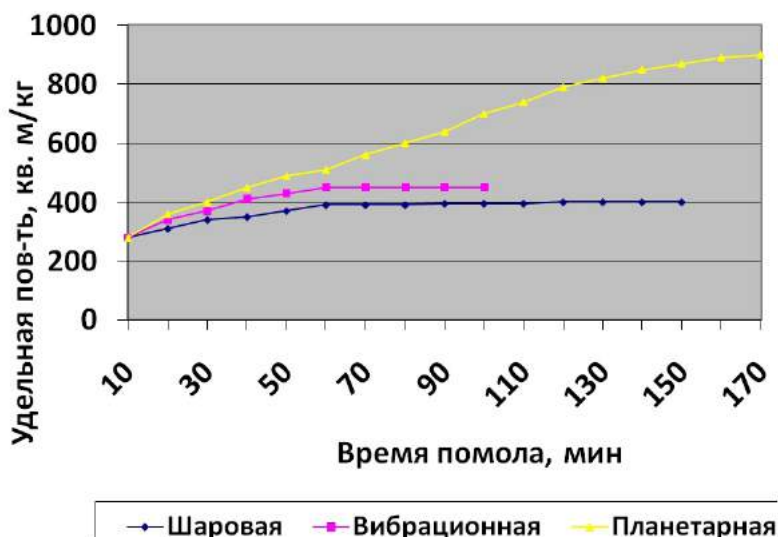


Рис. 1

Вибрационная мельница (2,2кВт, 1500 об/мин) показала способность эффективного размола композиционного вяжущего до удельной поверхности 430 м<sup>2</sup>/кг.

В связи с тем, что согласно заявленной методике планирования эксперимента, интервал варьирования удельной поверхности – 500-900 м<sup>2</sup>/кг, шаровая и вибрационная мельница не способны удовлетворить данным условиям [6-8].

Варио-планетарная мельница «Пульверизетте-4» (9 кВт) способна обеспечить помол до заданной удельной поверхности (900 м<sup>2</sup>/кг).

В процессе механоактивации композиционного вяжущего активные молекулы цементных минералов возникают при разрушении молекулярных упаковок на участках дефектов и разрыхлений метастабильной фазы при декомпенсации межмолекулярных сил. Процесс сопровождается изменением кинетики твердения портландцемента.

Механические процессы при измельчении минеральных материалов вызывают, наряду с увеличением их поверхностной энергии, рост изобарного потенциала порошков и, соответственно, их химической активности, что также способствует высокой адгезионной прочности при контакте их со связующими [9-10].

Таким образом, комплекс мер по механохимической активации позволяет более полно использовать массу компонентов наполненных цементных систем и регулировать их свойства. При относительно небольших затратах появляется возможность обеспечить впечатляющий и, что немаловажно, легко повторяемый в производственных условиях результат.

#### Литература

1. Абдулова С.Р. Вибрационные мельницы: аспекты классификации / С.Р. Абдулова // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2015. - № 3 (98). - С. 30-34.
2. Агеева М.С. Влияние времени помола на свойства композиционного вяжущего / М.С. Агеева, Г.А. Лесовик, С.М. Шаповалов, О.Н. Михайлова, С.З. Тахиров, Д.Д. Помошников, Р.С. Федюк // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. – 2015. - № 4. – С. 28-32.
3. Амосов Е.А. Некоторые закономерности работы шаровых мельниц / Е.А. Амосов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. -2012. -№ 1 (33). -С. 219-222.
4. Власов В.А. Изобретения в области нанотехнологий существенно улучшают эксплуатационные свойства бетонов, полимеров, металлов и других материалов / В.А. Власов // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. - 2014. -Т. 6. - № 3. - С. 77-95.
5. Фаизов Р.С., Феделеш С.Ю., Федюк Р.С., Алмамма Х. Апробация и внедрение фибробетона на композиционном

- вяжущем // В сборнике: Интеллектуальные строительные композиты для зеленого строительства Сборник докладов международной научно-практической конференции, посвященной 70-летию заслуженного деятеля науки РФ, члена-корреспондента РААСН, доктора технических наук, профессора Валерия Станиславовича Лесовика : В 3 частях. Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова. 2016. С. 192-195.
6. Федюк Р.С. Применение сырьевых ресурсов Приморского края для повышения эффективности композиционного вяжущего // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2016. № 1. С. 28-35.
  7. Федюк Р.С., Храмов Д.А., Чернеев А.М. Строительно-материаловедческая оценка геологического строения территории Дагестана // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. 2016. № 66. С. 112-114.
  8. Федюк Р.С., Мочалов А.В., Тимохин А.М., Муталибов З.А. Разработка композиционного вяжущего // В книге: Строительство и архитектура – 2015: материалы международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВПО «Ростовский государственный строительный университет», Союз строителей южного федерального округа, Ассоциация строителей Дона. 2015. С. 478-480.
  9. Ageeva M. S. The modified composite slag-cement binder / M. S. Ageeva, D. M. Sopin, G. A. Lesovik, A.A. Metrohin, N. V. Kalashnikov, V. A. Bogusevich // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. August 2014. Vol. 9. № 8. P. 1381-1385.
  10. Fediuk R.S. Mechanical activation of construction binder materials by various mills // В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Current Problems and Solutions. Сер. "All-Russia Scientific and Practical Conference on Materials Treatment: Current Problems and Solutions" 2016.

### СИНТЕЗ ПИРИДИНА И АЛКИЛПИРИДИНОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ И АМОРФНЫХ АЛЮМОСИЛИКАТОВ

Н.А. Филиппова<sup>1</sup>, Л.З. Ахметзянова<sup>2</sup>, Л.А. Шагалева<sup>2</sup>

Научный руководитель д.х.н., доцент Н.Г. Григорьева<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа, Россия

<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Алкилпиридины служат сырьем для синтеза лекарственных препаратов, гербицидов, экстрагентов, ингибиторов коррозии металлов, ускорителей вулканизации каучука [1].

В России пиридин выделяют из каменноугольной смолы (Нижнетагильский металлургический комбинат), в которой его содержится менее 0,1% [3]. В настоящее время эта установка не функционирует. Кроме того, полученный таким образом пиридин содержит большое количество серы и не удовлетворяет строгим требованиям к интермедиату фармацевтических препаратов и агрохимикатов.

Большинство современных синтетических способов получения пиридинов основаны на газофазной конденсации аммиака с альдегидами или кетонами, которую проводят под действием промотированных металлами (Ni, Cr, Cd, Zn, Th) алюмосиликатов. Выход пиридинов составляет 40-60%, в процессе образуется значительное количество побочных продуктов [1].

Среди новых предложений по синтезу пиридинов наше внимание привлек способ, заключающийся во взаимодействии этанола с формальдегидом и аммиаком под действием цеолитов H-ZSM-5, Pb-ZSM-5 и W-ZSM-5 [2]. Очевидным достоинством этого способа является использование недорогих и доступных реагентов. Однако, как и в традиционных способах получения пиридинов, катализатор проявляет невысокую активность даже при 400-450°C. Выход пиридина и пиколина составляет 20-40% и 10-25%, соответственно. За прошедшие годы метод был распространен на другие производные пиридина, однако в качестве катализатора во всех случаях использовали только цеолит H-ZSM-5.

Авторами [4] разработан способ синтеза тризамещенных пиридинов взаимодействием альдегидов C<sub>3</sub> – C<sub>7</sub> с аммиаком в автоклаве при перемешивании и высоком давлении (10-60 бар) в присутствии цеолитов H-ZSM-5, H-Y, H-Beta в среде метанола при 150-225°C, в течение 6 ч. Конверсия альдегида достигает 90%, селективность образования 2-этил-3,5-диметилпиридина – 33%, имида – 42%, других алкилпиридинов – 15, неидентифицированных продуктов – 10% (H-Beta, 200°C, 6 ч). Недостатками данного метода являются: использование ядовитого растворителя – метанола и необходимость применения высокого давления.

С целью разработки селективных и экологически безопасных способов получения алкилпиридинов под действием новых гетерогенных катализаторов в работе исследованы каталитические свойства цеолитов с микро-мезо-макропористой структурой (H-Y-mmm) и аморфных мезопористых алюмосиликатов ASM в реакциях: 1) алифатических спиртов с формальдегидом и аммиаком; 2) альдегидов с аммиаком.

Методы исследования. Катализаторы - цеолит H-Y-mmm и алюмосиликат ASM - охарактеризованы с помощью рентгеноструктурного анализа, адсорбционных методов, низкотемпературной адсорбции азота, ртутной порометрии, атомно-абсорбционной спектроскопии, ИК спектроскопии с использованием низкотемпературной адсорбции молекулы-зонда CO.

Синтез пиридинов осуществляли взаимодействием: 1) спиртов C<sub>2</sub> – C<sub>7</sub> с CH<sub>2</sub>O и NH<sub>3</sub>; 2) альдегидов (C<sub>3</sub> – C<sub>4</sub>) с NH<sub>3</sub> в проточном реакторе с неподвижным слоем катализатора (V = 1 г) при 150-400°C, атмосферном давлении, объемной скорости подачи сырья 2-7 ч<sup>-1</sup>, мольном соотношении ROH:CH<sub>2</sub>O:NH<sub>3</sub> = 1,0; 0,8- 1,1; 1,5-5,0; RCHO:NH<sub>3</sub> = 1,0; 3,0-5,0.

Продукты собирали в охлаждаемый льдом приемник, расположенный в нижней части установки. После



окончания реакции и продувки реактора азотом продукты экстрагировали диэтиловым эфиром. Экстракт анализировали с помощью газо-жидкостной хроматографии на хроматографе с пламенно-ионизационным детектором, стальная насадочная колонка длиной 3 м, фаза – 15% ПЭГ на хроматоне HMDS, температура анализа 50-280°C с программированным нагревом 8°C/мин, температура детектора 200°C, температура испарителя 200°C, газ-носитель – гелий – 30 мл/мин.

Масс-спектры получены на хромато-масс-спектрометре SHIMADZU GCMS-QP2010Plus (капиллярная колонка SPB-5 30 м × 0.25 мм, газ-носитель – гелий, температура программирования от 40 до 300°C со скоростью 8°C/мин, температура испарения 280°C, температура ионного источника 200°C, энергия ионизации 70 эВ).

Идентификацию продуктов осуществляли сравнением хромато-масс-спектров и хроматографического поведения выделенных и эталонных соединений (пиридина, пиколинов и лутидинов).

Результаты. Установлено, что под действием цеолитов с микро-мезо-макропористой структурой (H-Y-mmm) и аморфных мезопористых алюмосиликатов ASM этанол взаимодействует с формальдегидом и аммиаком с образованием пиридина, 3-пиколина и 3,5-диметилпиридина, спирты C<sub>3</sub> – C<sub>4</sub> взаимодействуют с формальдегидом и аммиаком с образованием, в основном, 3,5-диалкилпиридинов. Спирты C<sub>5</sub> – C<sub>7</sub> взаимодействуют с формальдегидом и аммиаком с образованием смеси диалкилпиридинов и аминов.

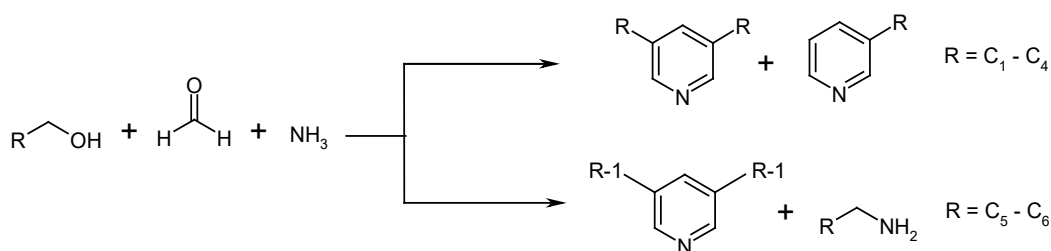


Рис. 1. Схем.1. Взаимодействие спиртов с формальдегидом и аммиаком

Показано, что конверсия спирта снижается с увеличением длины цепи с 78% (пропанол) до 5% (гептанол). Наиболее селективно алкилпиридины образуются при использовании пропилового, бутилового и пентилового спиртов. В первом случае получали 3,5-диметилпиридин с селективностью 90%, во втором - 3,5-диэтилпиридин с селективностью 85%, в третьем – 3,5-дипропилпиридин с селективностью 65%.

Цеолит H-Y-mmm и алюмосиликат ASM проявляют высокую активность в реакции этанола с формальдегидом и аммиаком: конверсия этанола при 300-400°C составляет 60-80%. Указанные катализаторы позволяют синтезировать пиколины с селективностью 46-63%. Суммарная селективность образования пиридинов 90%. На рис.1 изображена диаграмма влияния типа катализатора на конверсию этанола и селективность образования пиридинов.

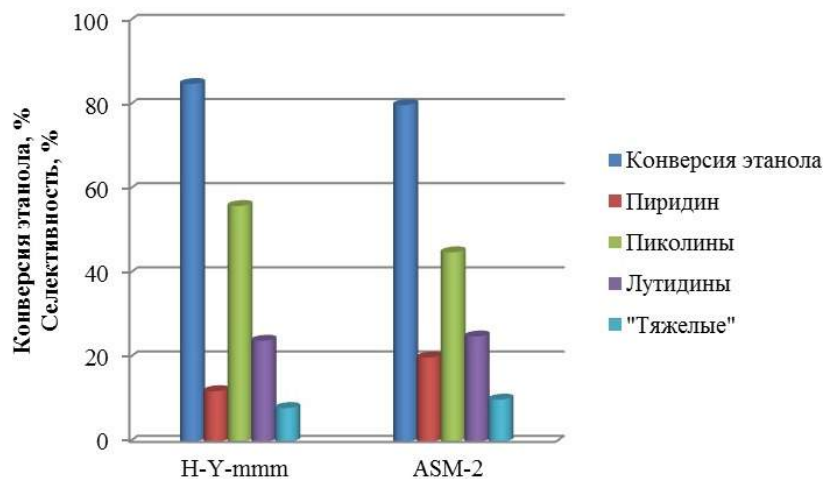


Рис.2. Взаимодействие этанола с формальдегидом и аммиаком (Мольное соотношение C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH:CH<sub>2</sub>O:NH<sub>3</sub> = 1.0:0.8:1.5, 400 °C, 7 ч<sup>-1</sup>)

Оба катализатора проявляют высокую активность в реакции, конверсия этанола 80-85%. Селективность по пиридину на алюмосиликате ASM вдвое выше, чем на цеолите H-Y-mmm. Селективность образования пиколинов на цеолите H-Y-mmm составляет 56%, на ASM – 45%. Селективность образования лутидинов и «тяжелых» соединений на обоих катализаторах – 24-25% и 8-10%, соответственно.

Определены условия селективного получения пиридина и пиколинов (в основном, 3-метилпиридина) на катализаторах H-Y-ммм и ASM. Найдено, что конверсия этанола возрастает при увеличении температуры до 400°C, уменьшении объемной скорости подачи сырья до 2 ч<sup>-1</sup>, а также снижении содержания формальдегида в сырье. Пиридин наиболее селективно образуется при 200°C, объемной скорости 7 ч<sup>-1</sup> и мольном соотношении

$C_2H_5OH/CH_2O/NH_3 = 1/1,1/1,5$ , пиколины — при 250-350 °С, 4-7 ч<sup>-1</sup> и соотношении реагентов 1/(0,5÷0,8)/1,5.

Цеолит H-Y-mmm и мезопористый алюмосиликат ASM оказались эффективными и в синтезе триалкилпиридинов (1а-1б) взаимодействием альдегидов C<sub>3</sub>-C<sub>5</sub> с аммиаком.

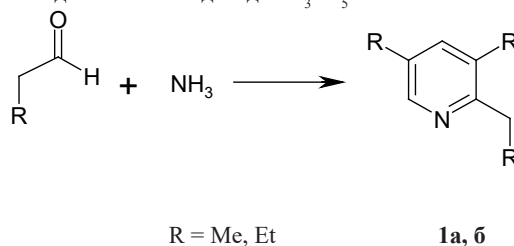


Рис. 3. Схема 2 Взаимодействие альдегидов с аммиаком

Установлена высокая активность исследованных катализаторов: конверсия альдегида составляет 80-100% при 150-300°С. В отличие от метода, описанного в литературе, синтез осуществляется при атмосферном давлении и без использования растворителя. При этом селективность 2,3,5-триалкилпиридина составляет 40-60%. Кроме того в реакции образуются алкил- и диалкиламины, а также диалкилпиридины с селективностью 16-30% и 10-30%, соответственно. Селективность образования 2,3,5-триалкилпиридинов возрастает с повышением температуры.

Выводы: Установлена высокая активность и селективность каталитических систем на основе микро/мезо/макропористых цеолитов (H-Y-mmm) и мезопористых алюмосиликатов (ASM) в синтезе алкилпиридинов взаимодействием: 1) алифатических спиртов, формальдегида и аммиака; 2) альдегидов с аммиаком. Разработаны эффективные способы получения 3-метилпиридина (S = 60%), 3,5-диметилпиридина (S = 90%), 3,5-диэтилпиридина (S = 85%); 3,5-дипропилпиридина (S = 65%) взаимодействием спиртов C<sub>2</sub>-C<sub>3</sub> с формальдегидом и аммиаком. Использование микро-мезо-макропористых цеолитов в качестве катализаторов реакции альдегидов с аммиаком позволило получать триалкилпиридины с селективностью до 60% при полной конверсии альдегида.

#### Литература

1. Krishna Mohan V.V., Narender N. // Synthesis of N-heterocyclic compounds over zeolite molecular sieve catalysts: an approach towards green chemistry. // Catal.Sci.Technol. – 2012. – 2, - p. 471-487.
2. Kulkarni S. J., Ramachandra Rao R., Subrahmanyam M. and Rama Rao A. V. Synthesis of pyridine and picolines from ethanol over modified ZSM-5 catalysts. //Appl. Catal., A. – 1994. – 113. -p 1-7.
3. Лозбин В.И., Мочальников С.В., Солодов Г.А. Получение целевых товарных продуктов путем глубокой переработки фракций каменноугольной смолы. // Известия ТПУ. -2007. - Т 311. - №2. - с 149-151.
4. N. Narender, K. S. K. Reddy, K. V. V. Krishna Mohan and S. J. Kulkarni. Synthesis of highly substituted pyridines over zeolite molecular sieves under high pressure // Catal. Lett. 2009. 130. 367.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК БИНАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ВИСМУТА И ОЛОВА НА ПРОЦЕСС КОНВЕРСИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

В.В. Хасанов, Д.С. Мигачёва

Научный руководитель д.т.н, профессор каф. ГРHM ИПР ТПУ В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтехимической промышленности ведется поиск по удешевлению добычи нефти и газа. Одним из направлений решения данной задачи является утилизация попутного нефтяного газа непосредственно на местах добычи углеводородов. Наиболее перспективным направлением в этой области является переработка попутных нефтяных газов в жидкие углеводороды на цеолитных катализаторах. Цеолиты находят широкое применение в промышленности в качестве катализаторов депарафинизации и десульфирования топлив, жидкого каталитического крекинга и многих других [1, 2]. В данном исследовании применяются катализаторы семейства MFI (Mobil Five).

Целью данной работы является изучение влияния добавок бинарных оксидов висмута и олова в молярном соотношении 1:5 различной концентрации на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В текущем исследовании применялись цеолиты типа MFI (Mobil Five), синтезированные на органических темплатах методом кристаллизации. В частности, применялись цеолиты H-ЦКЕ-СФ, полученные на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темплата). В качестве модификатора использовалась смесь бинарных оксидов висмута и олова в молярном соотношении 1:5. Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением P= 200 кгс/см<sup>3</sup>; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки d= 2 мм, и полученные гранулы катализатора взвешивались. После этого проводилась модификация катализатора бинарным соединением, в процессе чего

**СЕКЦИЯ 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ  
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ**

оксиды висмута и олова различной массы (0,5 %, 1 % и 2 % по массе) растворялись в соляной кислоте, затем катализатор подвергался обработке данным раствором в течение 1-1,5 ч., высушивался в муфельной печи при 110 °С и 450 °С в течение 2 и 4 часов соответственно. Эксперимент проводился на вертикальном проточном реакторе  $V_{\text{вн}} = 30 \text{ см}^3$  с неподвижной фазой катализатора. Объем использовавшегося катализатора  $V_{\text{кат}} = 6 \text{ см}^3$ . Температурный диапазон реакции составлял 525 – 600 °С с шагом в 25 °С, объемная скорость подачи сырья  $W = 240 \text{ ч}^{-1}$ , давление внутри реактора  $P = 1 \text{ АТМ}$ . Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,3 %, этан – 2,9 %, пропан – 81,1 %, бутан – 12,3 %. Проводилось 4 серии опытов для каждого образца: 1 для чистого и 3 для разной степени модификации катализатора – 0,5, 1 и 2 %. Каждая серия опытов разбивалась на 4 диапазона температур с 525 до 600 °С с шагом в 25 °С. Реакция для каждой температуры длилась 2 часа, после чего производился отбор пробы. Продукты реакции делились на газы и жидкости после охлаждения на водяном холодильнике.

Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на медной насадочной колонке ( $l = 3 \text{ м}$ ,  $d = 3 \text{ мм}$ ), наполненной 8%  $\text{NaOH}/\text{Al}_2\text{O}_3$ , на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100 м \* 0,25 мм \* 0,5 мкм), определение веществ проводилось на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий.

Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

**Таблица**

**Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества модификатора Bi:Sn (1:5),  $W = 240 \text{ ч}^{-1}$**

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			0,5 % Bi:Sn (1:5)			1 % Bi:Sn (1:5)			2 % Bi:Sn (1:5)		
Добавка	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
∑ Конверсия, %	82,3	86,2	88,8	84,5	84,9	82,7	80,4	78,7	71,0	80,2	77,5	73,4
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	36,0	37,3	37,0	28,8	25,1	20,9	21,9	18,1	11,8	21,2	16,6	12,3
Этан	16,6	14,9	13,1	12,9	9,9	7,2	10,1	7,4	4,3	9,8	7,0	4,7
Этилен	5,5	7,7	10,3	5,7	8,3	11,7	5,9	8,5	11,1	5,9	8,7	10,9
Пропан	22,3	17,6	14,5	28,2	28,6	31,7	34,2	37,1	49,4	35,2	39,7	45,1
Пропилен	5,0	6,1	7,2	5,2	6,8	8,6	5,5	7,0	9,6	5,4	7,1	9,2
Изобутан	0,6	0,4	0,2	0,7	0,6	0,5	0,9	0,8	1,3	0,8	0,8	1,0
Бутан	0,7	0,5	0,3	1,0	0,9	1,1	1,3	1,5	3,3	1,3	1,7	2,8
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	12,5	9,4	15,2	11,2	10,5	10,7	9,2	9,5	8,4	10,1	9,7	8,6
Толуол	36,2	34,2	40,7	37,0	37,9	36,7	35,7	36,9	35,1	37,4	37,5	35,6
Этилбензол	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,4	2,4	2,5
m-Ксилол	11,8	11,8	11,5	12,9	12,9	12,2	13,4	13,0	12,9	13,6	13,2	13,3
p-Ксилол	5,2	5,3	5,3	5,7	5,9	5,5	6,1	6,1	6,2	6,1	6,1	6,3
o-Ксилол	5,4	5,5	5,4	6,0	6,1	5,9	6,1	6,0	6,1	6,3	6,2	6,5
Псевдокумол	1,3	1,3	1,1	1,4	1,4	1,3	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5
Нафталин	7,5	7,1	6,6	7,0	6,9	6,1	7,6	7,4	7,0	6,9	6,4	5,8
β-метилнафталин	4,9	5,6	3,8	5,1	4,8	5,3	6,0	5,2	4,7	5,2	4,8	4,9
α-метилнафталин	2,0	2,1	1,4	2,1	1,9	2,1	2,3	1,9	1,7	1,9	1,8	1,7
m газовой фазы, мас. %	54,0	51,7	49,6	54,9	53,5	54,5	57,3	57,3	58,7	56,3	56,8	59,0
m жидкой фазы, мас. %	46,0	48,3	50,4	45,1	46,5	45,5	42,7	42,7	41,3	43,7	43,2	41,0
m фракции бензол-толуол-ксилолы, мас. %	34,4	33,7	41,1	34,6	35,9	34,0	31,8	32,2	30,0	33,9	33,1	30,5

Из приведенных выше результатов анализа можно увидеть, что степень конверсии чистого цеолита в общем выше модифицированных образцов. Такое поведение модифицированных катализаторов можно объяснить снижением их активности в результате образования на поверхности катализатора оксидных структур висмута и олова, которые затрудняют доступ реагентов к кислотным центрам внутри полостей катализатора. С

увеличением температуры степень конверсии попутного нефтяного газа повышается для чистого катализатора, а для модифицированных образцов наблюдается ее снижение в диапазоне температур 525-600 °С, что происходит вследствие активации процессов коксообразования с ростом температуры. Образующийся кокс затрудняет доступ к немногочисленным каналам и порам катализатора, которых тем меньше, чем выше степень его модификации.

В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается общее снижение содержания алканов (кроме пропана) и увеличение содержания алкенов для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга. Для модифицированных образцов содержание пропана в продуктах увеличивается с ростом температуры в результате уменьшения количества активных кислотных центров. Выход предельных углеводородов понижается с увеличением степени модификации, а выход олефинов повышается по сравнению с чистым Н-ЦКЕ-СФ. Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, что объясняется реакциями дегидрирования и крекинга алканов при повышении температуры, причем для модифицированных катализаторов выход олефинов больше по сравнению с чистым образцом и увеличивается с ростом степени модификации. В результате у чистого образца наблюдается более высокая селективность по метану и этану, на модифицированных образцах селективность выше по алкенам и пропану.

В жидких продуктах в диапазоне температур 525 – 600 °С наблюдается увеличение содержания бензола и толуола для чистого катализатора, для модифицированных образцов, напротив, выход бензола и толуола уменьшается при увеличении степени модификации и росте температуры. У модифицированных катализаторов выход нафталина и его гомологов с ростом температуры падает и ниже по сравнению с чистым образцом. В результате анализа полученных данных можно заключить, что модифицированные образцы обладают большей селективностью по ксилолам, но ниже по бензолу, толуолу и нафталинам по сравнению с чистым катализатором. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для чистого образца, у модифицированных цеолитов рост идет с 525 до 550 у всех, кроме 0,5 % модификатора, затем, с 550 до 600 °С, происходит снижение выхода жидкости. У образца с 0,5 % модификатора выход становится максимальным при 575 °С (46,5 мас. %), затем наблюдается снижение выхода жидкости. При этом выход жидкости у чистого цеолита выше, чем у модифицированных. Выход фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция) также подчиняется той же последовательности, что и выход всей жидкости, и становится максимальным (41,1 мас. %) для чистого образца. У модифицированных образцов выход БТК-фракции максимален для 0,5 % образца (35,9 мас. %). Увеличение содержания бинарных оксидов более 0,5 % не дает увеличения выхода жидкой фазы и БТК- фракции, поэтому имеет смысл исследование образцов с содержанием модификатора ниже 0,5 % по массе.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением бинарных соединений Bi:Sn (1:5) показало, что модифицированные образцы обладают меньшей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что может позволить увеличить срок работы катализатора до регенерации. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе и в качестве сырья для нефтехимии. Применение модифицированных катализаторов не привело к увеличению выхода жидких продуктов, но заметно увеличился выход алкенов (до 4 % по массе). В процессе исследования было выявлено, что образец с 0,5 % Bi:Sn (1:5) обладает лучшими свойствами по сравнению с остальными модифицированными образцами, т.к. происходит максимальное увеличение выхода жидкой фазы и, особенно БТК-фракции при температуре 575 °С. В результате можно сказать, что дальнейшее исследование данных модифицированных катализаторов наиболее целесообразно с использованием добавок оксидов висмута и олова менее 0,5 % по массе.

#### Литература

1. Degnan T. F., Jr. Applications of zeolites in petroleum refining // Topics in Catalysis. – 2000. – No. 13. – pp. 349–356.
2. Wietkamp J. Catalysis and zeolites: fundamentals and applications / J. Wietkamp, L. Puppe (eds.) // Springer Science & Business Media. – 2013. – pp. 437-528.
3. Ерофеев В.И. Комплексная переработка легкого углеводородного сырья в арены и высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах / В.И. Ерофеев, И.С. Хомяков, Г.С. Боженкова, Е.В. Ерофеева, В.И. Снегирев // Газовая промышленность. – 2013. – № 12 (699). – С. 90-93.
4. Хасанов В.В. Конверсия легких углеводородов C2-C4 попутных нефтяных газов в арены на цеолитсодержащих катализаторах / Хасанов В.В., Колобова Е.Н.// Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 2013 г. С. 90-92.

ПОЛУЧЕНИЕ СЛОЖНЫХ ОКСИДОВ ОЛОВА И ВАНАДИЯ ДЛЯ МОДИФИЦИРОВАНИЯ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ КОНВЕРСИИ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

П.С.Щербаков<sup>1</sup>, Л.А.Егорова<sup>1</sup>, В.И.Ерофеев<sup>2</sup>, Е.Ю.Матвеева<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет,

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

<sup>3</sup>ООО Центр Сервисных Технологий,

г.Томск, Россия

Переработка попутного газа является актуальной задачей полной, комплексной переработки углеводородного сырья, позволяющей организовать энерго- и ресурсосберегающие технологии. В настоящее время в нашей стране и за рубежом активно ведется поиск катализаторов переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды [1]. В качестве перспективных материалов выступают используемые в технологии переработки нефти цеолиты. Совокупность физико-химических свойств, пористая структура цеолитов обуславливает их применение как недорогих и доступных катализаторов [1]. Для повышения активности цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов вводят добавки сложных оксидов металлов с разной степенью окисления катиона. Эффективность вводимой добавки зависит не столько от количества, сколько от элементного состава, структуры и дисперсности, определяемых условиями её получения [2, 3].

В данной работе рассматривается получение сложных оксидов в системе олово-ванадий-кислород, используемых в качестве активных добавок к цеолитам ZSM-5. Использование в качестве исходного реагента соединений олова(II) и оксида ванадия(IV) дает возможность задавать количественное соотношение в получаемых образцах катионов с разными степенями окисления. Протекание окислительно-восстановительной реакции приводит к появлению ионов Sn<sup>2+</sup>, Sn<sup>4+</sup>, V<sup>3+</sup>. Наличие таких катионов способствует появлению в получаемых материалах особенных электрофизических, каталитических, сорбционных и других поверхностных свойств. Для равномерного распределения компонентов в оксидной структуре был использован метод совместного соосаждения гидрооксидов. Осаждение гидрооксидов проводили из солянокислых растворов соответствующих солей 25%-м раствором аммиака. Полученную смесь гидрооксидов высушивали в сушильном шкафу при 60°C в течение 3 часов. Полученный ксерогель подвергли анализу. Термический анализ проводили на синхронном термоанализаторе STA 449 C Jupiter, совмещенном с масс-спектрометром QMS 403 C. Рентгенофазовый анализ

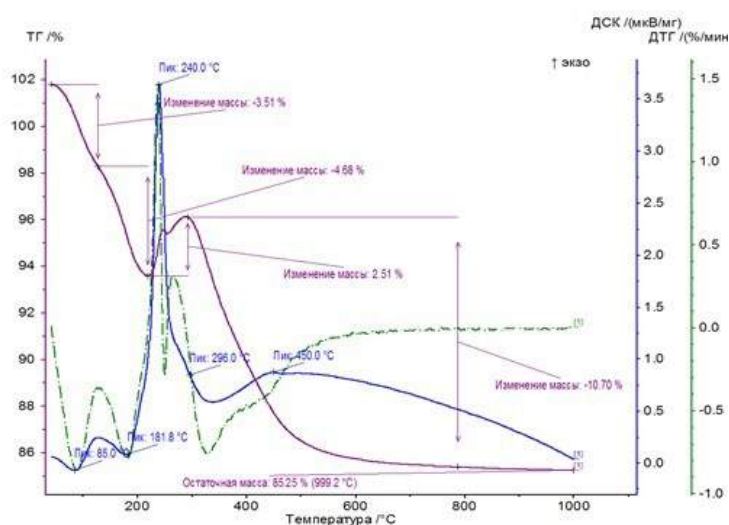
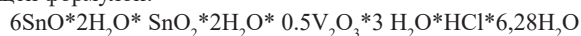


Рис. 1. Термограмма исходного высушенного ксерогеля

На термоаналитических кривых наблюдается 6 процессов, соответствующих разложению соосажденных оксидов олова и ванадия, а также окислению олова(II). Анализ состава газообразных продуктов термической деструкции показал, что в интервале температур 25 - 380 °C разложение протекает с выделением воды. При повышении температуры до 400 °C в составе отходящих газов появляется соляная кислота. На основании полученных данных проведен расчет и определен состав исходного ксерогеля, который можно представить общей формулой:



Для определения состава продуктов деструкции ксерогеля была проведена термическая обработка на воздухе. Температуру обработки выбрали по ДСК-кривой (рис.1), когда удаляется кристаллизационная вода, но окисление двухвалентного олова еще не начинается – это температура 180°C.

Результаты рентгенофазового анализа, (рисунок 2) показывают, что основную фазу образца представляет оксид олова(II) с параметрами решетки: a=b=3,799704 Å, c=4,836319 Å; α=β=γ=90 °C.

продуктов термической обработки выполняли на дифрактометре RigakuMiniflex 600 с Cu<sub>Kα</sub> – излучением, анализ проведен с использованием базы данных PCPDFWIN. Рентгеноспектральный микроанализ проводили на приборе HITACHI TM 3000.

Для оценки состава, структуры и термической стабильности ксерогеля, условий формирования оксидов был проведен термический анализ в атмосфере воздуха со скоростью нагрева 10град./мин.. Термограмма исходного высушенного ксерогеля представлена на рисунке 1.

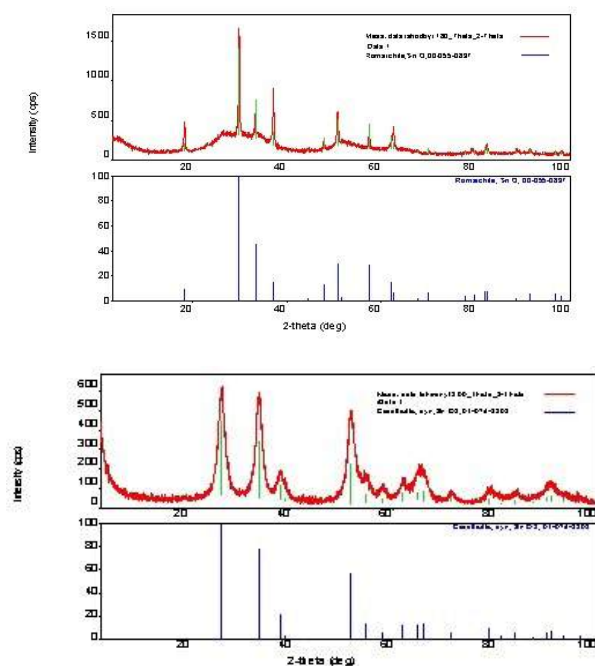


Рис. 2. Дифрактограмма образца, высушенного при 180°C

При термической обработке выше 180 °С. начинают превалировать процессы окисления, сопровождающиеся увеличением массы и ярко выраженным экзоэффектом (рис1). Протекание процессов окисления подтверждают результаты рентгенофазового анализа образцов выдержанных при температуре 300 °С. (рис3). При этой температуре формируются касситеритная форма оксида олова(IV). Параметры решетки  $a=v=4,730706 \text{ \AA}^0$ ,  $c=3,173357 \text{ \AA}^0$ ,  $\alpha=\beta=\gamma=90^\circ\text{C}$ .

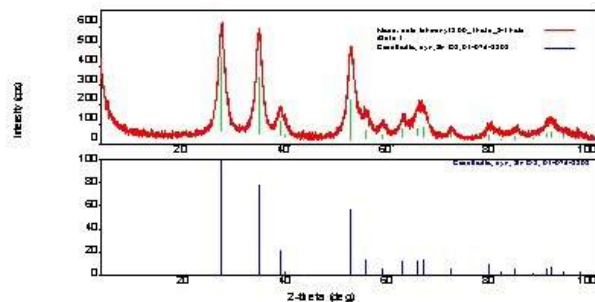


Рис. 3. Дифрактограмма образца, высушенного при 300°C

В процессе высокотемпературной обработки происходит уплотнение образца, изменение фазового состава, формы частиц.(рисунок 4).

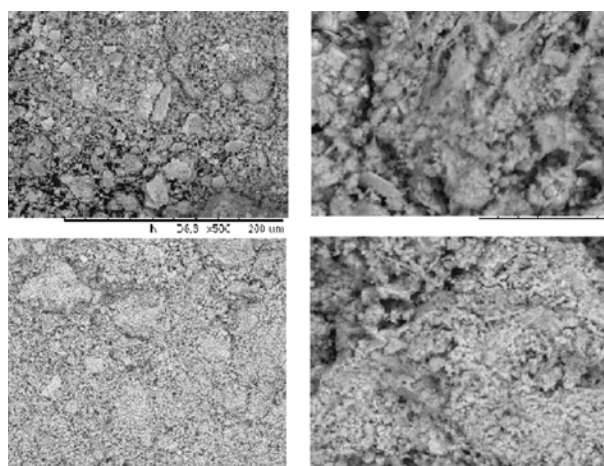


Рис. 4. Микрофотографии образцов: верхние (высушенные при 180° С), нижние (-300 °С)

Анализ полученных результатов показал, что высушенный ксерогель может быть использован в качестве исходного вещества для обработки цеолитсодержащего катализатора, с целью введения в его состав катионов с разной степенью окисления. При этом следует учитывать, что термическую обработку или активацию модифицированного катализатора в окислительной атмосфере следует вести при температурах не выше 180 °С.

Катализаторы, модифицированные ксерогелем соосажденных гидроксидов олова и ванадия, прошли испытания на каталитической установке.

#### Литература

1. Пармон В.Н. Носков А.С. Каталитические методы подготовки и переработки попутных нефтяных газов // Российский химический журнал - М., 2010. – Т.54, - №5, -С.40-45.
2. Ерофеев В.И., Хомяков И.С, Егорова Л.А. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на модифицированных цеолитах ZSM\_5 // Теоретические основы химической технологии – М., 2014. – Т.48, - № 1, -С.1-7.

**СЕКЦИЯ 14**  
**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ**  
**ПОДСЕКЦИЯ 2. ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**Н.С. Белинская, Е.В. Францина**

*Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

По существующим технологиям на стадии приготовления моторных топлив (бензинов, дизельных топлив) не учитывается химическое взаимодействие между отдельными компонентами смеси (углеводородными потоками, антидетонационными присадками, оксигенатами и др.) приводит к расхождению важных показателей (октановых чисел, температуры застывания и др.) расчетных и экспериментально определенных на установках. Принципиальным следствием этого является:

- а) ухудшение качества продукции – товарных бензинов, дизельных топлив;
- б) снижение экономических показателей за счет перерасхода дорогостоящих компонентов, используемых в приготовлении.

При больших объемах производства товарной продукции экономические показатели могут достигать значительной величины. В случае, если продукт в резервуаре не соответствует требованиям, делается корректировка рецептуры. Данная операция требует много времени и не позволяет проводить коррекцию смеси во время процесса смешения, так как качественные параметры конечного продукта можно получить только после подачи в резервуар всех компонентов и их надлежащего смешивания.

Новая технология поточного смешения предполагает предварительный расчет расходов компонентов смеси. Операция смешения проводится в соответствии с заранее определенными расходами и физико-химическими свойствами продуктов процессов глубокой переработки нефти. Расход и свойства потоков зависят от углеводородного состава перерабатываемого сырья и активности катализатора.

Экспериментальные и теоретические исследования механизмов, режимов, условий и макроскопических закономерностей каталитических процессов производства моторных топлив (рифформинг бензинов, изомеризация пентан-гексановой фракции углеводородов, сернокислотное алкилирование изобутана олефинами, гидроочистка, депарафинизация и каталитический крекинг тяжелого нефтяного сырья) обеспечили возможность решения многофакторной задачи интенсификации технологии производства моторных топлив с использованием метода математического моделирования.

Построение моделей процессов производства компонентов моторных топлив выполнено на физико-химической основе, т.е. с учетом термодинамики и кинетики превращений углеводородов на поверхности катализатора, а также нестационарности протекания процессов ввиду закоксовывания, старения и отравления катализатора вредными примесями, изменения химического состава перерабатываемого сырья. Для проведения полного качественного и количественного анализа эффективности процесса смешения необходимо видеть взаимосвязь между производствами и режимами работы установок, их влияние на производительность процесса приготовления. В таком случае рекомендации по изменению рецептур с целью повышения эффективности стадии смешения будут корректны и полностью обоснованы.

Производство компонентов моторных топлив используют катализаторы на основе драгоценных металлов (Pt, Pd и др.). Перегрузка нового катализатора – несколько десятков и сотен млн. долларов. Причем зависимость от импорта катализаторов в нефтепереработке более 70%. Продление срока службы на установках большой единичной мощности позволило значительно снизить себестоимость бензинов и дизельных топлив. В рамках данного направления создана новая технология производства моторных топлив, которая внедрена на ряде нефтеперерабатывающих заводов и не имеет отечественных аналогов, а также являются примером импортозамещения в области программного обеспечения для крупных промышленных объектов.

Новая технология производства бензинов позволяет снизить себестоимость при сохранении качества бензинов АИ-95, АИ-98 по стандарту ЕВРО-5, что позволяет достичь экономической эффективности.

Определение оптимальных технологических режимов в зависимости от марки выпускаемого дизельного топлива: зимнее, летнее, арктическое на основе учета химического взаимодействия между углеводородами увеличивает. Выход бензиновой фракции на 1 355 794 тн/год,  $\Delta$  выход бензина = 55 575 тн/год. Выход дизельной фракции 375 593 тн/год,  $\Delta$  выход ДТ = 102 119 тн/год.

Установка каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти является крупнотоннажным объектом нефтеперерабатывающей отрасли (мощность установки составляет 2 млн. тонн сырья в год) и позволяет производить весь существующий спектр марок дизельного топлива, а именно летнее, зимнее и арктическое дизельное топливо по стандарту Евро-5.

Ввиду различного состава сырой нефти, поступающей на завод, различного соотношения сырьевых потоков (прямогонных дизельных фракций и атмосферного газойля), углеводородный состав перерабатываемого сырья на установке каталитической депарафинизации постоянно меняется.

По существующей технологии (традиционная технология) процесс проводится при практически постоянной температуре не зависимо от режима производства дизельного топлива (летнего, зимнего, арктического). При этом наблюдается низкий выход дизельных топлив с большим запасом по низкотемпературным свойствам – температуре помутнения, температуре застывания.

По новой технологии для получения максимального выхода дизельного топлива с требуемыми низкотемпературными свойствами необходимо поддерживать оптимальную температуру процесса в зависимости от состава, расхода и режима производства дизельного топлива (летнего, зимнего, арктического).

Для расчета оптимальной температуры процесса в зависимости от состава и расхода сырья применяется компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации, основанная на математической модели данного процесса, построенной на основе физико-химических закономерностей процесса.

Таблица 1

Производство дизельных топлив по традиционной и новой технологии

Марка ДТ	Традиционная технология				Новая технология			
	ДТ				ДТ			
	$T_{пр}$ , °C	$T_{пом}$ , °C	$T_з$ , °C	Выход, %	$T_{пр}$ , °C	$T_{пом}$ , °C	$T_з$ , °C	Выход, %
Летнее	335	-14	-24	62	310-315	-9	-18	65
Зимнее	350	-26	-35	55	345-350	-26	-35	59
Арктическое	370	-	-55	52	360-370	-	-55	55

$T_{пр}$  – температура процесса,  $T_{пом}$  – температура помутнения ДТ,  $T_з$  – температура застывания ДТ.

Изменение температуры процесса, рассчитываемой на математической модели в зависимости от состава и расхода сырья, при переходе производство от одной марки дизельного топлива к другой позволяет получать более высокий выход дизельного топлива (таблица 1, рис. 1).

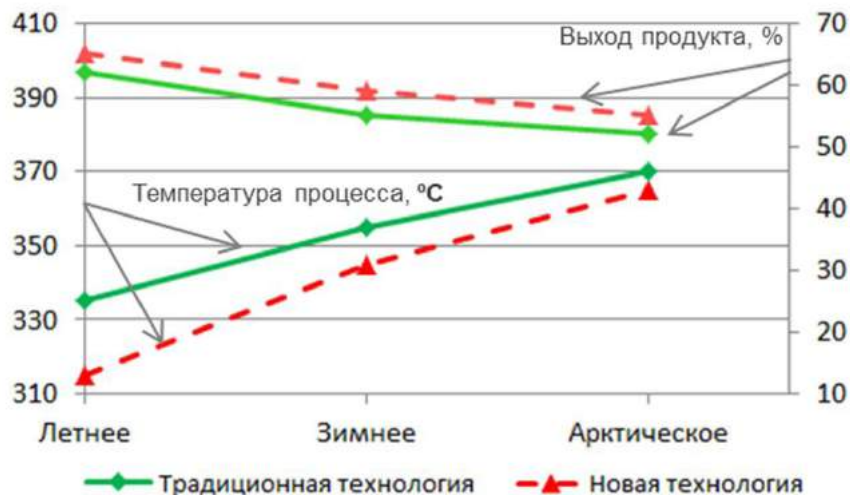


Рис. 1. Выход дизельного топлива в зависимости от температуры и режима производства дизельного топлива (летнего, зимнее, арктическое)

В годовом исчислении выход дизельных топлив по традиционной технологии составляет 1 598 688 м<sup>3</sup>/год, выход дизельных топлив по новой технологии составляет 1 624 896 м<sup>3</sup>/год. Прирост выхода дизельного топлива за счет применения новой технологии оставляет 26 208 м<sup>3</sup>/год, что эквивалентно повышению выручки предприятия на 970 млн. рублей в год (при цене 1 л ДТ равной 37 рублей).

Таким образом, внедрение компьютерной моделирующей системы производства дизельных топлив позволяет значительно повысить ресурсоэффективность установки каталитической депарафинизации за счет получения большего выхода дизельных топлив на сырье по сравнению с традиционной технологией, что выражается значительным положительным экономическим эффектом.

#### Литература

1. Чузлов В.А., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Храпов Д.В., Короткова Н.В., Есипенко Р.В. Прогнозирование влияния состава перерабатываемого сырья и технологических режимов на эффективность работы промышленной установки изомеризации с использованием математической модели // Нефтепереработка и нефтехимия. - 2016 - №. 2. - С. 15-21.
2. Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Нурмаканова А.Е., Бойченко С.С., Храпов Д.В., Короткова Н.В., Есипенко



- Р.В. Использование математической модели процесса алкилирования изобутана олефинами для мониторинга работы промышленной установки и тренинга технологического персонала в ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ» // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. - 2016 - №. 2. - С. 33-43.
- Иванчина Э. Д., Белинская Н. С., Францина Е. В., Попова Н. В., Кошутин С. Н. Математическое моделирование и оптимизация процесса каталитической депарафинизации дизельных фракций и атмосферного газойля // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – №. 6. – С. 37 – 46.
  - Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Силко Г.Ю., Францина Е.В. Оптимизация технологического режима установки гидродепарафинизации дизельных топлив методом математического моделирования // Известия вузов. Химия и химическая технология. – 2014 – Т. 57 – №. 11. – с. 90-92.
  - Белинская Н.С., Францина Е.В. Кинетическая модель процесса производства дизельных топлив // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2013. – №2 (6). – с. 145-149.

## УВЕЛИЧЕНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ ЗИМНИХ И АРКТИЧЕСКИХ МАРОК В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ

Д.А. Афанасьева, Н.В. Попова

Научные руководители: мл. науч. сотрудник каф. ХТТ и ХК, к.т.н. Е.В. Францина, ассистент каф. ХТТ и ХК, к.т.н. Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтеперерабатывающими заводами России производится в основном летнее дизельное топливо, однако потребность в зимнем и арктическом дизельном топливе с требуемыми низкотемпературными свойствами при этом постоянно растет. Такая особенность потребления обусловлена тем, что большая часть территорий России находится в зоне суровых климатических условий [2].

Понижение температуры окружающей среды приводит к выпадению высокомолекулярных парафиновых углеводородов нормального строения, входящих в состав дизельного, в виде кристаллов различной формы. Протекание этого процесса приводит к забивке топливной аппаратуры кристаллами парафинов.

Следовательно, наибольшее влияние на низкотемпературные свойства дизельного топлива оказывают n-парафины, характеризующиеся высокой температурой плавления. Изоалканы имеют более низкие температуры помутнения и предельные температуры фильтруемости, следовательно, и являются необходимыми компонентами при получении низкозастывающих топлив [1, 3]. Таким образом, основной задачей производства дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами является определение оптимального состава сырья, обеспечивающего высокий выход продукта при сохранении требуемого качества.

Исследование направлено на изучение влияния дополнительного вовлечения углеводородов среднестиллятной фракции ( $C_{14}-C_{20}$ ) на выработку дизельного топлива зимнего и арктического марок с помощью математической модели процесса каталитической депарафинизации дизельного топлива, разработанной на кафедре химической технологии и химической кибернетики Томского политехнического университета.

Оценка влияния состава перерабатываемого сырья, полученного путем смешения сырья депарафинизации и дополнительной фракции углеводородов ( $C_{14}-C_{20}$ ) установки выделения парафинов Парекс на выработку получаемого дизельного топлива требуемого качества проводилось при следующих постоянных технологических параметрах:

Таблица 1

Температура входа в реактор P-3, °C	352
Давление на входе в реактор P-3, МПа	7,1
Расход водородсодержащего газа в реактор P-3, м <sup>3</sup> /ч	30607
Предельная температуры фильтруемости для дизельных топлив зимних марок, °C	-26
Предельная температуры фильтруемости для дизельных топлив арктических марок, °C	-44

Исследования на математической модели показали, что сырьевую базу установки каталитической депарафинизации для производства дизельных топлив зимних и арктических марок можно расширить за счет дополнительного вовлечения углеводородов среднестиллятной фракции ( $C_{14}-C_{20}$ ) с установки выделения парафинов Парекс, что позволяет увеличить содержание n-парафинов ( $C_{14}-C_{20}$ ) в сырье установки с 19,90 % до 28,61 % (таблица 1).

При этом в зависимости от расхода дополнительно вовлекаемой фракции углеводородов ( $C_{14}-C_{20}$ ) от 70 до 90 м<sup>3</sup>/час в сырье депарафинизации увеличивается выработка дизельной фракции на 25-32 % (60-77 м<sup>3</sup>/ч) для получения зимнего топлива (рис. 1) и на 52-68 м<sup>3</sup>/ч – для получения арктического топлива заданного качества (рис. 2).

Таблица 2

Составы сырья без и с вовлечением дополнительной среднестиллятной фракции

Компонент	Состав сырья установки каталитической депарафинизации		Углеводородный состав, полученный в результате смешения сырья депарафинизации с парафинами установки Парекс
	Содержание, % мас.		
Н-парафины C <sub>4</sub> -C <sub>9</sub>	1,15		1,13
Н-парафины C <sub>10</sub> -C <sub>27</sub>	19,90		28,61
И-парафины	18,31		13,86
Нафтены	38,20		29,45
Олефины	2,50		1,89
Моноароматические углеводороды	18,82		14,44
Полиароматические углеводороды	1,12		0,9

Результаты расчета представлены на рисунке.

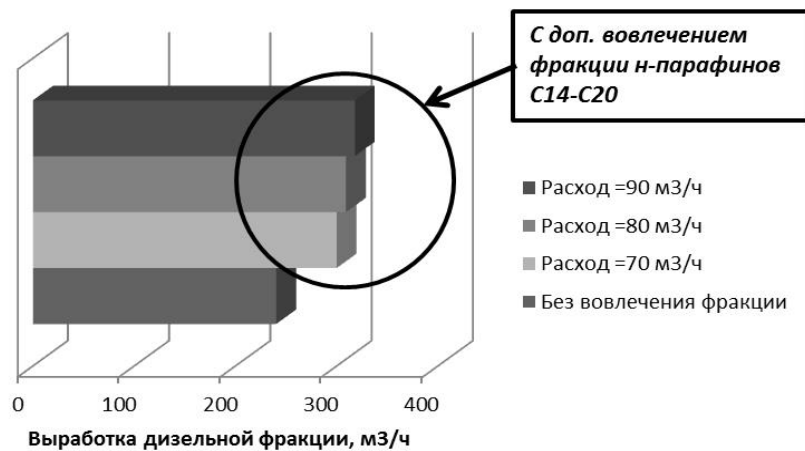


Рис. 1. Выработка зимнего дизельного топлива в зависимости от расхода дополнительно вовлекаемой фракции углеводородов (C<sub>14</sub>-C<sub>20</sub>)

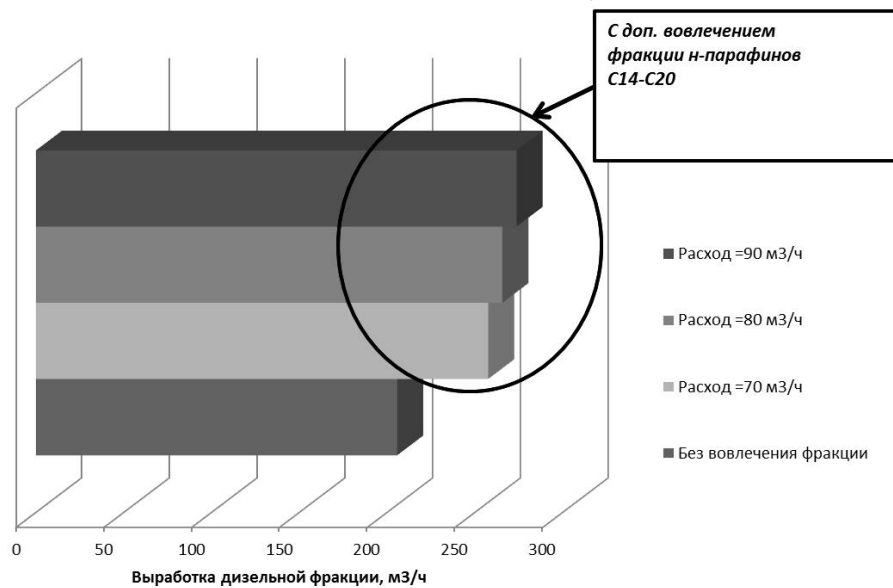


Рис. 2. Выработка арктического дизельного топлива в зависимости от расхода дополнительно вовлекаемой фракции углеводородов (C<sub>14</sub>-C<sub>20</sub>)

Проведенные на математической модели процесса каталитической депарафинизации расчеты показали, что сырьевую базу установки можно расширить путем дополнительного вовлечения фракции n-парафинов (C<sub>14</sub>-C<sub>20</sub>), выделяемой с установки извлечения парафинов. Это позволяет, с одной стороны, увеличить полноту использования потенциала углеводородного сырья на предприятиях, а с другой – увеличить выработку дизельных топлив зимних и арктических марок на установке каталитической депарафинизации.

#### Литература

1. Белинская Н.С., Силко Г.Ю., Францина Е.В., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д. Разработка формализованной схемы превращений углеводородов и кинетической модели процесса гидродепарафинизации дизельных топлив // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 3. – С. 129 – 133.
2. Бурюкин Ф. А., Косицына С. С., Савич С. А. Улучшение качества низкозастывающих дизельных топлив в процессе каталитической гидродепарафинизации // Известия Томского политехнического ун-та. Химия и химические технологии. – 2014. – № 3. – С. 14 – 22.
3. Фалеев С.А., Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Францина Е.В., Силко Г.Ю. Оптимизация углеводородного состава сырья на установках риформинга и гидродепарафинизации методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013. – № 10. – С. 14 – 18.

### ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПО ФРАКЦИЯМ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

**К.А. Баклашкина, Н.Л. Мейран, К.Б. Кривцова**

*Научный руководитель к.т.н., доцент, Н.И. Кривцова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В современных условиях происходит постоянное снижение качества нефтяного сырья, поступающего на переработку и повышение требований к качеству выпускаемых нефтепродуктов. В настоящее время большая часть мировых запасов нефти является сернистой или высокосернистой. Основной проблемой при переработке и использовании топлив является наличие серы, главным образом в виде органических сернистых соединений [1]. Сера является наиболее распространенным гетероэлементом в нефтях и нефтепродуктах. Содержание ее в нефти колеблется от сотых долей процента до 14% (почти все соединения нефти являются серосодержащими). В дизельном топливе присутствуют такие сернистые соединения, как меркаптаны, тиоэфиры, тиофены, бензотиофены и дибензотиофены [2]. Сернистые соединения в нефтепродуктах, как правило, являются вредной примесью. Они токсичны, имеют неприятный запах, способствуют отложению смол, в соединениях с водой вызывают интенсивную коррозию металла. Особенно в этом отношении опасны меркаптаны. Они обладают высокой коррозионной способностью, разрушают цветные металлы и железо. Поэтому их присутствие в товарной нефти не допустимо [4]. Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод о том, как важно отслеживать распределение содержания сернистых соединений во фракциях дизельного топлива.

Целью данной работы стало исследование распределения сернистых соединений во фракциях дизельного топлива. В качестве объектов исследования были выбраны три образца дизельного топлива с содержанием серы общей 0,0193; 0,1610 и 0,4480 % масс. Фракционная разгонка испытуемых образцов проводилась на аппарате АРНС при условиях, соответствующих ГОСТ 2177 (объем пробы - 100 см<sup>3</sup>, температура бани - 0°С, скорость перегонки постоянная, давление атмосферное). Для определения содержания серы общей в исходном дизельном топливе и полученных узких фракциях использовали рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный анализатор серы SPECTROSCAN SL. Плотность образцов определяли с помощью ареометров.

**Таблица 1**

*Результаты проведенных испытаний*

	Образец 1			Образец 2			Образец 3		
	T, °C	S, %масс.	ρ, г/см <sup>3</sup>	T, °C	S, %масс.	ρ, г/см <sup>3</sup>	T, °C	S, %масс.	ρ, г/см <sup>3</sup>
Исх.		0,0193	0,8359		0,1610	0,8267		0,4480	0,8253
Н.к.	161			137			147		
10%	196	0,0002	0,7839	178	0,0017	0,7460	181	0,0004	0,6904
50%	216	0,0007	0,8020	242	0,0069	0,8087	247	0,0014	0,7124
70%	265	0,0039	0,8143	272	0,0161	0,8370	293	0,0542	0,7934
90%	336	0,0097	0,8430	307	0,0268	0,8527	327	0,2037	0,8581
95%	359	0,0026	0,8624	321	0,0370	0,8614	360	0,1054	0,8771

Из таблицы 1 видно, что сернистые соединения распределены по узким фракциям дизельного топлива неравномерно, их содержание с повышением температуры кипения растет, основная часть сернистых соединений выходит в узкой фракции 320-340°С.

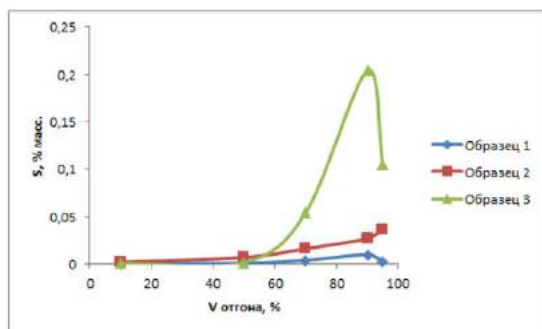


Рис.1. Зависимость содержания серы общей от объема отгоняемых фракций дизельного топлива

Для исследуемых образцов дизельного топлива наблюдается положительная корреляция объема отгона с массовым содержанием серы общей (рис.1). Аналогичная закономерность наблюдается и для зависимости плотности от объема отгона (рис.2). Это связано с тем, что в более тяжелых фракциях дизельного топлива содержится больше гетероатомных соединений, что согласуется с литературными данными [3].

Видно, что сернистые соединения распределены по дизельной фракции неравномерно, их содержание увеличивается с увеличением температуры кипения. Важно отметить, что в отличие от других гетероатомов, содержащихся в основном в смолисто-асфальтовой части нефтей, сера присутствует в значительных количествах в дистиллятных фракциях.

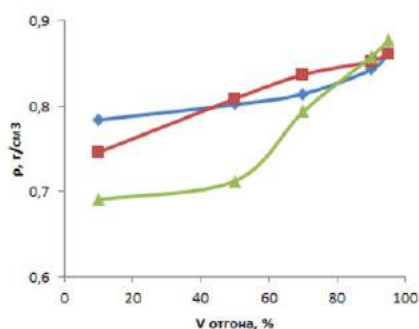


Рис.2. Зависимость плотности от объема отгоняемых фракций дизельного топлива

#### Литература

1. Богомолов А.И., Гайле А.А., Громова В.В. Химия нефти и газа. – Л.: Химия, 1989. – 424 с.
2. Большаков Г.Ф. Сераорганические соединения нефти. – Н-ск: Наука, 1986. – 247 с.
3. Камьянов В.Ф., Аксенов В.С., Титов В.И. Гетероатомные компоненты нефтей. – Н-ск: Наука, 1983. – 238 с.
4. Ксензенко В.И., Общая химическая технология и основы промышленной экологии: учебник для химико-технологических специальностей — М.: Химия, 2009. – 328 с.

### РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Богданов И.А., Алтынов А.А., Киргина М.В.

Научный руководитель ассистент кафедры ХТТХК ИПР ТПУ М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка программных комплексов позволяющих контролировать и планировать качество получаемых продуктов в области нефтепереработки является крайне актуальным научным направлением. Это обусловлено влиянием нескольких ключевых факторов. Одним из таких факторов является импортозамещение, так как большинство программных продуктов в области нефтепереработки являются разработками Британских и Американских ученых.

В случаи же производства дизельных топлив такими факторами являются ежегодное увеличение объемов производства данного продукта, а так же вовлечение в производство новых компонентов получаемых, как правило, за счет углубления процессов переработки нефти.

Для вовлечения новых компонентов производителям необходимо корректировать рецептуры производства дизельных топлив, таким образом, чтобы полученные топлива удовлетворяли всем экологическим и эксплуатационным требованиям.

Наиболее значимыми характеристиками дизельных топлив являются низкотемпературные свойства (температура помутнения, предельная температура фильтруемости, температура застывания) и цетановый индекс. Стоит отметить, что данные характеристики коррелируют друг с другом.

Экспериментальное определение цетанового индекса и низкотемпературных свойств является долгим и

дорогостоящим процессом. Альтернативой экспериментальному определению являются расчетные способы определения цетанового индекса и низкотемпературных свойств, которые и лежат в основе разработанного программного комплекса.

Для расчета свойств дизельного топлива необходимо ввести исходные данные (фракционный состав и плотность топлива) во вкладке «Исходные данные» и нажать кнопку «Расчитать», диалоговое окно «Исходные данные» представлено на Рисунке 1.

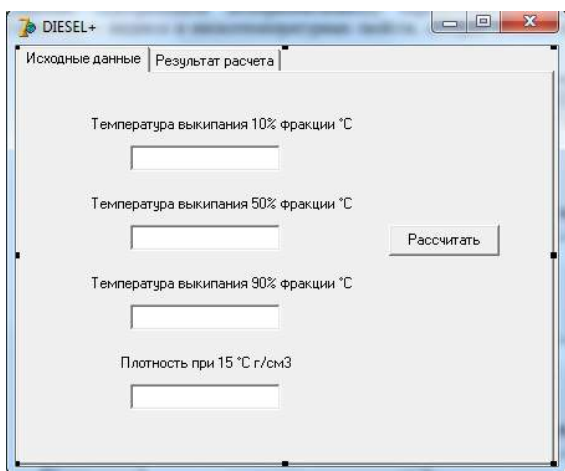


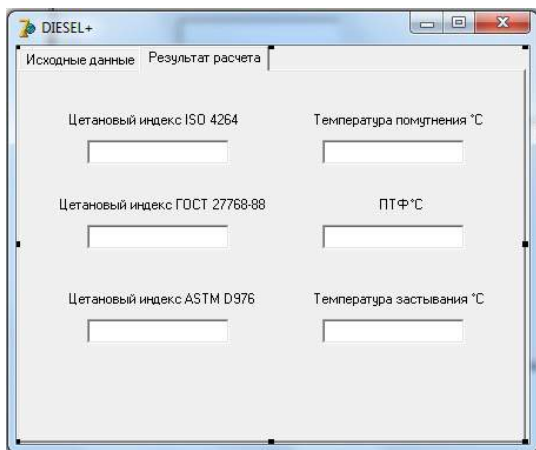
Рис. 1. Диалоговое окно «Исходные данные» программы «DIESEL+»

Цетановый индекс дизельного топлива в программном комплексе рассчитывается по расчетным зависимостям, представленным в трёх стандартах:

- 1) ГОСТ 27768-88 «Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчетным методом» [1];
- 2) ASTM D976 «Standard Test Method for Calculated Cetane Index of Distillate Fuels» [2];
- 3) ISO 4264 «Нефтепродукты. Расчет цетанового индекса средне-дистиллятных топлив с помощью уравнения с четырьмя переменными» [3].

Низкотемпературные свойства дизельных топлив рассчитываются с помощью формул разработанных авторами. В основе, которых лежит зависимость низкотемпературных свойств от фракционного состава и плотности дизельных топлив. Фракционный состав и плотность были выбраны в качестве исходных параметров, так как именно эти показатели всегда определяются в заводских лабораториях.

Разработанные формулы верифицированы с использованием заводских данных и характеризуются средней заводских данных и характеризуются средней погрешностью, не превышающей погрешность экспериментального определения данных параметров.



Результаты расчета цетанового индекса и низкотемпературных свойств пользователь может просмотреть в диалоговом окне «Результаты расчета» (Рисунок 2).

Таким образом, программный комплекс «DIESEL+» может быть использован для контроля и планирования производства дизельных топлив, так как позволяет моментально и точно рассчитать цетановый индекс и низкотемпературные свойства дизельных топлив, при этом погрешность расчета не превышает экспериментальной погрешности определения данных параметров.

Рис. 2. Диалоговое окно «Результат расчета» программы «DIESEL+»

#### Литература

1. ГОСТ 27768-88 «Топливо дизельное. Определение цетанового индекса расчетным методом» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://vsegost.com>, свободный. – Дата обращения: 10.12.2016 г.
2. ASTM D976 «Standard Test Method for Calculated Cetane Index of Distillate Fuels» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <https://www.astm.org/Standards/D976.htm>, свободный. – Дата обращения: 10.12.2016 г.
3. ISO 4264:2007 «Нефтепродукты. Расчет цетанового индекса средне дистиллятных топлив с помощью уравнения с четырьмя переменными» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <https://www.iso.org>, свободный. – Дата обращения: 21.12.2016 г.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ С УЧЕТОМ ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ**

**А.А. Боговой, Е.Г. Ефимова**

*Научный руководитель: к.х.н., доцент Н.В. Ушева*

*Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, Томск, Россия*

Процессы разделения водонефтяных эмульсий являются одним из основных этапов промысловой подготовки нефти.

При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений наблюдается изменение состава и расхода пластовой смеси, возрастает обводненность нефти [1,2], что требует корректировки технологических режимов для обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания. На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ разработана моделирующая система (МС) промысловой подготовки нефти [3,4], в которой реализован модульный принцип формирования моделей аппаратов технологической схемы. Каждый модуль описывает отдельные процессы промысловой подготовки нефти: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарацию газа от нефти, отстаивание водонефтяной эмульсии.

Каплеобразователь на установке промысловой подготовки нефти (УПН) не изменяет в количественном отношении составы входных потоков, а служит для увеличения диаметров капель воды, взвешенных в водонефтяной эмульсии, для последующего их осаждения в отстойнике.

Целью данной работы является расчет остаточной обводненности нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии.

Расчет процесса отстаивания основывается на законах осаждения капель воды под действием силы тяжести, с учетом скорости стесненного осаждения, а также эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти [1-6].

Скорость стеснённого осаждения ( $\omega$ ) капли размером  $d_i$  может быть рассчитана по формуле [7]:

$$\omega = \frac{(D-h)}{t_{oc}} \quad (1)$$

где  $D$  – диаметр отстойника, м;

$h$  – высота водяной подушки, м;

$t_{oc}$  – время осаждения, с.

Время осаждения рассчитывается следующим образом:

$$t_{oc} = \frac{L \cdot S_H}{Q_{ж}} \quad (2)$$

где  $L$  – длина гравитационной отстойной части аппарата, м;

$S_H$  – площадь поперечного сечения в отстойнике, занятая нефтью, м<sup>2</sup>;

$Q_{ж}$  – нагрузка на отстойник по жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Для расчета размеров капель формирующихся в турбулентном потоке предложено много различных зависимостей [6-8]. Размеры формирующихся капель воды зависят от многих факторов, в том числе от скорости потока, поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть–вода, вязкости нефти и воды, режима движения потока.

Расчет максимального диаметра капли, устойчивой к дроблению в данных гидродинамических условиях проводится по следующему соотношению [1,2]:

$$D_{max} = 6,45 \cdot d_{тп} \cdot Re^{0,2} / W_{г}^{1,4} \quad (3)$$

где  $d_{тп}$  – диаметр трубопровода.

При этом критерий Рейнольдса равен:

$$Re = \frac{u d_{тп} \rho_c}{\mu_c} \quad (4)$$

где  $u$  – линейная скорость потока,  $\rho_c$ ,  $\mu_c$  – плотность и вязкость сплошной фазы.

Критерий Вебера:

$$W_{г} = \frac{u^2 d_{тп} \rho_c}{\sigma} \quad (5)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение.

Как следует из литературных данных [1,2,6], распределение капель воды по размерам при разделении водонефтяных эмульсий в большинстве случаев соответствует логнормальному распределению.

С использованием распределения капель по размерам и сравнении времени осаждения капель данного диаметра со временем их пребывания в аппарате определяется концентрация ( $C_{н.к.}$ ) не осевших капель воды, тогда остаточная обводненность нефти может быть рассчитана по формуле:

$$W_{ост} = C_{н.к.} W \quad (6)$$

где  $w$  – начальная обводненность нефти, % мас.

Данная математическая модель процесса отстаивания позволяет рассчитывать максимальный диаметр капель воды устойчивых к дроблению в данных гидродинамических условиях, распределение капель по размерам и остаточную обводненность нефти.

С использованием разработанной математической модели были проведены расчеты при следующих исходных данных:

плотность нефти 836 кг/м<sup>3</sup>; температура в аппарате 15 °С; объем аппарата 200 м<sup>3</sup>; вязкость нефти  $5.95 \cdot 10^{-3}$  Па·с; давление 0,3 МПа, обводненность на входе 20%; высота водяной подушки 0,8 м; диаметр аппарата 3,4 м.

Результаты расчетов по влиянию скорости потока и диаметра подводящего трубопровода приведены в таблице.

Таблица 1

**Влияние скорости потока на остаточную обводненность нефти**

Расход, кг/час.	Объемный расход, м <sup>3</sup>	Диаметр патрубка, м	Линейная скорость, м/сек	Критерий Рейнольдса	Диаметр капли, мкм	Остаточная Обводненность % масс.
200	0,0631	0,26	1,189	22928	336	4,97
		0,3	0,893	20031	649	1,75
180	0,0576	0,26	1,085	20914	411	3,47
		0,3	0,815	19608	794	1,17
160	0,0505	0,26	0,952	18336	549	1,93
		0,3	0,715	16029	1060	0,51
140	0,0441	0,26	0,831	16012	739	0,97
		0,3	0,624	14006	1428	0,22

Полученные результаты показали, что с увеличением расхода и диаметра входного патрубка возрастает диаметр формирующихся капель воды, при этом показано, что диаметр капли очень чувствителен к линейной скорости потока. Содержание воды в нефти (табл.) на выходе аппарата возрастает при увеличении линейной скорости потока. Исследования по влиянию температуры (при расходе 180 кг/час.) показали, что с ростом температуры от 15 до 35 °С остаточная обводненность снижается до 2,2% масс.

Таким образом, разработанная математическая модель процесса отстаивания позволяет рассчитывать остаточную обводненность нефти с учетом физико-химических свойств и дисперсного состава водонефтяной эмульсии, гидродинамики потоков и конструктивных особенностей аппаратов.

**Литература**

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН. 2000.- 416с.
2. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. 320 с.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 - №4. – с. 127-130.
4. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С.41 – 44.
5. Usheva N. V. , Moyzes O. E. , Kuzmenko E. A. , Kim S. F. , Khlebnikova E. S. , Gizatullina S. N. , Filippova T. V. Analysis of technological conditions influence on efficiency of oilfield treatment (Article number 012047) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2015 - Vol. 27. - p. 1-5
6. Пергушев Л.И., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения // Нефтепромышленное дело. – 2001. – №12.- с. 25-28.
7. Лутошкин Г.С., Дуношкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.
8. Алиев Т.А., Гулуев Г.А., Рзаев А.Г., Юсифов И.Б. Математическое моделирование нанотехнологических процессов в подготовки нефти// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. - №4. – С.26-29.

**НАУЧНЫЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДА  
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫХОДА ХИМИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ КОКСОВАНИЯ**

**Е. В. Васильева**

*Научный руководитель директор института химических и нефтегазовых технологий*

**Т. Г. Черкасова**

*ФГБОУ ВО «Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева»  
г. Кемерово, Российская Федерация*

В условиях ухудшающейся сырьевой базы коксования, а также недостатка и дороговизны коксующихся углей возрастает роль прогнозирования в современной коксохимической промышленности. Нестабильность и разнородность сырьевой базы коксования по технологическим свойствам, неравномерность поставок углей влияет как на качество кокса, так и на выход химических продуктов коксования. В этих условиях возрастает значение оценки ресурсов химических продуктов коксования в углях и шихтах [1, 2].

ПАО «Кокс» г. Кемерово, входящий в группу компаний «Промышленно-металлургический холдинг» – один из крупнейших в России производителей и экспортеров металлургического кокса с производственной мощностью 3 млн. тонн кокса в год. В последнее время, благодаря внедрению современных технологий контроля качества поступающих углей и расширению сырьевой базы производства, удалось достичь значительных успехов по преодолению последствий разрушения в 90-х годах прошлого века сырьевой базы. Важную роль в этом процессе сыграла ориентация производства на угли Кузнецкого бассейна как основное сырье для производства высококачественной продукции.

В связи с этим, разработка научно обоснованных методов подбора углей для коксования, а также поиска возможностей расширения сырьевой базы определяют проведение дальнейших исследований, связанных с прогнозированием выхода из них основных химических продуктов коксования на примере кокса, каменноугольной смолы и сырого бензола.

Природа углей оказывает большое влияние на состав и выход химических продуктов коксования. С повышением выхода летучих веществ увеличивается выход коксового газа и заметно возрастает его теплота сгорания, что объясняется повышенным содержанием в нем метана и тяжелых углеводородов, однако выход кокса при этом снижается. Увеличение доли газовых углей в современных шихтах приводит к возрастанию выхода коксового газа и содержания в нем оксидов углерода ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ), увеличению выхода смолы и сырого бензола. Изменение выхода смолы и бензольных углеводородов также зависит от выхода летучих веществ и марочной принадлежности углей. С увеличением выхода летучих веществ выход смолы и бензольных углеводородов увеличивается, но со значительными колебаниями для одной и той же марки углей. Выход пирогенетической влаги зависит от содержания кислорода в углях, которое снижается с увеличением степени их метаморфизма. Выход аммиака не зависит от выхода летучих веществ углей, а непосредственно связан с превращениями азота углей в результате их термической деструкции. Выход сернистых соединений также зависит от содержания и видов серы в угле. Основным сернистым соединением коксового газа является сероводород, в меньших количествах содержатся также меркаптаны, сероуглерод, тиофены и т. д.

При этом прямой зависимости между природой углей, характеризующейся содержанием летучих веществ, степенью метаморфизма и другими характеристиками ископаемых углей, и выходом химических продуктов коксования не наблюдается. Выявленные закономерности объясняются тем, что помимо марки углей, на выход продуктов коксования влияют их происхождение и условия образования [3].

В настоящее время планирование объемов производства основных видов продукции на коксохимических предприятиях производится на основании принципа прогноза выхода основных продуктов коксования по результатам полученных ранее данных [2]. Но также существуют различные уравнения для прогноза выхода основных продуктов коксования по показателям качества углей, которые условно можно разделить на несколько групп [4].

Для определения выхода химических продуктов коксования на примере кокса, каменноугольной смолы и сырого бензола предложен ряд формул, в которых показатели технического анализа углей или шихты являются основными параметром прогнозирования. Наиболее распространенные из них – это выход летучих веществ на различные состояния топлива (сухое состояние и сухое беззольное состояние) и зольность на сухую массу. В данные уравнения иногда также дополнительно вводят параметры, учитывающие выход летучих веществ из кокса или конкретизируют температурный режим его получения, и/или другие параметры [3].

С широким распространением на предприятиях петрографического анализа углей для установления марочного и мацерального состава, теоретически и экспериментально доказана возможность [5] применения его результатов для прогнозирования выхода химических продуктов коксования. Основными показателями, применяемыми для прогнозирования в этом случае, служат среднее значение произвольного показателя отражения витринита и содержание в угле мацералов групп витринита, инертинита и липтинита, а также сумма фюзенизированных компонентов на чистый уголь.

В работах [6-8] авторами указана возможность прогнозирования выхода химических продуктов коксования по данным элементного анализа углей. По результатам исследований разработаны уравнения прогноза выходов основных продуктов коксования от значений параметра сА, характеризующего содержание ароматического углерода в органической массе угля по отношению к его общему содержанию, и от основных параметров, характеризующих органическую массу углей, таких как содержание углерода, водорода, кислорода, азота и серы на сухое беззольное состояние.



При этом большинство встречающихся в литературе уравнений получено методом регрессионного анализа. Его алгоритм обязательно включает в себя процедуру определения общего вида уравнений, которая осуществляется, как правило, априорно – на основе достигнутого уровня знаний об исследуемом явлении [9]. Использование для определения числовых параметров уравнений метода наименьших квадратов позволяет подобрать параметры, наилучшим образом описывающие экспериментальные результаты для уравнения данного вида. Однако нельзя утверждать при этом, что принятый вид уравнения представляется наилучшим среди всех возможных вариантов. Общего метода решения проблемы нет до сих пор [10].

С целью решения проблемы прогнозирования выхода химических продуктов коксования на примере кокса, каменноугольной смолы и сырого бензола были проведены исследования качества углей Кузнецкого бассейна, используемых в качестве сырьевой базы ПАО «Кокс» г. Кемерово, так как, ввиду его географического положения, сырьевая база предприятия ориентирована в основном на угли Кузнецкого бассейна. Исследования проводились на базе кафедры химической технологии твердого топлива института химических и нефтегазовых технологий Кузбасского государственного технического университета имени Т. Ф. Горбачева совместно со специалистами центральной заводской лаборатории ПАО «Кокс» Для исследуемых углей определен комплекс показателей технического, петрографического и элементного анализа, а также выход химических продуктов коксования по методу, представленному в ГОСТ 18635-73 «Угли каменные. Метод определения выхода химических продуктов коксования» [11]. Этот метод отличается точностью, воспроизводимостью и хорошо соотносится с технологическими показателями выхода химических продуктов коксования [12]. Результаты проведенных исследований приведены в [13].

Основываясь на полученных результатах исследований качества углей, проведен регрессионный анализ для определения взаимосвязи показателей качества углей и показателей выхода кокса, каменноугольной смолы и сырого бензола. Наибольшую корреляцию при этом показали такие характеристики как выход летучих веществ, среднее значение произвольного показателя отражения витринита, содержание витринита, содержание углерода и водорода на сухое беззольное состояние, а также максимальное вспучивание по ГОСТ 14056-77 «Угли каменные. Ускоренный метод определения дилатометрических показателей в приборе ИГИ-ДМетИ» [14].

Полученные результаты исследований позволят повысить эффективность применения углей ценных марок, формировать оптимальный состав угольной шихты для коксования с целью повышения выхода кокса и других ценных продуктов коксования.

*Работа выполнена в рамках базовой части государственного задания Минобрнауки Российской Федерации № 4.4774.2017/БЧ.*

#### Литература

1. Турик И. А. Выход химических продуктов коксования / И. А. Турик, Н. Ф. Алексеева, М. С. Бабенко // Кокс и химия. 1988. № 6. С. 29-30.
2. Горелов П. Н., Котеленец М. С. Прогнозирование выхода основных продуктов коксования углей и шихт по выходу летучих веществ и окисленности // Кокс и химия. 1987. № 1. С. 26-34.
3. Kozina O. Ya., Nekrasova T. P. Influence of the Rank Composition of Coal Batch and the Coking Temperature on the Yield and Quality of Chemical Products // Coke and Chemistry. 2008. V. 51. № 2. P. 68-69.
4. Улановский М. Л. Оценка информативности элементного состава углей в аспекте прогноза выхода продуктов коксования // Кокс и химия. 2012. №3. С. 2-5.
5. Глушенко И. М. Петрографическая характеристика и ее значение для оценки свойств углей. – М.: Недра, 1971. – 133 с.
6. Мирошниченко Д. В., Головкин М. Б. Прогноз выхода химических продуктов коксования по данным элементного и петрографического анализов угля // Кокс и химия. 2014. № 3. С. 32-43.
7. Головкин М. Б. Использование данных элементного и петрографического анализов углей для прогнозирования выхода химических продуктов коксования / М. Б. Головкин, И. Д. Дроздник, Д. В. Мирошниченко, Ю. С. Кафтан // Кокс и химия. 2012. № 6. С. 9-17.
8. Данилов А. Б. Практическое использование данных петрографического анализа углей и шихт для прогнозирования выхода химических продуктов коксования / А. Б. Данилов, Г. С. Вердибоженко, И. Д. Дроздник, Д. В. Мирошниченко, Ю. С. Кафтан, М. Б. Головкин // Кокс и химия. 2012. № 11. С. 19-23.
9. Скатецкий В. Г. Математическое моделирование физико-химических процессов. – Минск: Высшая школа, 1981. – 144 с.
10. Телешев Ю. В. Составление и исследование материального баланса коксования / Ю. В. Телешев, С. И. Вауфман, М. С. Шептовицкий, И. В. Шульга, Е. В. Миненко // Кокс и химия. 1997. № 1. С. 19-25.
11. ГОСТ 18635-73. Угли каменные. Метод определения выхода химических продуктов коксования. – М.: Изд-во стандартов, 2000. – 11 с.
12. Котелец М. С. К стандартизации лабораторного метода определения выхода химических продуктов коксования / М. С. Котелец, В. Н. Новиков, П. Н. Горелов, Л. В. Носкова // Кокс и химия. 1977. № 3. С. 32-34.
13. Vasil'eva E. V. Predicting the Coke Yield on the Basis of the Yield of Coking Products / E. V. Vasil'eva, T.G.Cherkasova, N.G. Kolmakov, S.P. Subbotin, A.V. Nevedrov, A.V. Papin, E.A. Koshelev // Coke and Chemistry. 2015. V. 58. № 11. P. 419-424.
14. ГОСТ 14056-77. Угли каменные. Ускоренный метод определения дилатометрических показателей в приборе ИГИ-ДМетИ. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 7 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ**

**Е.В. Веревкин, М.В. Майлин, Д.А. Афанасьева**

*Научные руководители: мл. науч. сотрудник каф. ХТТ и ХК, к.т.н. Е.В. Францина, ассистент каф. ХТТ и ХК, к.т.н. Н.С.Белинская*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

Климатические условия РФ играют огромную роль в формировании требований к низкотемпературным свойствам дизельных топлив и обуславливают необходимость увеличения объёма его производства.

Наибольшее влияние на низкотемпературные свойства дизельного топлива оказывают парафины нормального строения. Таким образом, определение оптимального состава сырья для производства дизельных топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами обеспечивает высокий выход продукта при сохранении требуемого качества [3, 4]. Качество дизельных топлив регламентируется в ГОСТ Р 52368–2005, согласно которому предельная температура фильтруемости дизельного топлива составляет от минус 20 °С до минус 44 °С для применения в районах с холодным и арктическим климатом [1].

Сотрудниками кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики совместно с технологами ООО «КИНЕФ» была создана комплексная математическая модель процесса депарафинизации, учитывающей физико-химические закономерности протекания процесса в промышленном реакторе [2].

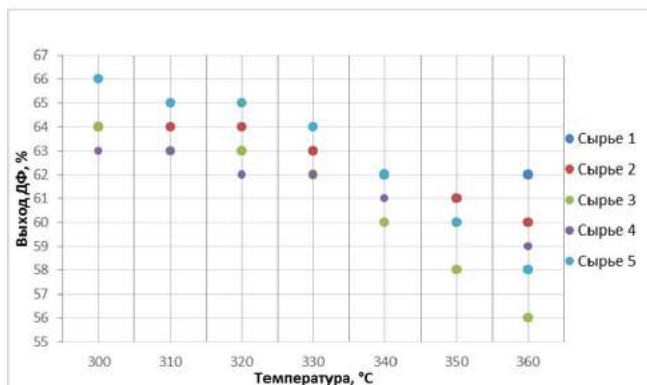
Целью данной работы является исследование оптимальных технологических режимов в реакторе депарафинизации. Оценка зависимости таких параметров, как температура и давление на процесс увеличения выхода дизельной фракции.

В качестве исходных данных использовали составы сырья установки депарафинизации представленные различными углеводородами в таблице 1.

*Таблица 1*

*Состав сырья установки депарафинизации*

Состав сырья	Сырье №1	Сырье № 2	Сырье № 3	Сырье №4	Сырье №5
Н-Парафины C10-C27	16,12	17,09	16,46	14,86	19,19
Н-Парафины C5-C9	0,69	0,58	2,22	0,6	1,15
Олефины	1,09	2,1	0,45	1,98	2,5
Нафтены	29,19	35	38,34	39,85	38,91
И-Парафины	30	24,3625	21,8967	22,6997	18,2545
Моноароматика	21,68	19,68	19,4	18,82	18,82
Полиароматика	1,23	1,09	1,2	1,12	1,12
Кокс	0	0	0	0	0
Маркаптаны	0	0	0	0	0



На основе исходных данных исследовали процесс гидродепарафинизации н-парафинов C5-27 при различных технологических режимах работы установки. Расчеты производили с помощью математической модели процесса депарафинизации дизельных топлив, реализованной в виде программы. Результаты исследований представлены на рис 1-2.

На рисунке 1 видно, как при изменении температурного режима работы установки в зависимости от состава сырья меняет выход дизельной фракции. Максимальный выход дизельной фракции наблюдается у сырья 5 при температуре 300 °С и равен 66%, что в среднем на 2% выше чем у других составов. При увеличении температуры происходит снижение выхода у всех образцов на всём интервале температур от 300 до 360 °С.

*Рис. 1. Зависимость выхода дизельной фракции от температуры*

На рисунке 2 показана зависимость выхода дизельной фракции для различного сырья в зависимости от давления. При изменении давления в диапазоне от 6,5 МПа до 8 МПа, происходит снижение выхода дизельной фракции у всех образцов. Наибольший выход дизельной фракции составил 60% у образца №2.

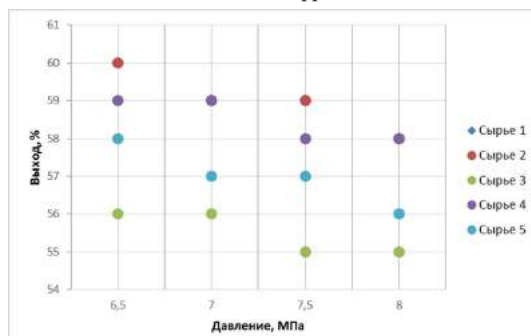


Рис. 2. Зависимость выхода дизельной фракции от давления

На рисунке 3 показана зависимость выхода дизельной фракции для различного сырья в зависимости от расхода. При изменении расхода в интервале от 240 м<sup>3</sup>/ч до 360 м<sup>3</sup>/ч видна прямолинейная зависимость выхода дизельной фракции от увеличения расхода сырья. Из всех образцов максимальный выход дизельной фракции наблюдается у образца №2, выход составил 63% при расходе по сырью 360 м<sup>3</sup>/ч.

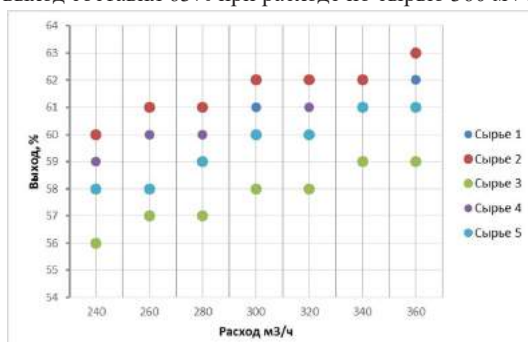


Рис. 3. Зависимость выхода дизельной фракции от расхода сырья

### Выводы

Использование данной математической модели процесса депарафинизации позволяет рассчитать влияние технологических параметров работы установки, оптимальные условия технологического процесса для получения максимального выхода ДФ.

Температура в реакторе является ключевым параметром, влияющим на скорость процесса гидрокрекинга высокомолекулярных парафинов нормального строения, крекинга низкомолекулярных n-парафинов и олефинов, селективность в реакции гидроизомеризации, а соответственно на конверсию сырья.

В ходе исследования выяснили, что изменение температуры процесса оказывает влияние на выход ДФ вне зависимости от состава сырья, при повышении температуры процесса выход ДФ снижается. Наибольшее влияние на состав продукта оказывает температура в реакторе депарафинизации.

При изменении давления процесса выход ДФ имеет обратную зависимость, при увеличении выход ДФ снижается.

А при варьировании расходом сырья, наблюдается прямая зависимость выход ДФ от увеличения сырья.

Таким образом, можно выделить два лимитирующих параметра влияющих на выход ДФ, это температура процесса и расход сырья.

### Литература

1. Груданова А.И., Хавкин В.А., Гуляева Л.А., Сергиенко С.А., Красильникова Л.А., Мисько О.М. Перспективные процессы производства дизельных топлив для холодного и арктического климата с улучшенными экологическими и эксплуатационными характеристиками // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. –2013. – № 12. – С. 3-7.
2. Иванчина Э.Д., Белинская Н.С., Францина Е.В., Попова Н.В., Кошутин С.Н. Математическое моделирование и оптимизация процесса каталитической депарафинизации дизельных фракций и атмосферного газойля // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. - 2016- №6-С.37-46.
3. Фалеев С.А., Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Францина Е.В., Силко Г.Ю. Оптимизация углеводородного состава сырья на установках риформинга и гидродепарафинизации методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2013. № 10. С. 14-18.2
4. Энглин Б.А. Применение жидких топлив при низких // Нефтепереработка и нефтехимия. Химия, 1980.-207. С. 23-30.

**ВЛИЯНИЕ СОСТАВА СЫРЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**М.В. Винидиктова, Е.С. Чернякова**

*Научный руководитель доцент каф. ХТТ и ХК Е.С. Чернякова  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Каталитический риформинг – важнейший процесс современной нефтепереработки, позволяющий получать высокооктановые компоненты моторных топлив. Качество получаемого продукта зависит от различных факторов, одним из которых является состав сырья, используемого для переработки. Наряду со все более строгими экологическими требованиями к качеству продукта, повышение ресурсоэффективности промышленных процессов является необходимой мерой при непостоянстве экономической ситуации в мире и, в частности, в России, где доходы от нефтедобывающей отрасли являются важнейшей частью бюджета страны [3]. В связи с этим встает необходимость непрерывного контроля на всех стадиях производства нефтепродуктов. Компьютерное обеспечение, разработанное на основе метода математического моделирования, прочно заняло место наиболее эффективного, удобного в использовании и многозадачного инструмента контроля, прогнозирования и оценки эффективности различных процессов нефтепереработки, в том числе – и каталитического риформинга [2].

В ходе работы проведен мониторинг установки каталитического риформинга одного из НПЗ России с использованием метода математического моделирования. При анализе состава сырья на математической модели было выявлено, что используемый ранее критерий оценки качества сырья – так называемый Индекс сырья (1) – не позволяет адекватно оценивать влияние состава сырья на работу установки риформинга и дать достаточно полное представление о процессах, происходящих в ректоре, так как вычисляется лишь на основе данных о суммарном содержании в сырье нафтеновых и ароматических углеводородов:

$$\text{Индекс сырья} = A + 0,85H, \quad (1)$$

где А и Н – содержание ароматических и нафтеновых углеводородов в гидроочищенном сырье соответственно, % мас. [1].

Известно, однако, что прямогонная бензиновая фракция, являющаяся сырьем для процесса риформинга, – непрерывная многокомпонентная смесь, содержащая помимо нафтеновых и ароматических также и парафиновые углеводороды нормального и изо-строения, которые неизбежно подвергаются превращению в результате промышленной переработки.

В ходе работы были исследованы две различные даты одного сырьевого цикла, индекс сырья для которых совпадал при абсолютно различном его компонентном составе (табл. 1).

**Таблица 1**

**Состав перерабатываемого сырья (% мас.) и его индекс для разных дат цикла**

04.02.2016	nC <sub>6</sub>	nC <sub>7</sub>	nC <sub>8</sub>	nC <sub>9</sub>	nC <sub>10</sub>	iC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	iC <sub>6</sub>	ИНДЕКС СЫРЬЯ
	0,08	11,44	2,6	5,63	4,59	0	0	0,04	
	iC <sub>7</sub>	iC <sub>8</sub>	iC <sub>9</sub>	iC <sub>10</sub>	MZP	DMZP	ZG	MZG	40,36
	6,75	6,9	13,68	2,3	0,08	6,26	0,46	8,49	
	C <sub>8</sub> H	C <sub>9</sub> H	C <sub>10</sub> H	BENZ	TOLY	KSIL	AP <sub>9</sub>	AP <sub>10</sub>	
10,89	6,98	2,3	0,01	2,92	3,33	1,98	1,98		
04.04.2016	nC <sub>6</sub>	nC <sub>7</sub>	nC <sub>8</sub>	nC <sub>9</sub>	nC <sub>10</sub>	iC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	iC <sub>6</sub>	ИНДЕКС СЫРЬЯ
	0,35	9,29	2,23	6,69	5,49	0	0	0,45	
	iC <sub>7</sub>	iC <sub>8</sub>	iC <sub>9</sub>	iC <sub>10</sub>	MZP	DMZP	ZG	MZG	40,36
	9,58	5,71	14,26	2,74	0,6	5,9	0,87	7,01	
	C <sub>8</sub> H	C <sub>9</sub> H	C <sub>10</sub> H	BENZ	TOLY	KSIL	AP <sub>9</sub>	AP <sub>10</sub>	
10,07	8,2	2,74	0,07	2,28	3,09	2,42	2,42		

где nC<sub>6</sub>–nC<sub>10</sub> – парафиновые углеводороды нормального строения; iC<sub>4</sub>–iC<sub>10</sub> – парафины изо-строения; MZP, DMZP, ZG, MZG, C<sub>8</sub>H, C<sub>9</sub>H, C<sub>10</sub>H – нафтеновые углеводороды; BENZ, TOLY, KSIL, AP<sub>9</sub>, AP<sub>10</sub> – ароматические углеводороды.

При расчете показателей работы установки для каждой исследуемой даты в программу вносили компонентный состав сырья, перерабатываемого на НПЗ соответствующей даты отбора, полученный после хроматографирования образца исходной смеси. Число компонентов сырья, выявленных на хроматограмме, порой превышает 100. Реакционная способность углеводородов различных классов определяется длиной и строением индивидуальных молекул, поэтому лишь тщательный учет каждого из компонентов сырья при подготовке расчетов на программном обеспечении на основе математической модели позволяет добиться наибольшей точности при прогнозировании показателей работы установки. Из табл. 1 же видно, что общее содержание парафиновых углеводородов нормального и изо-строения в сырье составляет более половины всей его массы (54

и 57 % мас. соответственно для 04.02.16 и 04.04.16).

Проведенные расчеты показателей работы установки (октановое число и выход продуктов, содержание кокса на поверхности катализатора, степень ароматизации и изомеризации) также значительно различаются для двух дат при одинаковом технологическом режиме (активность катализатора, расход сырья, температура входа и так далее) (табл.2):

Таблица 2

*Технологический режим и показатели работы установки в исследуемые даты*

Дата отбора	04.02.2016	04.04.2016
Активность, отн. ед.	0,98	
Переработано сырья, т	292071	
Температура входа в реактора, °С	488	
Расход сырья, м <sup>3</sup> /ч	156	
Кратность циркуляции, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1315,9	
Водород в ВСГ, %	84,8	
Степень изомеризации	38	33
Степень ароматизации	22,51	19,38
Ароматических углеводородов в катализате, % мас.	64,98	62,13
Октановое число (ИМ)	96,3	96,6
Выход водорода, %	2,9	2,77
Кокс на катализаторе, % мас.	1,02	0,84
Выход риформата, % мас.	91,68	88,17
Пар/(Нафт+Аром) в сырье	1,18	1,24
н-Пар/и-Пар в сырье	0,82	0,73

Из табл. 2 видно, что, например, октановое число для двух разных дат различается незначительно, однако выход риформата и содержание кокса на поверхности катализатора различается для данных технологических условий на 3,51% и 0,18 % мас. соответственно, что может быть весомым при больших объемах промышленной переработки сырья, при которой необходимо соблюдать как качественные показатели получаемого продукта, так и экономические. Ведь меньший выход продукта при одинаковом объеме сырья и одинаковых технологических условиях процесса говорит о неэффективности переработки, а увеличение при прочих равных содержания кокса на поверхности катализатора может привести к ускорению снижения его (катализатора) активности и, соответственно, уменьшению межрегенерационного цикла. Это, в свою очередь, приводит к дополнительным затратам на производство товарных продуктов.

Об адекватности полученных результатов можно также судить по данным, представленным в табл. 3, по которым видно, что значения показателей качества продукта риформинга, полученные в результате расчета на математической модели, практически совпадают с данными, полученными непосредственно на производстве с использованием различных экспериментальных методов.

Таблица 3

*Сравнение расчетных и экспериментальных показателей работы установки*

	04.02.16		04.04.16	
	Расчет	Эксперимент	Расчет	Эксперимент
Выход риформата, % мас.	91,68	89,97	90,05	88,17
Октановое число (ИМ)	96,4	96,3	96,3	96,6

Таким образом, проведенные в ходе работы исследования подтверждают необходимость учета покомпонентного состава перерабатываемого сырья при прогнозировании работы промышленной установки риформинга с использованием математической модели. Это позволит, в свою очередь, давать более полные и точные данные о работе промышленных установок как для аналитических, так и для прогностических целей. Кроме того, тщательный учет компонентного состава позволит подобрать такие параметры процесса, при которых производство нефтепродуктов будет наиболее экономически выгодным, а затраты будут наименьшими.

### Литература

1. Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Чеканцев Н.В., Францина Е.В., Шарова Е.С. Создание и применение моделирующих систем каталитических нефтехимических процессов в промышленных реакторах// Нефтепереработка и нефтехимия : научно-технические достижения и передовой опыт информационный сборник / Центральный научно-исследовательский институт информации и технико-экономических исследований нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности (ЦНИИТЭнефтехим). — 2013. — № 5. — С. 20-26
2. Мельник Д. И., Галушин С. А., Кравцов А. В., Иванчина Э. Д., Фетисова В. Н. Повышение эффективности промышленной эксплуатации установок риформинга ЛЧ-35-11/1000 и ЛГ-35-8/300Б ПО «КИНЕФ» на основе системы контроля работы катализатора // Известия ТПУ. 2006. №1 С.103-106.
3. Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] : офиц. сайт. Информационно-аналитический раздел. URL: [http://info.minfin.ru/kons\\_doh.php](http://info.minfin.ru/kons_doh.php) (дата обращения: 28.01.2017).

## ПРОБЛЕМЫ РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ И МЕТАНОЛЬНОЙ ВОДЫ

П.В. Волков

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**Введение**

Широкое использование метанола при добыче и подготовке газа к транспорту в качестве антигидратного реагента обуславливает проблемы экологического и экономического характера, связанные с образованием метанолсодержащих сточных вод (МСВ). Очистка и утилизация МСВ представляют собой сложную задачу. Содержание метанола в таких водах в зависимости от генезиса составляет 0,2 – 700 г/дм<sup>3</sup> при предельно допустимой концентрации (ПДК) 0,003 г/дм<sup>3</sup>. МСВ закачивают в подземные горизонты, сжигают, регенерируют, сбрасывают в окружающую среду или очищают. Систематические сбросы МСВ создают серьезную нагрузку на экосистемы и приводят к дополнительным финансовым издержкам [1].

**1. Влияние растворенных углеводородов на разделение нефтепродуктов и метанольной воды**

При сборе и подготовке нефти в промысловых условиях растворенный нефтяной газ отделяют от водонефтяной эмульсии, не используя его свойство снижать вязкость и плотность нефти. В процессе сепарации газа капельки воды в нефти диспергируют, способствуя образованию более устойчивой водонефтяной эмульсии. Другое отрицательное действие сепарации – увлечение газом капелек воды.

Следовательно, разгазирование газоводонефтяной смеси интенсифицирует процесс перевода высокомолекулярных компонентов из молекулярно-растворенного состояния в дисперсное, а это, в свою очередь, повышает агрегативную устойчивость водонефтяной эмульсии и, соответственно, ухудшает технико-экономические показатели подготовки нефти. Поэтому максимальное сохранение растворенного газа в нефти, поступающей на установку отделения метанольной воды, должно ускорить процесс подготовки углеводородов.

Установка для проведения эксперимента включала: отстойник с водяной рубашкой для циркуляции теплоносителя, карманом для термометра и манометром для контроля давления; сосуды для подогрева и сбора охлажденного теплоносителя; систему терморегулирования; устройство для вращения отстойника; баллон с азотом. Перед каждым опытом готовили смесь 1 %-го водного раствора деэмульгатора и 50 мл водонефтяной эмульсии. Смесь перемешивали и заливали в отстойник, в котором с помощью азота создавали давление, соответствующее давлению на устье скважины. После установления температуры продукции скважины с раствором деэмульгатора перемешивали 6 минут вращением отстойника на специальном устройстве со скоростью 6,28 рад/с и ставили на отстой.

После обработки данных получено следующее уравнение (1) регрессии для изучаемой области, где  $x_1$  – значение давления,  $x_2$  – значение температуры,  $x_3$  – удельный расход деэмульгатора:

$$y = 71,3 + 6,41 \cdot x_1 + 6,44 \cdot x_2 + 49,09 \cdot x_3 + 3,86 \cdot x_1 \cdot x_2 \quad (1)$$

Из уравнения видно, что существенным оказался третий фактор. Значимое из парных взаимодействий лишь взаимодействие между давлением и удельным расходом деэмульгатора ( $x_1, x_3$ ).

Опытами, проведенными при давлении 0,49 МПа и температуре 40 и 20 С<sup>0</sup>, установлено, что содержание легких углеводородов, которые могут влиять на устойчивость нефтяной эмульсии, составляет всего 0,27 – 0,33 %. Устойчивость нефтяной эмульсии заметно снижается при добавлении 1–5 % легкокипящих углеводородов. Однако при сохранении легких углеводородов в растворенном состоянии их влияние на нефтяную эмульсию проявляется при значительно меньших количествах, чем при добавлении легкокипящих углеводородов [2].

**2. Разделение эмульсии в аппаратуре совместной подготовки нефти и воды**

При совместной подготовке нефти и воды ступень предварительного обезвоживания нефти должна обеспечивать получение воды с качеством, удовлетворяющим требованиям ее закачки в продуктивные пласты.

Ранее на модельных системах было установлено, что концентрированная обратная эмульсия разделяется в основном в подвижном («кипящем») слое из глобул воды, находящихся в зоне раздела фаз. Как показало проведенное исследование «кипящего» слоя верхняя и нижняя его части отделены от обезвоженной нефти и пластовой воды четкой границей. Верхняя часть слоя характеризуется концентрацией дисперсной фазы 30–60 %. Нижней частью является высококонцентрированная эмульсия (пенообразная структура), содержащая до 95–98 % воды в виде крупных деформированных капель, разделенных тонкими пленками, которые состоят преимущественно из органических стабилизаторов нефтяных эмульсий и минеральных частиц, сконцентрировавшихся при уменьшении межфазной поверхности.

Установлено, что высота слоя и связанное с ней качество разделения по нефти определяется: удельной нагрузкой по эмульсии на межфазную поверхность, массой эмульсии, поступающей на разделение и отнесенной к единице площади работающей межфазной поверхности; удельным оттоком воды от межфазной поверхности – массой воды, выделяющейся при разрушении структуры и оттекающей с единицы площади межфазной поверхности.

В аппаратах с распределением эмульсии в нефтяной фазе энергия восходящего потока гасится в слое, имеющем значительную вязкость. Это устраняет как механическое воздействие на структуру, так и круговые циркуляционные течения в водной фазе. Структура разрушается самопроизвольно за счет уменьшения и разрыва

образующих ее пленок. Качество отделяемой воды незначительно зависит от удельной нагрузки, плотности или других режимных параметров процесса обезвоживания и носит линейный характер, что показано в уравнении (2) [3].

$$A = 5,002 + 0,657 \cdot q \quad (2)$$

### 3. Исследование особенностей процесса разделения водонефтяных эмульсий в центробежном сепараторе с крыльчаткой

Для эффективной и качественной очистки воды, разрушения водонефтяной эмульсии была разработана и предложена конструкция проточного центробежного сепаратора с крыльчаткой. Конструкция разработанного аппарата отличается от обычного цилиндрикоконического циклона наличием вращающейся крыльчатки, отсутствием конуса и однонаправленным перемещением разделяемой смеси от питающего патрубка к разгрузочным патрубкам. В задачи работы входило: построение геометрической и расчетной модели центробежного сепаратора, численное моделирование процесса и определение влияния указанных параметров на процесс разделения водонефтяной эмульсии.

Для решения поставленных задач были скорректированы расчетная и геометрическая модели сепараторов. В качестве расчетной области рассматривались внутреннее пространство сепаратора, в том числе разгрузочные патрубки. Модель была просчитана на стационарном решателе для несжимаемого турбулентного потока, использующем SIMPLE алгоритм для совместного решения уравнений скорости и давления. Вращение учитывалось введением неинерциальной системы отсчета, связанной с крыльчаткой. В такой системе ротор неподвижен, но уравнения движения требуют введения дополнительных слагаемых, учитывающих центробежную и кориолисову силу. При этом система уравнения Навье – Стокса решается следующим образом:

- для неподвижной (инерциальной) системы отсчета – система уравнений (3)

- для вращающейся системы отсчета – система уравнений (4)

$$\begin{cases} \nabla \cdot (\overline{U}_i \cdot \overline{U}_i) = -\nabla \left( \frac{p}{\rho} \right) + \nabla (\tau^{eff}), \\ \nabla \cdot \overline{U}_i = 0 \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \nabla \cdot (\overline{U}_R \cdot \overline{U}_i) + 2 \cdot \Omega \cdot \overline{U}_i = -\nabla \left( \frac{p}{\rho} \right) + \nabla (\tau^{eff}), \\ \nabla \cdot \overline{U}_i = 0 \end{cases} \quad (4)$$

где:  $\overline{U}_i, \overline{U}_i$  – абсолютная и относительная скорости,  $\Omega$  – угловая скорость вращения системы и крыльчатки,  $p$  – давление,  $\rho$  – плотность,  $\tau^{eff}$  – сумма тензора вязких напряжений и тензора Рейнольдса.

Изучение поля тангенциальной скорости жидкости в разработанном центробежном сепараторе позволило установить общее ее распределение в аппарате и получить конкретные зависимости, которые будут использованы при исследовании влияния распределения расхода обрабатываемой среды между разгрузочными патрубками  $Q_n, Q_b$  на процесс разделения водонефтяной эмульсии на втором этапе. Анализ расчетного распределения общего расхода между двумя разгрузочными патрубками центробежного сепаратора показал, что соотношение выходящих потоков определяется (5) соотношением площадей отверстий разгрузочных патрубков.

$$\frac{Q_b}{Q_n} = k_1 \cdot \left( \frac{F_n}{F_b} \right)^a, \quad (5)$$

где:  $F_b, F_n$  – площадь поперечного сечения патрубков выхода воды и нефти,  $k=1,4$ ,  $a$  – показатель степеней.

Разработана модель центробежного сепаратора с крыльчаткой и проведены расчеты, по результатам которых исследовано влияние геометрических параметров и эксплуатационных характеристик аппарата на процесс разделения водонефтяной смеси. По полученным данным подробно изучено поле тангенциальных скоростей жидкости в разработанном центробежном сепараторе [4].

#### Выводы

1. Растворенные газообразные углеводороды в нефти интенсифицируют процесс обезвоживания водонефтяной эмульсии.
2. Удельная нагрузка на межфазную поверхность может быть использована в качестве дополнительного технологического параметра, характеризующего подготовку воды в смешанном процессе.
3. Усовершенствованная технология разделения водонефтяной эмульсии поможет снизить экологические риски.

#### Литература

1. Ахмедов М.И. Технология очистки метанолсодержащих сточных вод нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство, 2016. – № 5. – С. 106 – 108.
2. Фаттахов К.Н. Влияние растворенных углеводородов на разделение нефти и воды // Нефтяное хозяйство, 1982. – № 9. – С. 42 – 44.
3. Никитин Ю.М. Разделение эмульсии в аппаратуре совместной подготовки нефти и воды // Нефтяное хозяйство, 1989. – № 5. – С. 54 – 56.
4. Тимербаев А.С., Лищук А.Н. Исследование особенностей процесса разделения водонефтяных эмульсий в центробежном сепараторе с крыльчаткой // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 138 – 141.

## ИССЛЕДОВАНИЕ БУРЫХ УГЛЕЙ АЗЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.К. Вымятнин

**Научные руководители: доцент кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики С.Г. Маслов, ассистент кафедры геоэкологии и геохимии С.С. Ильенко  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время уголь рассматривается не только в топливно-энергетическом контексте, но и в качестве сырья для химической промышленности. Поэтому, комплексное использование химического и энергетического потенциала угля является одной из важнейших задач, которую необходимо решать при его переработке. В частности бурые угли могут быть использованы для получения битумов и гуминовых кислот, а также как источник обширной группы благородных, редких и рассеянных металлов. В связи с вышесказанным назрела необходимость получения новых данных о содержании гуминовых кислот и битумов, а также редкометалльном потенциале углей Азейского месторождения. Данные, полученные в ходе настоящего исследования, могут стать основой при разработке методик по изучению форм нахождения редких элементов в углях и золошлаках и последующей разработки методик по извлечению редких элементов из углей и золошлаков. В связи с этим данная работа является актуальной.

Объектом исследования в данной работе является Азейское месторождение Иркутского угольного бассейна. Месторождение расположено в 10 км юго-восточной города Тулун и приурочено к эрозионно тектонической депрессии в палеозойских отложениях. Угли месторождения – зрелые бурые марки ЗБ. Запасы месторождения по категориям А+В+С1 на 2002 г. оценивались в 362,6 млн т [5]. Угли месторождения характеризуются повышенными содержаниями группы литофильных редких элементов (Lu, Yb, Sm, Eu, La, Ce, Nd, Th, Hf, Sc, Ta) относительно среднего содержания в бурых углях мира [1]. Для исследования были отобраны 4 пробы: Аз-27-09, Аз-29-09, Аз-31-09, Аз-41-09.

Целью данной работы является исследование группового состава углей для определения возможных вариантов их промышленного использования, а также изучение форм нахождения редких элементов в бурых углях Азейского месторождения и их золах.

Исследование выхода битумов и гуминовых кислот проводилось согласно ГОСТ 10969-87 и ГОСТ 9517-94, соответственно. Озоление проб с определением зольности проводилось в соответствии с ГОСТ 11022–95 при 800±15 °С. Изучение минеральных форм элементов в углях и золах углей на сканирующем электронном микроскопе Hitachi S 3400N с энергодисперсионным спектрометром Bruker XFlash 4010 для проведения рентгеноспектрального анализа проводилось в международном инновационно-научном образовательном центре «Урановая геология» при кафедре геоэкологии и геохимии Томского Политехнического университета. Отбор проб для изготовления образцов и последующего электронно микроскопического исследования проводился на основании результатов нейтронно-активационного анализа. Главным критерием отбора было аномальное содержание редких элементов.

В таблице 1 приведены данные технического анализа исходных проб углей Азейского месторождения.

Таблица 1

*Данные технического анализа исходных проб углей Азейского месторождения*

Объект	Влажность W <sup>a</sup> , %	Зольность A <sup>d</sup> , %
Аз-19-09	7,7	11,9
Аз-27-09	8,8	8,0
Аз-29-09	6,7	9,6
Аз-31-09	7,4	5,2
Аз-41-09	8,6	15,3

В таблице 2 представлены данные о групповом составе углей Азейского месторождения: выход битумов, выход гуминовых кислот, выход остаточного угля, а также потери в ходе проведения исследования.

Таблица 2

*Групповой состав углей Азейского месторождения*

Объект	Выход битумов, %	Выход гуминовых кислот, %	Выход остаточного угля, %	∑, %	Потери, %
Аз-19-09	0,6	43,4	49,1	93,1	6,9
Аз-27-09	0,4	10,6	82,5	93,5	6,5
Аз-29-09	0,3	38,7	57,4	96,4	3,6
Аз-31-09	0,3	38,2	56,6	95,1	4,9
Аз-41-09	1,6	22,3	70,7	94,6	5,4

Оценка углей как сырья для извлечения буроугольного воска производится согласно ГОСТ 10969-74 по выходу бензолного экстракта (битума). Угли, используемые в качестве сырья для промышленного процесса извлечения буроугольного воска должны соответствовать следующим требованиям: средний выход битума не



менее 6 %, влажность ( $W^a$ ) не более 55 – 58 %, зольность ( $A^d$ ) не более 32 % [2]. Значения выхода бензольного экстракта, полученные в ходе исследования проб углей Азейского месторождения, составляют 0,3 - 1,6 %. На основании этих данных, можно сделать вывод о том, что исследуемые образцы бурых углей для получения буроугольного воска не подходит.

Одним из основных направлений промышленного использования богатых гуминовыми кислотами улей является получение гуминовых стимуляторов роста. Согласно полученным данным пробы углей Азейского месторождения Аз-27-09 и Аз-41-09 отличаются довольно низким выходом гуминовых кислот (10,6 % и 22,3 %, соответственно). Чтобы уголь можно было использовать в качестве сырья для производства гуминовых стимуляторов роста, выход гуминовых кислот должен быть не менее 30% [4]. На основании этого, можно сделать вывод о том, что угли проб Аз-27-09 и Аз-41-09 не пригодны в качестве сырья для данного процесса. Однако, для этой цели пригодны угли проб Аз-19-09, Аз-29-09 и Аз-31-09 выход гуминовых кислот в которых достаточно высок и составляет, соответственно, 43,4 %, 38,7 % и 38,2 %.

Другим важным направлением промышленного использования углей с высоким содержанием гуминовых кислот является получение углещелочных реагентов. Данные вещества применяются для получения буровых растворов, применяемых в осложненных условиях. Зольность  $A^d$  углей, используемых для производства углещелочных реагентов, должна составлять не более 25 %, а выход гуминовых кислот ( $HA$ ) $_i^d$  быть больше или равен 35 % [4]. Исходя из полученных данных для получения углещелочных реагентов подходят угли проб Аз-19-09, Аз-29-09 и Аз-31-09, так как выход гуминовых кислот данных проб превышает требуемый. Угли проб Аз-27-09 и Аз-41-09 не могут быть использованы в качестве сырья для данного процесса.

В таблице 3 приведено содержание редких элементов в углях Азейского месторождения.

Таблица 3

Элементный состав углей пласта II Азейского месторождения [3]

Код пробы	$A^d$	Содержание элементов в пробах угля Азейского месторождения, г/т											
		Sc	La	Ce	Nd	Sm	Eu	Tb	Yb	Lu	Hf	Th	U
Аз-19-09	11,1	11,2	21,9	39,9	20,2	4,73	1,1	0,83	2,74	0,42	1,5	3,7	1,3
Аз-27-09	8,3	19,6	8,5	16,4	2,1	2,8	0,8	0,8	2,5	0,4	1,9	3,9	1,4
Аз-29-09	9,9	13,3	34,5	60,0	27,7	5,5	1,3	0,9	2,4	0,3	7,6	16,0	3,5
Аз-31-09	6,6	14,3	13,9	25,9	10,1	3,0	0,8	0,7	2,4	0,3	6,6	12,7	3,8
Аз-41-09	14,3	41,5	81,9	137	69,4	12,5	3,1	2,1	5,3	0,7	3,4	15,7	2,6

Примечание:  $A^d$  – зольность сухой массы угля, %.

Аномально высокое содержание редкоземельных элементов и циркония в пробах Аз-29-09 и Аз-41-09 значительно превышает промышленно значимые содержания. В таблице 4 представлены данные о выходе этих элементов во фракциях группового состава бурого угля Азейского месторождения.

Таблица 4

Выход редкоземельных элементов и циркония во фракции группового состава углей Азейского месторождения

Групповой состав угля	Выход фракций	Выход элементов во фракции, %					
		La	Ce	Yb	Y	Sc	Zr
Исходный уголь	100	100	100	100	100	100	100
Битум	0,31	2,4	<0,1	0,3	2,6	<0,1	5,5
Гуминовые кислоты	40,1	33,5	38,9	26,1	43,2	37,1	47,5
Остаточный уголь	59,5	64,1	69,1	73,6	54,2	62,6	47,0

Основная масса элементов, представленных в таблице 4, сконцентрирована во фракции остаточного угля. Это свидетельствует о том, что в угле Азейского месторождения данные элементы, по большей части, возможно находятся в минеральной форме.

Содержание элементов, представленных в таблице 4, составляет от 26,1 % до 47,5 %. Это свидетельствует о связи представленных элементов с органическим веществом.

Особенности форм нахождения редких элементов в углях Азейского месторождения необходимо учитывать при разработке технологий комплексной переработки углей и золошлаков этого месторождения.

#### Литература

1. Ketris M.P., Yudovich Ya.E. Estimations of Clarkes for Carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // International Journal of Coal Geology. – 2009. – V. 78. – P. 135–148
2. Жарова М.Н., Родэ В.В., Костюков В.А. и др. Основные проблемы получения и использования буроугольного воска // Химия твердого топлива. – 1974. - №6. – С. 105-118.
3. Ильенок С.С., Арбузов С.И. Минеральные формы редких элементов в углях и золах углей Азейского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2016. – Т. 327. № 2 – С. 6–20
4. Кухаренко Т.А. Окисленные в пластах бурые и каменные угли. – М.: Недра, 1972.- 216 с.
5. Угольная база России. Т. III. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 488 с.

**УПРАВЛЕНИЕ АКТИВНОСТЬЮ КАТАЛИЗАТОРА РИФОРМИНГА ПОСРЕДСТВОМ ПОДДЕРЖАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВОДНО-ХЛОРНОГО БАЛАНСА В РЕАКТОРЕ**

**П.А. Глик, В.А. Чузлов**

*Научный руководитель д.т.н., профессор Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Нестационарный характер производственного процесса выражается в изменении активности катализатора в течение ресурсного цикла, а также на протяжении всего времени его старения. Соединения оседают на поверхности катализатора, блокируют активные центры, снижают их доступность для реакции, но при этом не меняют характер направленного действия этих центров. Активность катализатора определяется отношением текущей скорости реакции к скорости реакции при исходной загрузке, то есть при нулевой дезактивации. Наиболее важным условием для оптимального функционирования бифункционального катализатора риформинга является баланс кислотных и металлических центров [1].

Тем не менее, 15-20 % катализаторов, ежегодно используемых в промышленности, заменяются новыми из-за ресурсного истощения. В связи с этим, фактическое направление развития химической науки определяется в создании технологии сохранения активности катализаторов с целью увеличения их ресурса за счет использования прикладных математических моделей каталитических процессов, принимая во внимание условия эксплуатации катализаторов.

Для повышения эффективности использования ресурса катализатора риформинга необходимо осуществить расчет количества хлора, который необходим для поддержания высокой активности катализатора в условиях меняющегося состава сырья.

Промышленный опыт эксплуатации установок риформинга показал, что дефицит хлора приводит к преждевременному снижению активности катализатора в наиболее важной реакции изомеризации аланов, что отрицательно сказывается на качестве продукции. Дефицит хлора также способствует ускорению процесса дезактивации платиновых центров катализатора, что приводит к снижению активности катализатора в реакциях дегидроциклизации парафинов и снижению селективности процесса в целом. Напротив, избыток хлора способствует увеличению кислотной активности катализатора и, как следствие, ускорению реакции гидрокрекинга парафинов, которое приводит к снижению селективности процесса. При этом возрастает содержание легких алканов (метана, этана) в циркулирующем водородсодержащем газе (ВСГ) и увеличению объемов потребления чистого водорода.

Разработанная математическая модель нестационарного процесса каталитического риформинга обусловлена двумя факторами: постоянно меняющимися технологическими условиями и дезактивацией катализатора коксом.

Комплексное решение задачи оптимизации подачи хлорорганики в реакторы риформинга промышленной установки Л-35-11/600 определяется в основном за счет влияния на управляющие параметры процесса: температуру и мольное соотношение вода/хлороводород, которое выражается через константу равновесия реакции хлорирования катализатора:

$$\frac{C_{Cl}}{C'_{Cl}} = \left( \frac{K_p \frac{1}{M}}{1 + K_p \frac{1}{M}} \right) / \left( \frac{K'_p \frac{1}{M}}{1 + K'_p \frac{1}{M}} \right),$$

где  $C_{Cl}/C'_{Cl}$  – равновесное отношение хлорид-иона в приповерхностном слое катализатора и связанного иона хлора,  $K_p, K'_p$  – константа химического равновесия реакции хлорирования катализатора в газовой фазе и на поверхности катализатора,  $M$  – мольное соотношение вода/хлороводород.

В результате взаимодействия хлороводорода с гидроксильными группами в реакционном объеме происходит замещение последнего на анион хлора с образованием сильной ковалентной связи между атомами алюминия и хлора [2]. Этот процесс можно рассматривать как хемосорбцию атомов хлора на поверхности катализатора, которая рассчитывается следующим образом:

$$C_{Cl} = \frac{A_{max} K_p \frac{1}{M}}{1 + K_p \frac{1}{M}},$$

где  $A_{max}$  – предельная степень хемосорбции хлора катализатором.

Из уравнения следует, что величина поверхностной концентрации хлора находится в обратной зависимости от соотношения:

$$M = \frac{H_2O_{mol}}{HCl_{mol}}$$

В первом приближении считается, что изменение значения мольного соотношения вода/хлороводород  $M$  в диапазоне от 10 до 30 изменяет значение содержание хлора от 1,03 до 1,09, то есть содержание хлора пропорционально мольному соотношению.

Количество хлора в составе катализатора определяется исходя из равновесия реакции:

$$\text{Al-OH} + \text{HCl} \leftrightarrow \text{Al-Cl} + \text{H}_2\text{O}$$

$$C_{\text{Cl}} = \frac{K_p^{\text{Cl}} A_{\text{max}} \frac{1}{M}}{\left(1 + K_p^{\text{Cl}} \frac{1}{M}\right)}$$

Результаты расчета подачи хлора при текущей и увеличенной подаче воды, а также текущие значения подачи хлора представлены в таблице.

Таблица 1

Подача хлора в первый реактор риформинга установки Л-35-11/600

Дата	$T_{\text{вх}},$ $^{\circ}\text{C}$	$M$	Расход воды, г/ч		Расход хлорорганики, г/ч		Текущий выход продукта % мас.	Выход катализата, % мас.	
			без учета кокса	с учетом кокса	без учета кокса	с учетом кокса		без учета кокса	с учетом кокса
01.01.2011	484	21,7	411,0	450,85	38,40	42,13	82,4	83,6	83,8
03.02.2011	485	21,3	396,9	436,16	37,78	41,52	82,7	84,1	84,4
10.03.2011	485	22,4	439,2	483,56	39,76	43,78	82,3	84,2	84,4
13.04.2011	483	21,9	377,5	415,97	34,95	38,52	82,3	83,5	83,8
14.05.2011	485	21,9	419,8	463,04	38,87	42,87	82,8	84,2	84,6
30.05.2011	485	22,0	381,0	420,62	35,12	38,77	82,3	83,6	83,9
14.06.2011	490	22,9	363,4	401,51	32,18	35,55	82,5	82,5	82,8
10.07.2011	487	22,4	328,1	362,86	29,70	32,85	83,1	83,1	83,4
06.08.2011	486	22,2	342,2	378,81	31,26	34,60	82,9	82,9	83,2

В таблице представлены реальные значения подачи воды и выход катализата, представлена подача воды в режиме коксонакопления, а также рассчитана подача хлора. Также представлены значения выходов риформата в случае подачи хлора и воды по реальным данным и в режиме коксонакопления, т.е. увеличенные расходы хлора и воды.

Таким образом, можно сделать вывод, что при оптимальной подаче воды с хлором наблюдается увеличение расчетного значения выхода риформата, а при учете коксонакопления выход риформата возрастает, но незначительно (последние два столбца).

Таким образом, подтверждено предположение, что при каждой температуре существует оптимальная подача воды, при которой будет обеспечиваться максимальная конверсия кокса. При этом расход воды в диапазоне 0,3 – 0,5 л/ч имеет наиболее благоприятные результаты. Оптимальное содержание хлора в реакторе находится в диапазоне 1-2 ppm, что составляет расход хлорорганики 30,0 – 45,0 г/ч. При этом содержание CO в реакционном объеме не превышает 0,6 ppm, что допустимо для работы катализатора.

Лабораторные исследования подтвердили аморфность структуры кокса дезактивированных образцов катализатора риформинга.

Расчет оптимального значения расхода воды и хлора позволяет увеличить срок службы катализатора. При увеличенной подаче воды концентрация кокса при коксонакоплении на один и тот же объем переработанного сырья существенно ниже, что достигается увеличенным значением степени конверсии кокса. В зависимости от влажности системы подача хлорорганики в реакторы установки Л-35-11/600 колеблется в диапазоне 1,0-4,0 мг/кг сырья.

#### Литература

1. Ancheyta-Juarez J, Villafuerte-Macias E. Kinetic modeling of naphtha catalytic reforming reactions // Energy Fuels. - № 14. - 2000. - p. 32-37.
2. Mohammad Reza Rahimpour. Progress in catalytic naphtha reforming process: A review // Applied Energy. - № 7. - 2013. - p.79-93.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЛИТЕЛЬНОСТИ МЕЖПРОМЫВОВОЧНОГО ЦИКЛА РЕАКТОРА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ**

**И.О. Долганова, И.М. Долганов, А.В. Шандыбина, Е.И. Ивашкина, А.А. Крутей**  
*Научный руководитель д.т.н., профессор Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

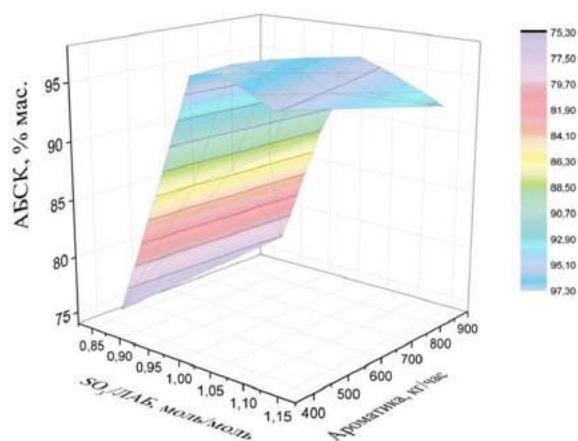
Мировое производство синтетических моющих средств (СМС) наращивает мощности согласно увеличению спроса и однозначной потребности в данном продукте. Синтетические моющие средства, полученные на основе нефтяного сырья, широко применяются во всех отраслях промышленности, пищевой и строительной индустрии, в связи с этим качество СМС определяет спрос на данный продукт.

В качестве ключевого компонента производства синтетических моющих средств выступают поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые определяют основные свойства моющих средств – способность снижения межфазного взаимодействия с целью разделения (или отделения), как правило, жидкой фазы от твердой или твердой фазы от твердой. Наиболее эффективно зарекомендовали себя в данном процессе натриевые соли органических кислот.

В больших объемах производят натриевые соли сульфокислот, причем исходными кислотами являются сульфокислоты линейных алкилбензолов (ЛАБСК), полученных путем проведения ряда последовательных стадий: алкилирование бензола олефинами с числом атомов углерода в цепи от 9 до 14; сульфирование полученных линейных алкилбензолов (ЛАБ) и получение сульфированных ЛАБ (ЛАБС); нейтрализация ЛАБС с получением смеси поверхностно-активных веществ (ЛАБСК) [1].

Сырьем для производства ЛАБС является алкилбензолсульфокислота (АБСК), которую получают в результате протекания следующих стадий: 1) дегидрирование парафинов с получением олефинов на Pt-катализаторе; 2) алкилирование бензола олефинами с получением линейных алкилбензолов (ЛАБ). Процесс проводится с использованием HF-катализатора, который подвергают регенерации в аппарате колонного типа; 3) сульфирование ЛАБ с получением АБСК. ЛАБ сам по себе не является поверхностно-активным веществом, поэтому его подвергают сульфированию присоединению молекулы серного ангидрида SO<sub>3</sub>, в результате чего получается АБСК- алкилбензолсульфокислота.

В последнее время широко применяются компьютерные системы моделирования для различных производственных процессов [2]. С помощью таких систем удаётся успешно прогнозировать и рассчитывать многие нефтехимические процессы. В связи с изменениями тенденций расчетных параметров процесса сульфирования, используется компьютерная моделирующая система для прогнозирования длительности межпромывочного цикла. В свою очередь, увеличение мольного соотношения SO<sub>3</sub>/ ЛАБ приводит к увеличению вязкости смеси за счет интенсификации образования сульфонов и тетралинов. При этом появляется необходимость промывки реактора сульфирования ЛАБ, напрямую связанное с содержанием высоковязкого компонента, накопленного в реакторе. Из-за этого доля АБСК снижается за счет протекания реакции образования сульфонов, скорость которой увеличивается в кислой среде.



**Рис.1. Зависимость доли АБСК от количества накопленного высоковязкого компонента в реакторе сульфирования и расхода ароматики**

Нельзя допустить, чтобы доля АБСК была ниже 96 %. Таким образом, оптимизация режимов работы реактора сульфирования предполагает компромисс для увеличения длительности межпромывочного цикла реактора сульфирования при обеспечения допустимого значения доли АБСК в продуктивном потоке.

В таблице 1 представлены результаты прогнозирования длительности межпромывочного цикла реактора сульфирования в сравнении с экспериментальными данными.

Таблица 1

Фактические и прогнозируемые даты промывок реактора сульфирования

Начало цикла	Длительность межпромывочного цикла (эксперимент), сут.	Длительность межпромывочного цикла (прогноз), сут.
1.09.2015	13	14
17.09.2015	14	12
02.10.2015	12	13
14.10.2015	12	12
26.10.2015	11	10
09.11.2015	12	11
25.11.2015	10	9

Анализ показателей процесса сульфирования в течение межпромывочных циклов

Ниже представлен анализ показателей процесса сульфирования в течение двух межпромывочных циклов (5.01.2015 – 14.01.2015).

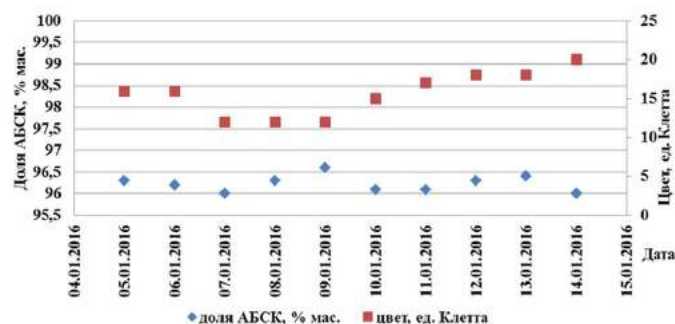


Рис. 2. Динамика изменения доли АБСК и цветности АБСК

Повышение мольного соотношения SO<sub>3</sub>/ЛАБ позволило бы продлить длительность межпромывочного периода при сохранении доли АБСК на минимально допустимом уровне, при росте цветности.

Проведенный анализ показывает наличие путей оптимизации процесса сульфирования с помощью математической модели с точки зрения увеличения длительности межпромывочного цикла путем изменения дозировки серы в реактор на протяжении межпромывочного цикла (с учетом рассчитанного на модели количества накопленного на текущий момент высоковязкого компонента).

#### Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. М.: ЦНИИТЭ-нефтехим. – 2001. – 429 с.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Интеллектуальные системы в химической технологии и инженерном образовании. – Новосибирск: Наука, – 2006.– 200 с.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Е.Г. Ефимова, А.А. Боговой

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс обезвоживания при промышленной подготовке нефти включает стадии каплеобразования и отстаивания. Эффективность процесса отстаивания на установках промышленной подготовки нефти (УПН) зависит, в основном, от интенсивности процесса коалесценции капель воды. Чем эффективнее прошел процесс каплеобразования, тем эффективнее будет разделение эмульсии на нефть и воду. Поэтому необходимо знать способы интенсификации этого процесса и эффективность влияния различных технологических параметров на процессы отделения воды.

Целью данной работы является изучение и анализ методик расчета размеров капель воды и проведение расчетов с применением математической модели.

Анализ литературных данных показывает [1, 2], что существует достаточно большое количество методик

для расчета размера капель жидкости в нефтяном потоке:

- Методика Тронова:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_E \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot \rho_E^{0,1} \cdot \nu_{\text{см}}^{0,1} \cdot \rho_H \cdot \mu_H^{0,5}}$$

где  $d_{\max}$  – максимальный диаметр устойчивых капель, м;  $\sigma$  – поверхностное натяжение, Н·м;  $\mu_E, \mu_H$  – динамическая вязкость воды и нефти соответственно, Па·с;

$u$  – линейная скорость потока, м/с;  $\nu_{\text{см}}$  – кинематическая вязкость смеси, м<sup>2</sup>/с;  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $Re$  – критерий Рейнольдса.

Методика Медведева:

$$d = \frac{1,4 \cdot \sigma^{0,6} \cdot D^{0,4}}{[(1-W)(1-0,883M^{0,15})]^{0,4} \cdot \rho_c^{0,2} \cdot u^{1,2}}$$

где  $W$  – объемная доля дисперсной фазы;  $\rho_c$  – плотность сплошной среды, кг/м<sup>3</sup>;  $D$  – диаметр трубопровода, м;  $M$  – безразмерный комплекс:

- Методика Слейчера:

$$d = \frac{c \cdot \sigma^{1,2} [1 + 0,7 \cdot (\mu_E \cdot u / \sigma)^{0,2}]}{\mu_c \cdot \rho_c \cdot u^{2,2}}$$

где  $c=43$  – эмпирический коэффициент;  $\mu_E$  – вязкость дисперсной фазы, Па·с.

- Методика Левича:

$$d = 2 \sqrt[2]{\left(\frac{\sigma}{k \cdot \rho_c}\right) \frac{D^{0,4}}{u^{1,2}}}$$

где  $k$  – коэффициент сопротивления при обтекании капли.

- Методика Синайского:

$$d = 2 \left(\frac{\sigma}{K_f \cdot \rho_c}\right)^{\frac{3}{5}} \cdot \left(\frac{D \cdot \rho_c}{\rho_a}\right)^{\frac{2}{5}} \cdot u^{-\frac{6}{5}}$$

где  $K_f=0,4$  – коэффициент сопротивления.

- Методика Гусейнова:

$$d = 0,18 D \left(\frac{\rho_E}{\rho_a}\right)^{1/7} \left(\frac{1}{u} \sqrt{\frac{2\sigma}{\rho_a \cdot D}}\right)^{6/7}$$

- Методика Васильева:

$$d = \frac{22 \cdot \sigma}{\rho_c \cdot U^2}$$

где  $U$  – критическая скорость потока:

$$U = 2,73 \frac{D^{0,22} \cdot \sigma^{0,41} [(\rho_a - \rho_c) \cdot g]^{0,22}}{\mu_c^{0,22} \cdot \rho_c^{0,22}}$$

Для оперативного исследования влияния технологических параметров на процесс обезвоживания применяется математическая модель, разработанная на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики, Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Результаты исследования влияния расхода водонефтяной эмульсии на размеры капель воды приведены в таблице.

Таблица

Зависимость максимального диаметра капель воды от расхода водонефтяной эмульсии

Расход, т/час	400	450	500
Диаметр капли, мкм			
Тронов (I)	649,2	482,6	370,4
Синайский (II)	178,3	154,5	135,9
Гусейнов (III)	149,9	135,3	123,5
Левич (IV)	7,9	6,9	6,1
Слейчер (V)	19,1	14,6	11,5
Медведев (VI)	103	90,2	80,2
Васильев (VII)	2,6	2,1	1,7

На рисунке представлена зависимость размеров формирующихся капель воды от диаметра трубопровода.

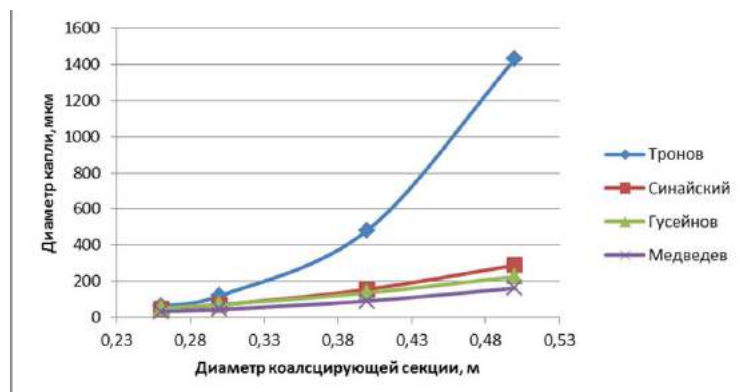


Рис. 1. Зависимость максимального диаметра капель воды от диаметра коалесцирующей секции

Анализ результатов исследований показал, что при увеличении расхода водонефтяной эмульсии от 350 до 500 т/час, максимальный диаметр капли воды в водонефтяной эмульсии уменьшается. При больших расходах (450-500 т/час) эффективный диаметр капли достигается по методике I. При более низких расходах (350-375 т/час) эффективный диаметр капли достигается по методикам II-IV. Поэтому, для достижения эффективного размера капель при низких расходах следует использовать методики V-VII.

С увеличением диаметра подводных трубопроводов максимальный размер капель воды в водонефтяной эмульсии возрастает. Для диаметра коалесцирующей секции 0,35 м стоит рекомендовать методику I, так как согласно этой методике, образуется капля с эффективным диаметром (100-300 мкм). При увеличении диаметра трубопровода до 0,45 м, эффективный диаметр капли достигается по методикам II-IV. Для больших размеров трубопровода можно рекомендовать методики V-VII.

Таким образом, с применением математической модели можно прогнозировать влияние технологических параметров на процессы каплеобразования, обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти.

#### Литература

1. Гусейнов Ч.С., Асатуриян А.Ш. Определение модалного размера капель в двухфазном потоке // Прикладная химия, - 1977.- №4.- с. 848-853
2. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти// Нефтепереработка и нефтехимия.-2013.-№10.-С.41-44
3. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, - 1972.- 176 с.
4. Пергушев Л.П., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без её расслоения // Нефтепромышленное дело. – 2001. – № 12. – С. 23–31.
5. Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромышленном оборудовании. – М.: Недра, - 1990. – 272
6. Тронов В.П. Промышленная подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 417 с.
7. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 – №4. – с. 127–130.
8. Usheva N. V. , Moyzes O. E. , Kuzmenko E. A. , Kim S. F. , Khlebnikova E. S. , Gizatullina S. N. , Filippova T. V. Analysis of technological conditions influence on efficiency of oilfield treatment (Article number 012047) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2015 - Vol. 27. - p. 1-5

## УЛЬТРАДИСПЕРСНЫЕ ПОРОШКИ ЖЕЛЕЗА КАК КАТАЛИЗАТОРЫ СИНТЕЗА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СО И Н<sub>2</sub>

А. А. Жданов

Научный руководитель доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время утилизация попутных газов нефтяных месторождений является крайне актуальной проблемой нашей страны. Ежегодно в России на факельных установках нефтяных месторождений сжигается огромное количество попутного нефтяного газа, что приводит не только к загрязнению окружающей среды нефтедобывающего региона и всей страны в целом, но и приводит к неоправданным экономическим потерям, так как попутный газ является ценным сырьем для химической промышленности.

Одним из возможных путей решения проблемы сжигания попутного нефтяного газа может стать применение GTL (gas-to-liquid) – технологии, позволяющей перерабатывать попутный нефтяной газ в жидкое состояние. В настоящее время российские исследовательские институты разрабатывают опытные и стендовые установки, а

также активные каталитические системы для получения синтетических углеводородов из CO и H<sub>2</sub>.

Актуальность применения технологии синтеза Фишера-Тропша обусловлена тем, что основные месторождения России удалены от газотранспортных сетей, и применение малотоннажных GTL установок позволит перерабатывать газ в ценные продукты, используемые на самом месторождении.

Синтез Фишера-Тропша является промышленно освоенной технологией, однако есть несколько открытых вопросов, касающихся определения механизма поверхностных реакций и модернизации имеющихся каталитических систем.

Целью данной научной работы является выявление каталитической активности ультрадисперсных порошков железа, полученных методом электрического взрыва проводника, в процессе синтеза жидких углеводородов и оксигенатов. Под пригодностью контакта понимается не только само по себе проявление каталитической активности порошка, но и проверка его возможной дезактивации в процессе его работы, характер изменения каталитических свойств. Важным параметром работоспособности катализаторной системы также является состав получаемого жидкого продукта.

Образцы порошков для исследования были получены методом электрического взрыва проводников заданного химического состава с использованием оборудования лабораторий Института физики высоких технологий Томского политехнического университета.[1]

Для исследования на лабораторной каталитической установке ультрадисперсный порошок подвергался предварительному брикетированию. В качестве связующего вещества использовался поливиниловый спирт с концентрацией до 10 % масс. На первом этапе ультрадисперсный порошок железа обрабатывался раствором связующего вещества, затем подвергался прессованию под давлением 21 МПа с временем выдержки 30 секунд. Полученные образцы выдерживались при комнатной температуре в течение суток для окончательной сушки. Для испытания на каталитической установке использовалась фракция катализатора 0,5-1 мм.

Опыт проводился на лабораторной каталитической установке, технологическая схема которой изображена на рисунке.

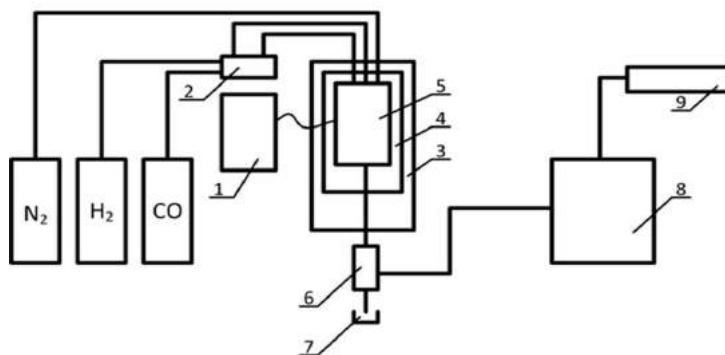


Рис. 1. Технологическая схема лабораторной каталитической установки 1 – регулятор температуры, 2 – блок дозирования газов, 3 – термошкаф, 4 – рубашка реактора, 5 – реактор, 6 – сепаратор, 7 – приёмник, 8 – хроматографический комплекс, 9 – вытяжка

Катализатор не подвергался предварительному восстановлению. В реактор загружался образец катализатора, после чего проводился прогрев реакционной зоны в среде азота, затем на катализатор подавалась смесь CO и H<sub>2</sub>. Для проведения эксперимента было выбрано классическое соотношение реагентов CO:H<sub>2</sub>=1:2. Расход CO и H<sub>2</sub> для эксперимента составлял 100 и 200 мл/мин. Синтез проводился при давлении 1 МПа. При проведении исследований значения температуры и давления процесса, гранулометрический состав катализатора, а так же соотношение реагентов оставались неизменными.

Проведение хроматографического анализа газов, выходящих из реактора в первые 15 минут опыта, показало, что катализатор не нуждается в предварительном восстановлении и начинает проявлять активность при заданных температуре и давлении. В первый час синтеза в продуктах преобладают газообразные углеводороды, в основном метан, но после 1,5 часов в газосепараторе начинают скапливаться жидкие продукты.

В жидком продукте синтеза содержится значительное количество изопарафинов, до 25,7 % масс. и ароматических углеводородов, до 27,2 % масс. Парафиновые углеводороды изостроения могут образоваться в продуктах синтеза на стадии роста углеводородной цепи в результате взаимодействия растущей цепи с другими углеводородными радикалами, находящимися на активной поверхности катализатора. Также образование изопарафинов связано с возможностью вторичной адсорбции олефинов, образующихся непосредственно в ходе синтеза из CO и H<sub>2</sub>. Повторно адсорбирующиеся на поверхности катализатора непредельные углеводороды изомеризуются на его кислотных центрах с образованием разветвленных алканов. Высокое содержание ароматических углеводородов обусловлено протеканием реакций дегидрирования нафтеннов, а также циклизацией непредельных соединений. Побочными продуктами синтеза Фишера-Тропша являются диоксид углерода и метан. Диоксид углерода в дальнейшем нигде не используется, поэтому этот газ является побочным продуктом. К тому же возникает необходимость в затрате дополнительной энергии на отделение продуктовой смеси от CO<sub>2</sub>. Образовавшийся в ходе синтеза метан необходимо также отделять от продуктовой смеси и возвращать на стадию



конвертации в синтез-газ. В таблице 6 приведено содержание в продуктах синтеза оксигенатов и нежелательных соединений.

Таблица 1

Анализ содержания оксигенатов в жидких продуктах синтеза

Компонент	Этанол	Пропанол -1	Метанол	Изопропанол	Бутанол-2	Бутанол-1	Итого
Концентрация, % об.	5,371	1,706	5,018	0,209	0,050	0,526	12,880

Таким образом, Ультрадисперсный порошок железа, промотированный оксидом алюминия обладает каталитической активностью в синтезе углеводородов из CO и H<sub>2</sub>, о чем свидетельствует степень конверсии CO и состав получаемых жидких продуктов. В жидком продукте синтеза, полученном на промотированном катализаторе, в основном преобладают изопарафины и ароматические углеводороды, что свидетельствует о наличии кислотных центров на поверхности катализатора.

1. E.V. Popok, A.I. Levashova, T.M. Gladchenko, N.P. Burlutskiy, S.P. Zhuravkov Electro-explosive iron powders as a catalyst of synthesis liquid hydrocarbons from CO and H<sub>2</sub> in Fischer-Tropsch process Petroleum and Coal 58 (7) (2016) 715 – 720.

## ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОКОАЛЕСЦЕНЦИИ

К.В. Золотухина, М.Е. Щетинина

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В результате длительного эксплуатирования нефтяных месторождений обводненность нефти, поступающей на стадию подготовки, значительно увеличивается. Кроме того, повышенное содержание в нефти солей металлов, механических примесей (частицы глины, песка, металлов и известняка), асфальтенов и смол, являющихся природными эмульгаторами, наряду с высокой обводненностью приводит к образованию особо стойких эмульсий, которые трудно поддаются разделению [1]. Изменение содержания в нефти воды приводит к изменению физико-химических свойств, что, в свою очередь, приводит к необходимости реконструировании технологических схем и корректировке технологических параметров основных аппаратов процесса подготовки нефти.

Для обеспечения требований, предъявляемым к товарной нефти, необходимо производить глубокое обезвоживание. Данная процедура наиболее эффективна при воздействии на эмульсию электрического поля, что технологически осуществляется в электродегидраторах. Но эксплуатация электродегидраторов связана с определенными трудностями, так как данные аппараты чувствительны к изменению физико-химических свойств и величине обводненности нефти [2]. Наиболее эффективное исследование химико-технологических процессов возможно с применением моделирующих систем, основу для которых составляют физико-химические закономерности протекания процессов. Создание компьютерно-моделирующей системы работы электродегидратора позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания при изменении свойств и состава исходного сырья, а также производить оперативный поиск наилучших технологических параметров проведения процесса.

Разработанная на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики моделирующая система обессоливания нефти [3–5] позволяет производить расчет процесса электрокоалесценции с учетом напряженности электрического поля. Также в модель внедрена функция, учитывающая влияние количества вводимого в эмульсию дезэмульгатора на величину поверхностного натяжения (1) [6]:

$$\sigma = 0,0008 \cdot G - 0,2741 \cdot G + 31, \quad (1)$$

где  $\sigma$  - межфазное поверхностное натяжение, дин/см;

$G$  - расход дезэмульгатора, г/т.

В данной работе проведено исследование влияния технологических параметров на эффективность процесса отделения солей и воды от нефти в электрическом поле.

С применением разработанной математической модели проведены исследования влияния на качество товарной нефти таких технологических параметров, как расход промывной воды, расход нефти и дезэмульгатора, начальная обводненность.

На рис. 1 приведены результаты исследований влияния расхода подаваемой в электродегидратор нефти на рекомендуемую напряженность внешнего электрического поля для достижения остаточной обводненности  $\leq 0,5$  % масс., и остаточного содержания солей  $\leq 50$  мг/л. Показано (рис. 1), что с увеличением расхода эмульсии 100 – 340 т/ч для достижения товарных качеств нефти, требуемая напряженность на электродах должна возрастать

с 8,73 до 13,81 кВ/см.

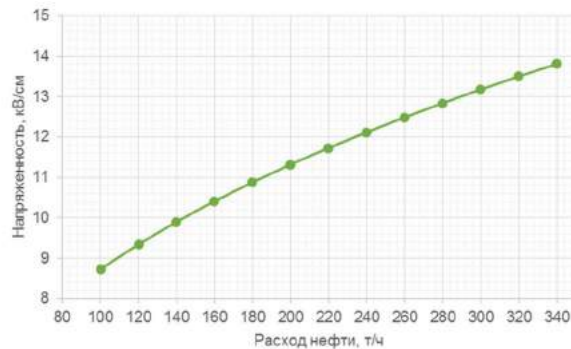


Рис. 1. Зависимость напряженности внешнего электрического поля от расхода водонефтяной эмульсии

Напряженность электрического поля является одним из важнейших регулируемых технологических параметров электродегидратора. Для достижения максимального эффекта при обессоливании нефти необходимо учитывать влияние напряженности поля на данный процесс совместно с другими технологическими параметрами. Для этого было произведено исследование влияния расхода водонефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, на диаметр образующихся капель воды.

Показано (рис. 2), что увеличение расхода водонефтяной эмульсии 100 – 340 т/ч, приводит к снижению диаметра образующихся капель воды с 266 до 106 мкм.

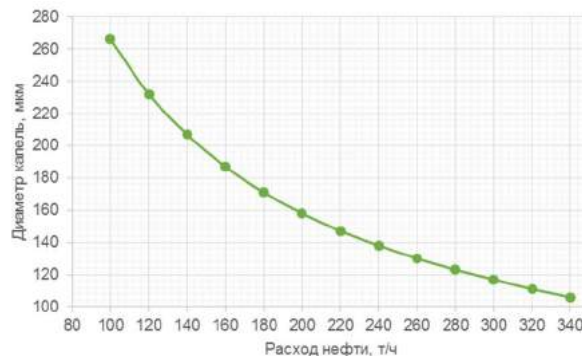


Рис. 2. Влияние расхода нефти на диаметр образующихся капель воды

Исследования проводились при исходном содержании солей в нефти – 1190 мг/л и начальной обводненности нефти – 2,47 % масс.

Результаты, полученные с использованием данной математической модели, хорошо согласуются как с теоретическими, так и с представленными в литературе экспериментальными данными о процессе электрообессоливания.

Таким образом, применение данной математической модели позволяет прогнозировать влияние технологических параметров на эффективность процесса электрокоалесценции, а также оперативно производить расчеты при изменении физико-химических параметров исходной смеси.

#### Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Tarantsev K.V. Study of Electrohydrodynamic Flows at a liquid-liquid phase interface // Chemical and Petroleum Engineering. – 2010. – №46 (1–2). – Р. 64 – 68.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 – №4. – С. 127 – 130.
4. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С. 41 – 44.
5. Usheva N. V. , Moyzes O. E. , Kuzmenko E. A. , Kim S. F., Khlebnikova E. S. , Gizatullina S. N. , Filippova T. V. Analysis of technological conditions influence on efficiency of oilfield treatment (Article number 012047) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 – Vol. 27. – Р. 1 – 5
6. Архипов Г.С. Компьютерное моделирование процесса обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти // Материалы XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 206 – 208.

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКИХ АЛКАНОВ НА ПАВЛОДАРСКОМ НПЗ

Р.М. Ильчубаева, В.А. Чузлов

*Научный руководитель профессор, д.т.н. Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Приоритетным направлением развития экономики Республики Казахстан является разработка и внедрение технологий, адаптированных к сырьевым условиям государства, позволяющим перерабатывать тяжелые, вязкие и высокосернистые нефти с получением моторного топлива, минеральных масел, углеводородных газов.

Общеизвестно, что, нефть, добываемая в Казахстане по своему составу тяжелая. Особенностью отечественной нефти является наличие в ее составе гетероорганических и смолисто-асфальтеновых компонентов, низкое содержание светлых (топливных) фракций (не более 25-30 % по отношению в общему объему), что делает его переработку малоэффективной и затруднительной по традиционным схемам. Существующие установки рассчитаны на переработку более легкого нефтяного сырья.

Для крупномасштабного вовлечения в переработку отечественного углеводородного сырья требуются, с одной стороны, проведение исследований свойств и состава тяжелых нефтей и, с другой, разработка процессов глубокой переработки нефтяного сырья и оптимизация технологических режимов работы действующего оборудования.

Адаптировать существующие технологии к переработке утяжеленного сырья позволит метод математического моделирования, учитывающий кинетику и термодинамику химических превращений углеводородов тяжелых фракций нефти.

Переход РК на производство высококачественных моторных топлив стандартов Евро-3, Евро-4, открыл путь для развития процесса изомеризации, с силу низкой себестоимости и доступности сырья.

Процесс изомеризации – способ получения экологически чистых бензинов. Прямогонные бензиновые фракции, получаемые при первичной переработке нефти и газового конденсата, обычно содержат значительное количество линейных парафинов с низким октановым числом и поэтому не пригодны для использования в качестве автомобильного бензина без дополнительного обогащения.

В данной работе предложен метод математического моделирования процесса изомеризации на Павлодарском Нефтехимическом заводе.

*Таблица 1*

*Требования стандартов серии Евро к автомобильным бензинам*

Показатели	Требования		
	Евро-2	Евро-3	Евро-4
Максимальное содержание:			
Бензола, % об.	5	1	1
Серы, мг/кг	500	150	50
Ароматики, % об.	-	42	35
Олефинов, % об.	-	18	18
Кислорода, % масс.	-	2,3	2,7
Фракционный состав, %, не менее:			
до 100°C	-	46	46
до 150°C	-	75	75

Компьютерная моделирующая система IZOMER, представляющая собой программно реализованную математическую модель реакторного блока процесса изомеризации на катализаторе СИ-2, позволяет рассчитывать углеводородный состав и октановое число изомеризата [1–3].

Исходными данными для расчетов являются:

- состав и расходы сырья и водородсодержащего газа;
- температуры по реакторам;
- давление в реакторах.

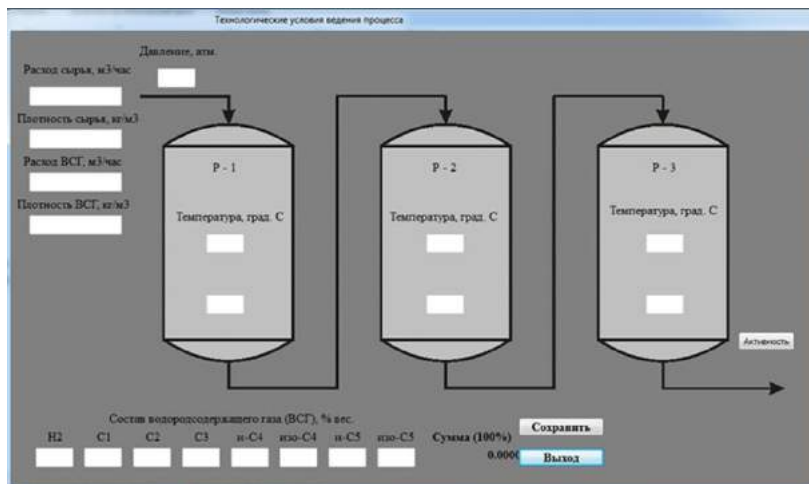


Рис.1. Диалоговое окно моделирующей системы IZOMER

Для исследований выполнен расчет по исходным данным с установки ПНХЗ, т.к. установка еще не введена в эксплуатацию, проверку на адекватность данных произвести нет возможности.

Результаты расчета приведены в табл.2, показывают расчетное и экспериментальное октановое число.

Таблица 2

Результаты расчета с помощью моделирующей системы IZOMER

	1. Сырьё	2. Расч.	3. Экспер.
4. О.Ч.	5. 74.58	6. 78.78	7. 81.08
8. C1	9. 00.00	10. 00.00	11. 00.00
12. C2	13. 00.00	14. 00.02	15. 00.00
16. C3	17. 00.00	18. 00.06	19. 00.00
20. n-C4	21. 02.11	22. 02.12	23. 00.00
24. i-C4	25. 00.19	26. 00.22	27. 01.06
28. n-C5	29. 24.22	30. 19.89	31. 13.83
32. i-C5	33. 18.49	34. 22.93	35. 37.23
36. n-C6	37. 09.97	38. 04.91	39. 05.32
40. 2-MP	41. 06.74	42. 11.16	43. 13.83
44. 3-MP	45. 06.13	46. 05.85	47. 08.51
48. 2,2-DMB	49. 00.27	50. 02.00	51. 11.70
52. 2,3-DMB	53. 00.99	54. 01.40	55. 04.26
56. n-C7	57. 00.00	58. 00.00	59. 00.00
60. Si-C7	61. 01.12	62. 01.05	63. 00.00
64. SC8	65. 00.00	66. 00.00	67. 00.00
68. ZP	69. 15.73	70. 15.58	71. 01.06
72. MZP	73. 08.03	74. 07.50	75. 02.13
76. MG	77. 04.85	78. 04.14	79. 01.06
80. BZ	81. 00.93	82. 00.94	83. 00.00
84. DMZP	85. 00.24	86. 00.24	87. 00.00
88. H2	89. 00.00	90. 00.00	91. 00.00
92. TOLUOL	93. 00.00	94. 00.00	95. 00.00
96. MZG	97. 00.00	98. 00.00	99. 00.00

#### Литература

1. Чузлов В.А., Чеканцев Н.В., Иванчина Э.Д. Оптимизация состава перерабатываемого сырья на установках каталитического риформинга бензинов и изомеризации пентан-гексановой фракции с использованием комплексной математической модели «HYSYS IZOMER ACTIV» / Международный научно-исследовательский журнал. – Екатеринбург, 2013.– №7. – С.54 – 60.
2. Viacheslav A. Chuzlov, Nikita V. Chekantsev, Emilia D. Ivanchina Development of Complex Mathematical Model of Light Naphtha Isomerization and Rectification Processes / Procedia Chemistry. – 2014 – pp. 236-243.

## ОКИСЛИТЕЛЬНОЕ ОБЕССЕРИВАНИЕ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ НОВОКУЙБЫШЕВСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Иовик Ю. А., Кривцов Е. Б., Головки А. К.

Научный руководитель, научный сотрудник Кривцов Е. Б.

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время качество российских нефтяных запасов стремительно ухудшается: по причине отбора нефтедобывающими предприятиями легкоизвлекаемой нефти в общем балансе запасов высокими темпами растет доля тяжелых нефтей, добыча и переработка которых является весьма затруднительной, энергоемкой и низкорентабельной. Кроме того, постепенно увеличивается доля высокосернистых и вязких нефтей. Остро стоит проблема выработки нефтяных месторождений - истощение некоторых составляет 70 % [2]. Таким образом, ухудшение качества сырья, поступающего на нефтеперерабатывающие заводы, ведет к закономерному уменьшению выхода необходимых промышленности бензиновых, керосиновых и дизельных фракций; повышению доли мазута, а так же дистиллятов, получаемых при его вакуумной перегонке (доля вакуумного газойля, выкипающего в пределах 360 – 500 °С, составляет 20-30 % мас. на исходную нефть).

Необходимость углубления переработки нефти в совокупности с ужесточением экологических требований к качеству топлива обуславливает возрастающее внимание исследователей к разработке альтернативных методов очистки углеводородного сырья. Одним из перспективных способов удаления серосодержащих соединений из нефтепродуктов является метод окислительного обессеривания [1]. Значимым достоинством данного варианта обессеривания является возможность проводить процесс при мягких условиях – комнатной температуре и атмосферном давлении, что значительно упрощает аппаратное оформление, а, следовательно, и стоимость процесса. Метод окислительного обессеривания позволяет решить проблему затрудненного выделения сероорганических соединений, связанную с близкой полярностью их и углеводородов, в смеси с которыми они находятся: образующиеся после окисления сульфоксиды и сульфоны легко извлекаются экстракцией, адсорбцией и другими методами.

Целью данной работы является установление концентрационных зависимостей окисления серосодержащих компонентов вакуумного газойля. Объектом исследования выбран вакуумный газойль Новокуйбышевского НПЗ.

Окисление вакуумного газойля смесью пероксида водорода с муравьиной кислотой проводили при комнатной температуре, варьируя время процесса от 30 до 180 минут в реакторе, снабженном мешалкой, при перемешивании со скоростью 2500 об/мин, мольное соотношение серы общей в вакуумном газойле к пероксиду водорода менялось от 1:2 до 1:5, мольное отношение  $H_2O_2:HCOOH$  составляло 3:4. Полнота и скорость окисления сернистых соединений в полученной гетерогенной системе (смесь растворов пероксида водорода и муравьиной кислоты с дизельной фракцией) в основном зависит от степени ее гомогенизации. Эффективная гомогенизация достигалась высокой частотой оборотов мешалки в реакторе.

После окисления образцы подвергались адсорбционной очистке на силикагеле при комнатной температуре. Предварительно было установлено, что оптимальным является соотношение  $SiO_2:BF = 1:1$ , позволяющее удалить более 11 % отн. серы из образца.

Определение содержания серы общей производилось в соответствии с ГОСТ Р 51947-2002 «Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии».

Таблица 1

Содержание серы в продуктах окислительного обессеривания вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ

Мольное соотношение $S_o:H_2O_2$	Содержание серы, % мас. (степень удаления серы, % отн.)				
	30 мин	60 мин	90 мин	120 мин	180 мин
1:2	1,24 (50,03)	1,17 (54,41%)	1,00 (61,27%)	0,95 (63,73%)	0,80 (69,61%)
1:5	0,96 (62,75%)	0,42 (84,31%)	0,31 (89,22%)	0,30 (89,71%)	0,29 (90,20%)

Результаты определения содержания серы в продуктах окислительного обессеривания вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ представлены в таблице 1. Установлено, что увеличение продолжительности окисления смесью пероксида водорода и муравьиной кислоты с 30 до 180 мин способствует увеличению глубины окисления серосодержащих соединений газойля. Увеличение количества окислителя ( $S_o:H_2O_2 = 1:5$ ) при постоянном времени перемешивания позволяет снизить содержание серы в продуктах обессеривания дополнительно до 20 % отн. при 180 мин (по сравнению со стехиометрическим количеством окислителя). Увеличение количества окислителя значительно ускоряет окисление серосодержащих соединений вакуумного газойля (степень удаления сероорганических соединений при обработке вакуумного газойля двукратным избытком окислителя в течении трех часов и пятикратным в течении 30 мин практически совпадает), позволяя снизить содержание серы в продуктах обессеривания на 87 % отн.

В таблице 2 представлен суммарный выход компонентов (смола, асфальтенов и отдельных групп углеводородов масел) продуктов окислительного обессеривания вакуумного газойля, полученных при мольных соотношениях «сера в образце : окислитель» от 1:2 до 1:5 и продолжительности проведения процесса 30 и 180 минут. Установлено,

что окисление с последующей адсорбционной очисткой приводит к сокращению выхода всех исследуемых компонентов, в сравнении с исходным вакуумным газойлем, что подтверждает наличие серосодержащих структур в каждом из них. Снижение выхода триароматики оказывается наиболее существенным: удаляется в четыре раза больше триароматических соединений с увеличением количества окислителя, тогда как содержание других групп уменьшается на 20 % отн. Данный факт говорит о том, что триароматические соединения окисляются легче, чем би- и моно-, что согласуется с литературными данными [3]. Содержание насыщенных соединений практически не изменяется с увеличением продолжительности окисления. Вероятно, окисление в течение тридцати минут позволяет удалить менее устойчивые серосодержащие соединения (сульфиды), содержащиеся в данной хроматографической фракции.

Таблица 2

Материальный баланс продуктов окислительного обессеривания вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ

Мольное соотношение $S_0:H_2O_2$	НАС	МОНО	БИ	ТРИ	ПАУ	Смолы	Асф.	Продукты окисления
исходный	48,39	21,47	10,57	3,07	7,84	8,55	0,08	0,03
30 минут								
1:2	39,13	21,14	9,33	2,55	7,43	2,79	0,05	17,58
1:5	39,69	18,66	7,72	0,76	8,15	2,48	0,04	22,50
180 минут								
1:2	39,71	21,37	7,33	3,05	4,27	1,90	0,03	22,34
1:5	40,24	13,94	4,04	0,67	5,99	5,17	0,02	29,93

В таблице 3 представлено содержание серы в компонентах продуктов окислительного обессеривания вакуумного газойля. Установлено, что окислительное обессеривание вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ (мольное соотношение  $S_0:H_2O_2 = 1:5$ , продолжительность окисления 180 мин) позволяет достигнуть высокой степени удаления серы из всех групп соединений масел (от 85,71 % до 98,08 % отн.), концентрирование окисленных неадсорбированных ароматических соединений при этом происходит в составе фракции полиароматических соединений, окисленных неадсорбированных серосодержащих соединений – в составе смол. Наименьшей степенью удаления серы характеризуются фракция триароматических соединений, что позволяет предположить, что оставшиеся триароматические серосодержащие компоненты содержат, преимущественно, стерически затрудненные для процессов окисления гомологи дибензотиофена.

Таблица 3

Содержание серы в продуктах окислительного обессеривания вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ

Мольное соотношение $S_0:H_2O_2$	НАС	МОНО	БИ	ТРИ	ПАУ	Смолы
исходный	0,042	0,552	0,633	0,115	0,364	0,346
30 минут						
1:2	0,024	0,430	0,247	0,072	0,127	0,124
1:5	0,025	0,252	0,180	0,090	0,082	0,094
180 минут						
1:2	0,025	0,197	0,159	0,121	0,045	0,062
1:5	0,006	0,020	0,059	0,013	0,007	0,091

Установлено, что увеличение мольного соотношения  $S_0:H_2O_2$  и продолжительности окисления приводит к линейному снижению выхода и содержанию серы во всех компонентах газойля (маслах, смолах, асфальтенах). Различные группы углеводородов и гетероатомных соединений масел обладают разной устойчивостью к окислению: увеличение продолжительности окисления и мольного соотношения  $S_0:H_2O_2$  не влияет на содержание насыщенных соединений, выходы моно- и биароматических соединений, а так же содержание серы в них линейно снижаются. Наименьшей степенью удаления серы характеризуются фракция триароматических соединений. Вероятно, оставшиеся триароматические серосодержащие компоненты содержат, преимущественно, стерически затрудненные для процессов окисления гомологи дибензотиофена.

#### Литература

1. Barbara Pawelec [et al.]. Toward near zero-sulfur liquid fuels: a perspective review // Catalysis Science & Technology. – 2011. – №1. – Р. 23 – 42.
2. Большаков Г.Ф. Сераорганические соединения нефти. / Г. Ф. Большаков. – Новосибирск : Наука, 1986. –243 с.
3. Кривцов Е. Б.. Превращения сернистых соединений и ароматических углеводородов дизельных фракций нефтей в процессах окислительного обессеривания : автореф. дис. канд. хим. наук / Е. Б. Кривцов. – Томск, 2011. – 23 с.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ СИМУЛИРОВАНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИ ГИДРОТЕРМАЛЬНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

**А.Г. Калмыков, И.А. Бугаев**

*Научный руководитель профессор А.Ю. Бычков*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,  
г. Москва, Россия*

В настоящее время повышенный интерес нефтяных компаний направлен на поиск и разведку, исследование и добычу нефти из высокоуглеродистых формаций, которые относят к трудноизвлекаемым запасам. Высокоуглеродистые формации обладают неоднородными, изменяющимися по латерали свойствами и сложным строением, что существенно затрудняет поиски и разведку запасов нефти, находящихся в естественных коллекторах, позволяющих разрабатывать залежь стандартным бурением вертикальных скважин. В последние годы всё чаще применяются специальные технологии для разработки таких формаций, в частности, на баженовской свите ведущие нефтяные компании бурят горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. Однако для экономической эффективности даже в таком случае необходимо наличие коллекторов нефти с большой ёмкостью.

Другим перспективным направлением поиска технологии добычи из высокоуглеродистых формаций, характеризующихся повышенным содержанием органического вещества, особенно керогена, является изучение третичных методов воздействия на пласт, позволяющих преобразовать кероген в так называемую синтетическую нефть. Такая технология потенциально позволит существенно повысить добычу нефти и снизить роль естественных коллекторов при разработке баженовской свиты. В то же время понимание процессов катагенетического преобразования керогена позволит лучше прогнозировать расположение продуктивных зон для применения стандартных технологий.

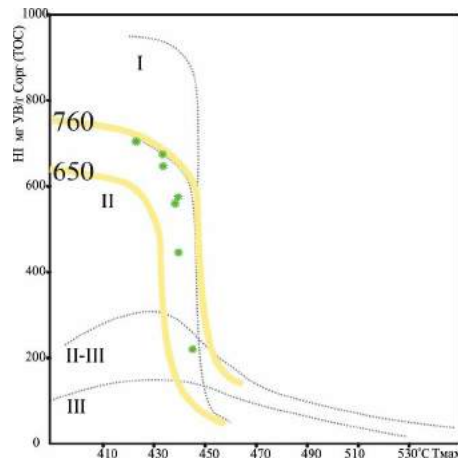
В данной работе катагенетическое преобразование керогена и получение синтетической нефти исследовалось в закрытых системах путём воздействия различными температурами в течение разного времени при пластовом давлении в присутствии воды. Давление создавалось расширением воды в автоклавах при заданных температурах. При этом предварительные эксперименты с использованием тяжёлой воды позволили установить, что она не участвует в процессе синтеза нефти, однако обеспечивает теплопроводность и сохраняет строение и свойства большинства неорганических компонентов породы, тем самым максимально приближая эксперименты к естественным условиям. В то же время порода является активатором и катализатором процесса.

На первом этапе исследования проводили на образцах породы, содержащих непреобразованный кероген (ПК3). Было установлено, что при гидротермальном воздействии в течение 10 часов при температурах 300-400°C получается синтетическая нефть в количестве до 12 мас.% от ТОС образца, при этом процент синтетической нефти от реализованного генерационного потенциала (параметр S2 после экстракции) составляет 20-25%. С повышением температуры большая доля генерационного потенциала реализуется за одно и то же время. Так, за 10 часов при температуре 300°C расходуется около 40% параметра S2, а при 400°C – 95%. Пиролитические исследования показали, что кероген из стадии ПК3 переходит в МК2, а затем и в МК4.

Поскольку в случае 300°C генерационный потенциал реализован лишь частично, были поставлены эксперименты с большим временем воздействия. Увеличение времени приводит сначала к увеличению количества образующейся синтетической нефти, однако через 5 дней количество нефти начинает постепенно уменьшаться, что обусловлено процессом вторичного крекинга нефтяных продуктов. Стоит отметить, что генерационный потенциал за 7 дней реализуется только на 50-60%. Таким образом, при низких температурах воздействия реализация катагенетического преобразования занимает более длительное время.

В результате проведённых экспериментов по гидротермальному воздействию при различных температурах и длительности прогрева было показано, что кероген можно контролируемо преобразовать до любой стадии катагенеза, которую проходит органическое вещество второго типа при преобразовании в породе за длительное время (Рис.1). При этом полученные результаты хорошо согласуются с расчётами по преобразованию керогена на основании данных кинетических экспериментов по деструкции керогена при пиролизе и вычисленной энергии активации. Таким образом, эксперименты в закрытых системах позволяют симулировать катагенетическое преобразование керогена, оценить процессы, происходящие в нём, и при разработке технологии прогрева пласта в скважине существенно повысить добычу нефти.

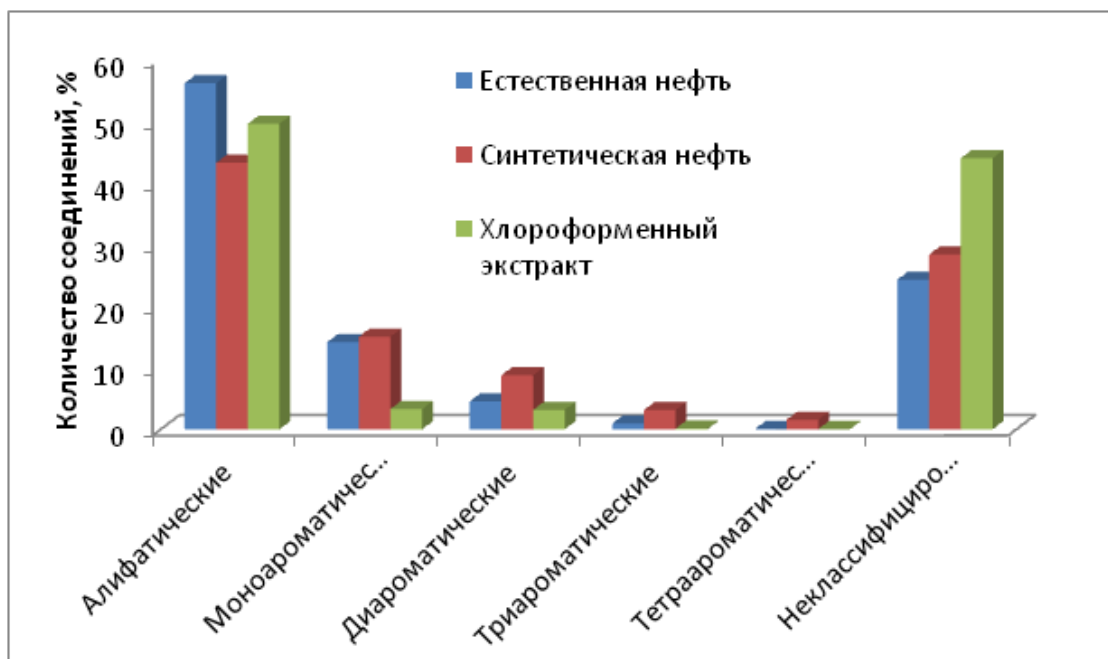
Стоит отметить, что подобранные условия для керогена низкой зрелости (ПК3) будут отличаться от условий, необходимых для получения синтетической нефти и преобразования керогена, уже находящегося на других стадиях катагенеза. Так, было установлено, что кероген, находящийся на стадии МК2 можно также довести до стадии МК4, однако для этого понадобятся более высокие температуры (350-400°C), а преобразование при 300°C идёт очень медленно, что хорошо согласуется с экспериментами при той же температуре на непреобразованном керогене, когда не удалось за длительное время достичь стадии МК3-МК4. В то же время в случае керогена на стадии МК2 можно большую долю генерационного потенциала перевести в синтетическую нефть (до 35%). Однако, как и в случае экспериментов с породами, в которых кероген находится на стадии ПК3, продукты со временем подвергаются вторичному крекингу. При прогреве образца в закрытой системе при 350°C и пластовом давлении в течение 24 часов количество продуктов уменьшается в 3 раза. Таким образом, с точки зрения технологии воздействия на пласт необходимо подбирать условия воздействия для получения максимального выхода синтетической нефти для образцов, находящихся на разной стадии катагенетической преобразованности.



**Рис.1. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена изменения зрелости непреобразованного керогена (ПКЗ) после гидротермального воздействия при различных температурах и в течение разного времени**

Для оценки отличия получаемой синтетической нефти от естественной нефти и демонстрации, что данная нефть получается благодаря крекингу керогена а не в результате экстракции сорбированных в породе углеводородов, были проведены эксперименты по сравнению состава естественной и синтетической нефти и экстракта методом хромато-масс-спектрометрии на хроматографе высокой точности Pegasus® HRT 4D-GCxGC-HR TOFMS (LECO). Как видно из полученных результатов (Рис.2), синтетическая нефть содержит гораздо большее количество ароматических соединений. При этом синтетическая нефть по составу ближе к естественной нефти, чем к сорбированным битумоидам. Стоит отметить, что изменение условий воздействия позволяет получать синтетическую нефть различного состава, что представляет большую перспективу для целевой добычи определённых соединений третичными методами.

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы. Третичные методы воздействия обладают высокой перспективой для повышения добычи нефти из высокоуглеродистых формаций и получения заданных целевых органических продуктов. Эксперименты по моделированию преобразования достаточно точно позволяют оценить процессы, происходящие в керогене при катагенезе и в сочетании с данными о процессах, происходивших в породах (образование разломов, гидротермальные процессы), могут в будущем повысить точность прогнозов расположения залежей нефти в сложных по строению формациях.



**Рис.2. Различие в составе естественной нефти, синтетической нефти и экстракта из образца базеновской свиты.**

Работа выполнена за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-17-00010).



**МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО  
РИФОРМИНГА ЛЧ-35/11-1000**

**А.Г. Кокшаров, К.В. Молотов\***

*Научный руководитель Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,*

*г. Томск, Россия*

*\*ООО «КИНЕФ»*

С использованием компьютерной моделирующей системы был проведен мониторинг установки ЛЧ-35/11-1000 ООО «КИНЕФ» за период 15.09.16-15.02.17. В таблице 1 приведены основные технологические параметры работы установки (загрузка по сырью, температура в реакторах), фактические данные по октановому числу и выходу риформата, а также результаты расчета на программе.

Таблица 1 – мониторинг установки ЛЧ-35/11-1000

*Таблица 1*

Дата отбора	Загрузка, м <sup>3</sup> /ч	Т.вх.1, °С	Т.вх.2, °С	Т.вх.3, °С	Факт. ОЧИ	Расч. ОЧИ	Факт. выход риформата, % мас.	Расч. выход риформата, % мас.
1	115	492	492	492	96,6	96,9	90,6	89,48
2	125	494	494	494	96,8	96,6	90,7	89,77
3	125	493	493	493	96,7	96,5	90,3	89,8
4	125	492	492	492	96,5	96,3	90,1	89,87
5	125	492	492	492	96,6	96,4	90,1	89,85
6	125	491	491	491	96,1	96,2	90,2	89,92
7	135	492	492	492	95,5	95,9	89,7	90,23
8	140	494	494	495	95,8	95,9	89,4	90,31
9	145	496	496	496	96	95,9	89,5	90,38
10	135	494	494	494	96,1	96,1	89	90,15
11	155	498	498	498	96	95,7	89,8	90,6
12	145	496	496	496	96	95,9	89,7	90,38
13	160	499	499	499	96,1	95,7	89,8	90,69
14	160	497	499	500	96,1	95,8	89,9	90,64

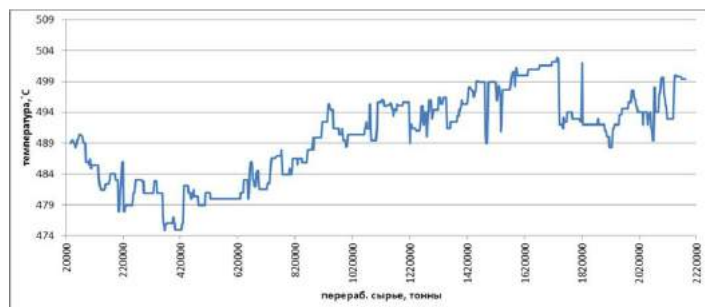
Из результатов расчета видно, что октановое число изменяется в незначительных пределах и составляет в среднем 96-96,5 пункта, выход продукта изменяется в интервале 89,5-90,5 % мас. Из рисунка 1 также видно, что октановые числа риформата рассчитанные на модели и полученные экспериментальным путем имеют допустимую погрешность расхождения равную 0,5 пп. Все это говорит об адекватности расчетов производимых на математической модели.

Оптимальная подача хлора на установке ЛЧ-35/11-1000:

С целью достижения сбалансированности кислотной и металлической активности катализатора нами был проведено следующее:

- проанализированы технологические параметры процесса (подача воды, подача хлора, температура процесса) и динамика коксообразования за длительный период времени 14.11.16-14.02.17 гг;
- рассчитана оптимальная подача хлора в реактор каталитического риформинга.

На рисунке 1 представлено изменение температуры процесса в зависимости от количества перерабатываемого сырья. Из рисунка видно, что имеет место постоянный подъем температуры процесса, для достижения необходимого качества продукта.



*Рис. 1. Изменение температуры процесса*

Подъем температуры в реакторах риформинга сопровождается увеличением коксообразования на катализаторе. На рисунке 2 представлен расчет динамики коксообразования на математической модели.

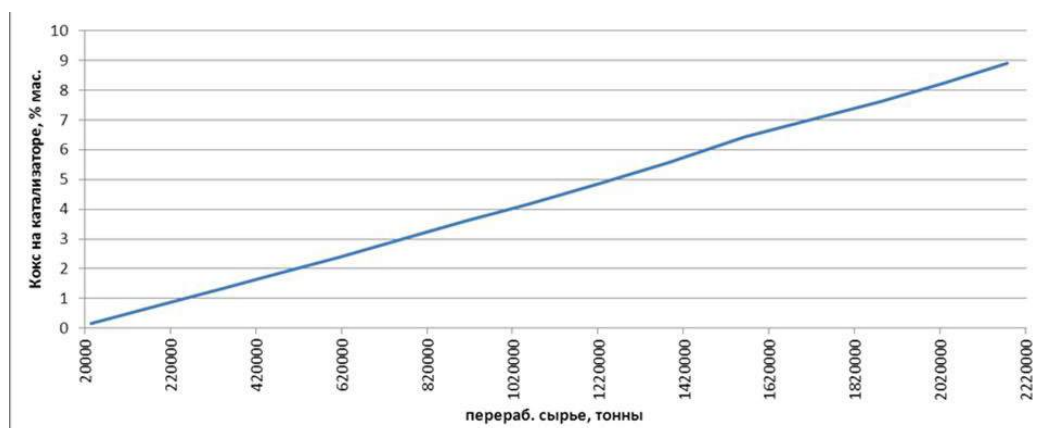


Рис. 2. Динамика коксообразования на катализаторе

Как видно из рисунка 2, при переработки 2,2 млн. тонн сырья, содержание кокса на катализаторе достигло 9% мас. На рисунках 4-5 представлено как изменялась влажность ВСГ и подача воды в реактор.

Согласно полученным результатам, подача хлора в реакционную зону риформинга не всегда являлась оптимальной. Как следствие, происходит снижение активности катализатора по сравнению с оптимальной.

Для достижения сбалансированности кислотной и металлической активности катализатора интервал расхода хлорорганических соединений должен составлять 0,5-1,3 мг/кг в зависимости от влажности системы, расхода и углеводородного состава перерабатываемого сырья, активности катализатора и технологических режимов работы установки.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АДДИТИВНОГО И НЕАДДИТИВНОГО МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОКТАНОВОГО ЧИСЛА КОМПОНЕНТОВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

М.С. Костень, М.В. Киргина

Научный руководитель ассистент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одними из наиболее приоритетных задач подпрограммы «Развитие нефтяной отрасли» государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» являются повышение глубины переработки нефти и увеличение выпуска топлива, соответствующего требованиям Технического регламента ТР ТС 013 2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», так к 2020 году планируется рост доли моторных топлив экологического Класса 5 в общем объеме производства не ниже 90,8 процента [1].

Вместе с тем, актуальным является предварительный и прогнозный расчет свойств приготавливаемого моторного топлива с целью получения высококачественного товарного продукта и увеличения эффективности производства.

Одним из основных свойств автомобильных бензинов является октановое число (ОЧ), определяемое по моторному (ОЧМ) и исследовательскому (ОЧИ) методам. Главной сложностью при расчете ОЧ моторных топлив является неаддитивность данной величины.

В работе представлен сравнительный анализ аддитивного (ОЧИ<sub>адд</sub>, ОЧМ<sub>адд</sub>) и неаддитивного (ОЧИ, ОЧМ) способов расчета ОЧ компонентов моторных топлив по отношению к экспериментально определенным значениям (ОЧИ<sub>эсп</sub>, ОЧМ<sub>эсп</sub>).

Неаддитивный расчет проводился с использованием программного комплекса «Compounding», разработанного на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета.

Данный программный продукт представляет собой инструмент, позволяющий рассчитывать параметры смеси, основываясь на параметрах исходных компонентов. Расчет происходит по алгоритмам, учитывающим взаимное влияние вовлеченных компонентов.

Исходными данными для работы служили результаты обработки данных хроматографического анализа бензиновых компонентов с установок каталитического риформинга, установки каталитического крекинга и установки изомеризации одного из нефтеперерабатывающих предприятий страны.

В таблице 1 представлены свойства исследуемых компонентов моторных топлив, в таблице 2 результаты расчета октанового числа.

Таблица 1

Свойства исследуемых компонентов моторных топлив

Компонент	ДНП, кПа	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, с·Па	Содержание веществ, % мас.					
				н-парафины	изо-парафины	нафтены	бензол	ароматика	олефины
Риформат 1.1	36,95	779,6	51,36	11,68	27,12	1,49	3,15	59,41	0,29
Риформат 1.2	44,07	773,41	48,81	12,77	26,78	1,46	3,36	58,54	0,42
Риформат 1.3	30,12	780,98	50,99	10,99	27,4	1,28	3,6	59,99	0,34
Риформат 2.1	24,41	786,43	51,21	10,9	24,2	1,9	3,53	62,57	0,38
Риформат 2.2	26,55	783,76	50,36	11,24	24,93	2,5	3,03	60,9	0,35
Риформат 2.3	35,9	776,44	49,2	12,81	24,93	2,15	3,69	59,7	0,35
Риформат 3.1	55,32	774,79	51	13,99	24,94	3,8	2,1	56,67	0,54
Риформат 3.2	52,05	777,22	50,33	12,84	25,41	1,76	3,03	59,58	0,39
Риформат 3.3	43,93	779,78	50,78	12,58	24,56	2,56	2,6	59,88	0,44
Бензин кат. крекинга 1	70,73	701,41	33,45	6,14	49,22	15,94	0,78	13,52	15,18
Бензин кат. крекинга 2	84,96	695,34	32,66	6,74	48,08	15,52	1,17	13,31	16,35
Бензин кат. крекинга 3	88	706,43	36,22	7,06	45,21	14,69	0,62	18,57	14,44
Изомеризат 1	104,42	622,42	24,13	14,3	81,58	4,13	0	0	0
Изомеризат 2	105,35	625,71	25,54	15,48	76,51	8	0	0	0
Изомеризат 3	118,34	617,4	23,09	17,24	79,33	3,43	0	0	0

Анализ результатов расчета показал, что погрешность неаддитивного метода расчета ОЧИ относительно эксперимента не превышает 0,7 пункта (при средней погрешности 0,4 пункта), для ОЧМ – не превышает 1 пункта (при средней погрешности 0,4 пункта). В то время как, метод аддитивного расчета дает погрешность в среднем для ОЧИ – 1,4 пункта; для ОЧМ – 1,6 пункта.

Таблица 2

Результаты расчета октанового числа компонентов моторных топлив

Компонент	ОЧИ	ОЧМ	ОЧИ <sub>адд</sub>	ОЧМ <sub>адд</sub>	ОЧИ <sub>эксп</sub>	ОЧМ <sub>эксп</sub>	$\Delta$		$\Delta_{адд}$	
							ОЧИ	ОЧМ	ОЧИ	ОЧМ
Риформат 1.1	95,3	85,6	96,5	86,8	94,7	85,1	0,6	0,5	1,8	1,7
Риформат 1.2	95,3	85,6	96,9	87,2	94,8	85,1	0,5	0,5	2,1	2,1
Риформат 1.3	95,1	85,3	96,5	86,7	94,5	85,1	0,6	0,2	2,0	1,6
Риформат 2.1	95,8	85,6	97,5	87,3	95,1	85,2	0,7	0,4	2,4	2,1
Риформат 2.2	94,1	84,6	95,4	85,8	93,4	84,2	0,7	0,4	1,9	1,6
Риформат 2.3	95,5	85,7	97,1	87,3	95,3	85,3	0,2	0,4	1,8	2,0
Риформат 3.1	94,3	84,7	95,1	85,5	93,8	84,5	0,5	0,2	1,3	1,0
Риформат 3.2	95,7	85,8	97,0	87,2	95,6	85,6	0,1	0,2	1,4	1,6
Риформат 3.3	95,3	85,3	96,6	86,7	95	85,4	0,3	0,1	1,6	1,3
Бензин кат. крекинга 1	83,9	77,7	81,2	74,9	–	78,6	–	0,9	–	3,7
Бензин кат. крекинга 2	84,9	78,8	81,8	75,7	–	77,8	–	1,0	–	2,1
Бензин кат. крекинга 3	85,0	78,4	84,2	77,6	–	78,2	–	0,2	–	0,7
Изомеризат 1	88,3	85,5	88,0	85,2	88,3	86	0,0	0,5	0,3	0,8
Изомеризат 2	88,1	85,0	87,8	84,8	87,5	85,5	0,6	0,5	0,3	0,7
Изомеризат 3	88,9	85,8	88,7	85,6	88,4	86,4	0,5	0,6	0,3	0,8

Так же в ходе анализа отклонений замечено, что для потоков с высоким содержанием ароматических углеводородов (таких как представленные риформаты), метод аддитивного расчета ОЧ дает завышенные результаты, что говорит нам о неоправданном завышении значимости вклада ароматических углеводородов в увеличение октанового числа при аддитивном методе расчета. Для изомеризатов и бензинов каталитического крекинга наблюдается прямо противоположный эффект (неоправданное занижение вклада данных потоков в увеличение ОЧ продукта) что в сумме дает значительную погрешность аддитивного метода расчета ОЧ.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что неаддитивный метод расчета ОЧИ и ОЧМ, производимый с помощью программного комплекса «Compounding» может быть использован для расчетного анализа свойств компонентов моторных топлив.

#### Литература

1. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики»: постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 (ред. от 30.11.2016) // Собрание законодательства. – 2014. – № 18. – ст. 2167.

**ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ  
ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ**

**А.С. Луценко, Н.С. Белинская, Е.В. Францина**  
*Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Деактивация катализатора – главная проблема каталитических промышленных процессов. По данным она поглощает до 90 % всех средств на разработку и эксплуатацию каталитических процессов. Технология и аппаратное оформление некоторых каталитических процессов полностью продиктованы дезактивацией. К ним относятся процессы: крекинг, изомеризация, все процессы дегидрирования, гидроочистки и др. [2]. Снижение активности катализатора является эквивалентным снижению мощности установок, снижение селективности – перерасходу сырья и энергии, снижению качества целевого продукта. Поиск решения данной проблемы затруднен как экспериментальными, так и методологическими трудностями. Кинетические эксперименты – длительны, затратны, иногда невозможны. Деактивация обычно вызывается одновременно несколькими явлениями (отравление, спекание, закоксование и др.).

Необходимость в надежных моделях дезактивации исключительно высока, возможно, даже выше, чем в кинетике целевых реакций, т.к. экспериментально определить оптимальный режим эксплуатации катализатора слишком дорого и затратно. Наибольшей надежностью обладают модели, построенные на основе детальных механизмов катализа, включая стадии дезактивации.

Деактивация катализатора гидродепарафинизации приводит к необходимости повышать температуру процесса по мере уменьшения величины активности катализатора (таблица 1), к уменьшению выхода целевой дизельной фракции, к увеличению выхода тяжелой и газовой фракций (таблица 2), а также к увеличению гидравлического сопротивления слоя катализатора. Очевидно, все это приводит к перерасходу энергии, снижению мощности установок.

*Таблица 1*

*Оценка степени дезактивации катализатора депарафинизации 2012 – 2016 гг.  
(данные мониторинга установок)*

2012 г.					
Дата	Расход сырья, м <sup>3</sup> /ч	T (в P-3), °C	Выход ДФ, %	Выход продукта, %	Tф (ДФ), °C
29.03.12	327	337	58,2	88	-27
2014 г.					
26.03.14	323	354	51,9	87	-27
2015 г.					
05.01.15	321	352	50,7	90	-27
07.01.15	320	352	50,7	90	-27
Среднее за 2015 г.	320	352	50,7	90	-27
2016 г.					
15.08.16	320	355	50,7	90	-26

*Таблица 2*

*Выход фракций в процессе депарафинизации в период 2012 – 2016 гг. (данные мониторинга установок)*

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Выход дизельной фракции, %	74 – 90	63 – 88	52 – 65	54 – 60	44 – 52
Выход бензиновой фракции, %	8 – 10	10 – 12	15 – 18	18 – 20	20 – 21
Выход остатка >340 °C	5 – 15	10 – 25	25 – 30	30 – 35	35 – 40

В настоящем исследовании для решения проблемы прогнозирования дезактивации катализатора и оптимизации условий процесса в динамике в зависимости от изменяющегося состава сырья и потребности в компонентах дизельного топлива определенной марки (летнее, зимнее арктическое) существующая математическая модель [1] была дополнена функцией дезактивации катализатора:

$$\begin{cases} G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_{j=1}^m a_j \cdot W_j \\ G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho \cdot C_p} \sum_{j=1}^m Q_j \cdot a_j \cdot W_j \end{cases}$$

где z – объем переработанного сырья с момента загрузки свежего катализатора, м<sup>3</sup>; G – расход сырья, м<sup>3</sup>/час; z = G·t (t – время работы катализатора с момента загрузки свежего катализатора, ч); C<sub>i</sub> – концентрация i-го компонента, моль/л; V – объем слоя катализатора, м<sup>3</sup>; a<sub>j</sub> – активность катализатора в j-ой реакции; ρ – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>; Ср<sub>см</sub> – удельная теплоемкость смеси, Дж/(кг·К); Q<sub>j</sub> – тепловой эффект j-ой реакции, Дж/моль; T – температура, К; W<sub>j</sub> – скорость j-ой реакции, моль/(л·с), m – количество реакций.

Модель учитывает дезактивацию катализатора. Активность катализатора может быть определена как

отношение константы скорости в некоторый момент времени к константе скорости в начальный момент времени, когда на установку был загружен свежий катализатор.

$$a_j = \frac{k_{j,t}}{k_{j,0}}$$

где  $k_{j,0}$  – константа скорости  $j$ -ой реакции в начальный момент времени (на свежем катализаторе);  $k_{j,t}$  – константа скорости  $j$ -ой реакции в текущий момент времени.

$$a_j = A_j \cdot e^{-\alpha_j \cdot C_K}$$

где  $A_j$ ,  $\alpha_j$  – коэффициенты дезактивации;  $C_K$  – концентрация кокса, % мас.

Коэффициент дезактивации включает дезактивацию кислотных и металлических центров.

$$a_j = a_{i,j} + a_{m,j}$$

где  $a_k$  – активность кислотных центров катализатора;  $a_m$  – активность металлических центров катализатора.

Модель проверена на адекватность сравнением расчетных данных с экспериментальными.

Уровень относительной активности катализатора на конец цикла (2016 год) составляет:

$$Akt = \frac{\Delta - \Delta T}{\Delta} = \frac{60 - 19}{60} = 0,68$$

где  $\Delta$  – максимально возможный температурный интервал процесса (330 – 390 оС);  $\Delta T$  – температура, компенсирующая дезактивацию. Активность свежего катализатора = 1.

Дезактивация катализатора в период с 01.01.2012 до 30.11.2016 г. составила 32 %.

С помощью математической модели проведен расчет оптимальной температуры для переработки сырья разного состава для получения продукта с ПТФ –26 °С при выходе продукта 86 %. Составы сырья и технологические параметры, используемые в расчетах, представлены в таблице 3.

Таблица 3

Составы сырья процесса депарафинизации и технологические параметры

Состав сырья			Технологические параметры	
Фракционный состав, °С	Сырье-1	Сырье-2	Параметр	Значение
			10 %	256
50 %	307	314	Квенч ВСГ в Р-3, м <sup>3</sup> /ч	15000
90 %	360	353	Давление в Р-3, МПа	6,799
Плотность при 20 °С	852	831		
Н-парафины, % мас.	16,10	21,24		

Результаты расчета представлены на рисунке.

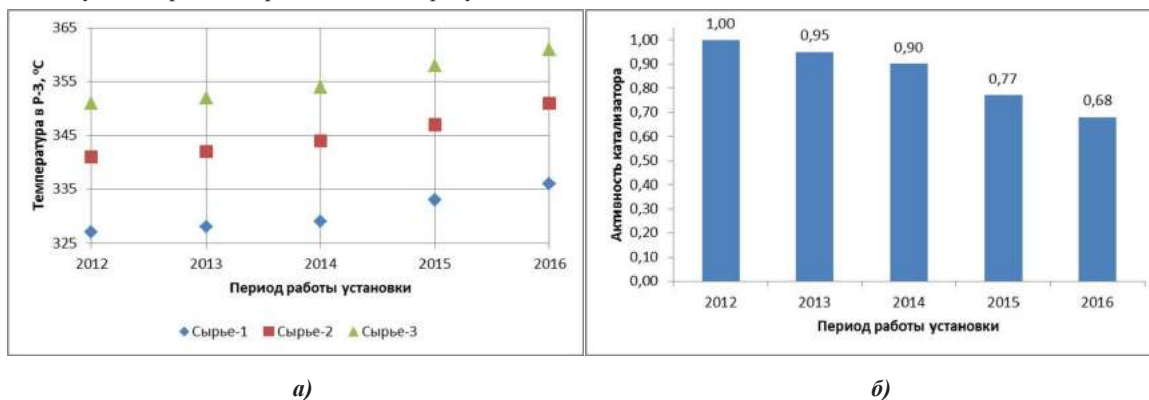


Рис. 1. а – температура в реакторе депарафинизации в зависимости от состава сырья и активности катализатора; б – активность катализатора депарафинизации

Повышение температуры в реакторе депарафинизации в период с 2012 по 2016 гг. за счет дезактивации катализатора составляет 10 °С при получении продукта с ПТФ – 26 °С и выходе 86 %.

#### Литература

1. Иванчина Э. Д., Белинская Н. С., Францина Е. В., Попова Н. В., Кошутин С. Н. Математическое моделирование и оптимизация процесса каталитической депарафинизации дизельных фракций и атмосферного газойля // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – №. 6. – С. 37 – 46.
2. Н.М. Островский. Проблемы исследования кинетики дезактивации катализаторов // Кинетика и катализ. – Москва, 2005. – №5. – С. 737 – 748.

**РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ  
ГРУППОВОГО СОСТАВА СМЕСЕЙ**

**М.В. Майлин, Е.В. Францина, Н.С. Белинская**

*Научный руководитель Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

В условиях новой стратегии экономического развития России все большее внимание уделяется процессам глубокой переработки не только легких нефтей, но и высокосернистых и вязких с получением моторных топлив европейского качества.

Особое место среди гидрогенизационных процессов переработки нефти занимает процесс гидродепарафинизации, позволяющий получать дизельное топливо зимнего и арктического класса, что является важным в связи с освоением залежей нефти в северных широтах и на арктическом шельфе. Поэтому, для России с её огромными северными территориями задача получения низкозастывающих дизельных топлив весьма актуальна.

Для зимних сортов дизельных топлив разработаны особые требования по низкотемпературным характеристикам – температуре помутнения, предельной температуре фильтруемости и температуре застывания топлива, для обеспечения которых необходимы специальные каталитические технологии. В России существует дефицит зимних сортов дизельных топлив. Примерно 90 % от общего объема производства дизельных топлив приходится на летние виды топлива, 9% приходится на производство зимних марок (температура застывания минус 35 и минус 45 °С) и приблизительно 1 % вырабатывается арктического дизельного топлива (температура застывания минус 55°С) для обеспечения районов Арктики и Крайнего Севера [1, 2]. Внедрение на отечественных предприятиях каталитического процесса гидродепарафинизации позволяет обеспечивать рынок нефтепродуктов малосернистым дизельным топливом с улучшенными низкотемпературными свойствами.

На сегодняшний день предприятие ООО «КИНЕФ» производит дизельное топливо летнего и зимнего класса. Для производства дизельного топлива используются три технологические линии:

- Линия 122;
- Линия 175;
- Линия 178.

В табл. 1 представлены исходные компоненты, вовлекаемые в процесс компаундирования дизельного топлива.

*Таблица 1*

*Исходные компоненты для процесса смешения ДТ*

Установка	Продукт	Расход с уст-ки, м <sup>3</sup> /ч
Л-24/6	Сырье Парекс г/о	137
	ДЗ г/о	118
	Отгон г/о	10
ЛГ-24/7	ДЛ г/о	79
	Керосин г/о	105
ЛЧ-24/2000	ДЛ г/о	231
Л-24/10-2000	К-3/1	28
	К-3/2	140
	Низ К-2	30
Парекс 1	Денормализат	52

В табл.2 приведены рецептуры смесей дизельных летних ДТЛ-0,035, ДТЛ-0,005 и смесей дизельных зимних ДТЛ-0,035 и их основные показатели качества.

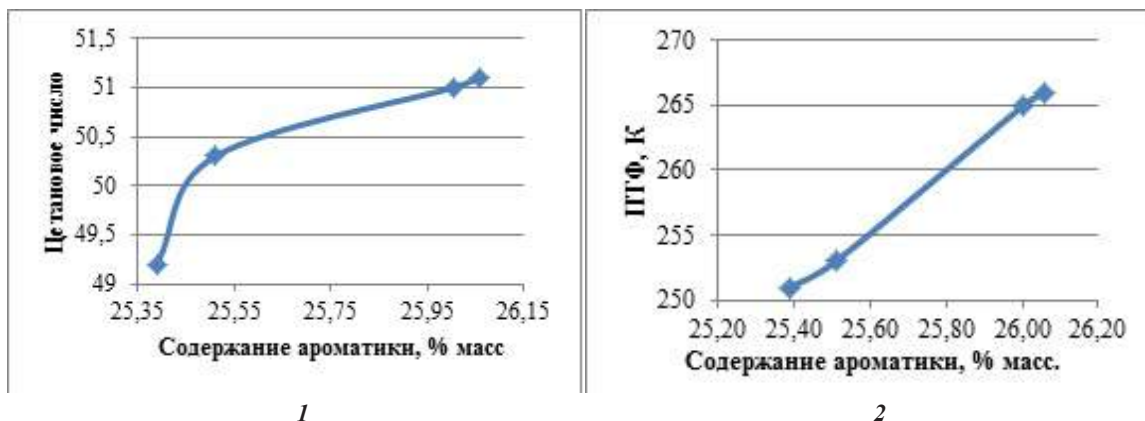


Рис. 1, 2. Зависимость ЦЧ и ПТФ от содержания ароматикки

Для определения зависимости цетанового числа и предельной температуры фильтруемости от группового состава были построены графики зависимости ЦЧ и ПТФ от содержания ароматикки, н-парафинов, нафтенов, и-парафинов и олефинов и установлены уравнения на основе графиков.

Таблица 2

Рецептуры смесей ДТ

Установка	Компоненты	Рецепты			
		1	2	3	4
Л-24/6	Сырье Парекс	–	–	–	–
	Фр. ДЗ	40	40	–	–
	Бензин отгон	–	–	2	2
Л-24/7	ОДЛ	–	–	–	50
	Керосин	–	–	6	6
Л-24/9	ОДЛ	–	–	55	–
Л-24/10	К-3/1	–	–	7	6
	К-3/2	35	50	12	17
	низ К-2	–	–	2	3
Парекс-1	Денормализат	25	10	16	16
Показатели качества ДТ					
Температура помутнения, °С		-20	-18	-6	-5
Предельная температура фильтруемости, °С		-22	-20	-8	-7
Цетановое число		49,2	50,3	51	51,1

На рис.1 приведены графики зависимости ЦЧ и ПТФ от содержания ароматических углеводородов.  
На рис.2 приведены графики зависимости ЦЧ и ПТФ от содержания н-парафинов.

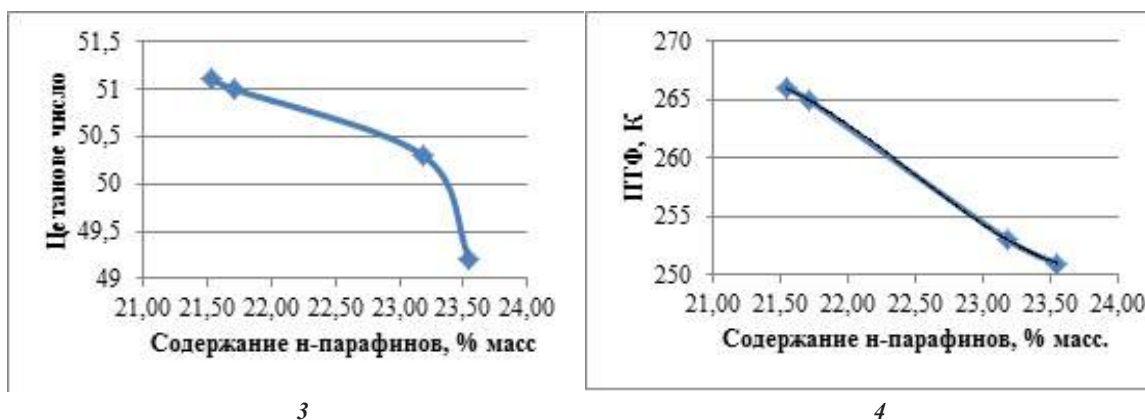


Рис. 3, 4. Зависимость ЦЧ и ПТФ от содержания н-парафинов

На основании полученных графиков были определены уравнения зависимости ЦЧ и ПТФ от группового состава:

1) Цетановое число:

$$\text{ЦЧ} = [(25 \cdot \sum (A + H + \text{нП})^3 - 1813 \cdot \sum (A + H + \text{нП})^2 + 44700 \cdot \sum (A + H + \text{нП}) - 374000) - (2 \cdot \sum (\text{нП} + O)^3 - 86 \cdot \sum (\text{нП} + O)^2 + 723 \cdot \sum (\text{нП} + O) - 9162)]^{0,269}$$

2) Предельная температура фильтруемости:

$$\begin{aligned} & (-36,18) \cdot A^3 + 0,19 \cdot (-8,63) \cdot H^3 + 0,03 \cdot (-1,61) \cdot \text{нП}^3 + 0,65 \cdot 2,5 \cdot O^3 + 0,35 \cdot 1,34 \cdot \text{нП}^3 \\ & + (0,84 \cdot 2795,1 \cdot A^2 + 0,12 \cdot 397,64 \cdot H^2 + 0,04 \cdot 129,84 \cdot \text{нП}^2 + 0,44 \cdot (-71,63) \cdot O^2 + 0,56 \\ & \cdot (-90,57) \cdot \text{нП}^2 + (0,88 \cdot (-71952) \cdot A + 0,08 \cdot (-6090,2) \cdot H + 0,04 \cdot (-3480,1) \cdot \text{нП} + 0,25 \\ & \cdot 673,5 \cdot O + 0,75 \cdot 2025,6 \cdot \text{нП} + 0,91 \cdot 617156 + 0,04 \cdot 30994 + 0,05 \cdot 30994 + 0,12 \\ & \cdot (-2089,7) + 0,88 \cdot (-15048)]^{0,6349} \end{aligned}$$

где А – содержание ароматики, % масс.

Н – содержание нафтенов, % масс.

иП – содержание и-парафинов, % масс.

нП – содержание н-парафинов, % масс.

О – содержание олефинов, % масс.

#### Литература

1. Райская Н.В. Получение низкозастывающих дизельных топлив из газовых конденсатов [Текст] / Н.В. Райская, Г.В. Тараканов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №1. – с. 32-34.
2. Касюк Ю.М., Дружинин О.А., Мельчаков Д.А., Хандархаев С.В., Пичугин В.М., Твердохлебов В.П./ Опыт модернизации производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными свойствами// Технология нефти и газа.–№3.–2009.–С. 12-16.

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ ООО «СТРЕЖЕВСКОЙ НПЗ» МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ Ю.С. Максимов, В.А. Чузлов, А.Г. Кокшаров

*Научный руководитель Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Предложен способ построения прогностической модели для повышения эффективности работы установки каталитического риформинга методом математического моделирования. Непрерывный мониторинг работы установки в течение сырьевого цикла (2004-2017 гг) позволил оценить возможность эксплуатации установки в эффективном режиме. Рассчитаны количество кокса на катализаторе и длительность сырьевого цикла. На настоящий момент установка работает без отклонений, что может говорить о оптимальной эксплуатации установки и прогнозирования срока регенерации катализатора.

Ключевые слова: мониторинг, риформинг, регенерация, математическое моделирование

В настоящее время в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности главное место занимают каталитические процессы, одним из которых является риформинг бензинов. Основное требование, предъявляемое к эксплуатации катализаторов в промышленных условиях – поддержание оптимальной активности, максимальной селективности и стабильности, регенерируемости и механической прочности в течение длительного времени.

С течением времени потенциал работы Pt-контакта снижается. Это обусловлено протеканием процессов старения катализатора, отравления и блокировкой его поверхности коксом. Деактивацию катализатора компенсируют повышением температуры или снижением нагрузки установки по сырью, что неизбежно приводит к снижению селективности. Возникает вопрос о замене катализатора или его регенерации.

Для обеспечения оптимальных режимов эксплуатации и регенерации необходимо прогнозировать динамику накопления кокса на катализаторе, так как от этого будет зависеть режим его регенерации и эксплуатации в последующем сырьевом цикле.

Перспективным способом решения данной проблемы является применение математических моделей на физико-химической основе, обладающих прогнозирующей способностью и чувствительностью к изменению состава сырья и активности катализатора [1-3]. Для установки каталитического риформинга бензинов Стрежевского НПЗ необходимо было решить следующие задачи:

1. Выполнить прогноз срока эксплуатации установки без регенерации.
2. Определить динамику накопления кокса на катализаторе.
3. Определить режимы всех стадий процесса регенерации катализатора и необходимое количество реагентов.
4. Выполнить оценку эксплуатационных свойств катализатора после регенерации.



### Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Костенко А.А., Шарова Е.С., С.А. Фалеев Анализ эффективности эксплуатации платиносодержащих катализаторов процесса риформинга бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 11. – С. 18-23.
2. Крацов А.В., Иванчина Э.Д., Костенко А.В., Чеканцев Н.В., Гынгазова М.С. Учет реакционной способности углеводородов и потенциала катализатора в инновационных технологиях мониторинга промышленных процессов риформинга и изомеризации бензинов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №10. – С. 27-31.
3. Мелехин В.В., Молотов К.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Чеканцев Н.В., Занин И.К. Повышение эффективности стадии оксихлорирования Pt-Re-катализаторов риформинга методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. - 2009. - № 12 -с. 10-14

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

К.А. МАЛЫХ

*Научный руководитель – к.т.н., доцент Е.А. Кузьменко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Нефть, получаемая из скважин, содержит в себе механические примеси, воду, а также газы, растворенные в ней. Для приведения нефти к товарному виду существуют процессы первичной подготовки нефти, к которым относятся процессы обезвоживания, обессоливания, стабилизации. По степени подготовки нефти к транспортировке нормируются следующие показатели: содержание воды (по ГОСТ 2477 нефть должна содержать не более 0,5–1,0% воды), содержание механических примесей (по ГОСТ 6370 в нефти не должно содержаться более 0,05 % мас. механических примесей), давление насыщенных паров (по ГОСТ 1756 давление насыщенных паров не должно превышать значения 66,7 кПа) и содержание хлористых солей (по ГОСТ 21534 содержание солей должно быть не более 100–900 мг/л).

Одна из основных задач первичной подготовки нефти к дальнейшей переработке – эффективное разрушение водонефтяной эмульсии. Для этого в промышленности используются разные способы, а также их различные комбинации. К ним относятся механические (центрифугирование, фильтрация), термические, электрические (воздействие переменного или постоянного электрического тока), химические способы. Воздействие электрического поля является современным методом разделения водонефтяной эмульсии на промысле. Данная деэмульсация представляет собой процесс с высокой энергоэффективностью, так как он позволяет уменьшить использование тепла, а также обойтись без использования химических деэмульгаторов, что делает этот метод экологически чистым. Этот процесс протекает в электродегидраторах, где под действием электрического поля молекулы воды претерпевают флокуляцию, а затем и коалесценцию ввиду межмолекулярного притяжения [2]. Это обусловлено тем, что молекулы воды имеют диэлектрическую проницаемость равную 81, а у нефтей значения диэлектрической проницаемости находятся в интервале 2,1 – 2,4 [1].

В настоящее время для прогнозирования и оптимизации процессов первичной подготовки нефти используются моделирующие системы [3], основными модулями которых являются модели сепарации нефти, каплеобразования, отстаивания и обессоливания. В зависимости от технологической схемы установки подготовки нефти и оборудования, используемого в схеме, формируется алгоритм расчета с использованием модулей входящих в моделирующую систему.

Уравнение материального баланса сепаратора можно представить в виде:

$$F \cdot u_i = G \cdot y_i + L \cdot x_i$$

Где  $F$  - расход исходной смеси, кг/с,

$G$  - расход пара, кг/с,

$L$  - расход жидкой фазы, кг/с,

$U_i$  - концентрация  $i$  – го компонента в исходной смеси,

$x_i$  - концентрация  $i$  – го компонента в жидкой фазе,

$y_i$  - концентрация  $i$  – го компонента в газовой фазе,

Согласно закону Рауля – Дальтона:

$$y_i = K_i \cdot x_i$$

где  $K_i$  константа фазового равновесия, которая определяется по формуле:

$$K_i = \frac{P_i}{P}$$

Где  $P_i$  - давление насыщенных паров компонентов.

Существуют различные способы для расчета размера капель воды, образовавшихся в результате процесса каплеобразования. Методика Тронова В.П. для расчета диаметра капель учитывает большинство факторов, влияющих на процесс [5]:

$$d_{max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_w \cdot v^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{v^{2,4} \cdot P_w^{0,1} \cdot v_{cm}^{0,1} \cdot \rho_n^{0,5} \cdot \mu_n^{0,5}}$$

где  $d_{max}$  - максимальный размер устойчивых капель,

$\sigma$  - поверхностное натяжение,

$\mu_w, \mu_n$  - динамическая вязкость воды и нефти соответственно,

$v$  - средняя линейная скорость потока,

$v_{cm}$  - кинематическая вязкость смеси,

$P_n$  - плотность нефти.

Для расчета процесса отстаивания необходимо учесть законы осаждения капель воды под действием силы тяжести, при учете скорости стесненного осаждения:

$$\frac{\omega_{оли} \cdot 18 \cdot \mu_n \cdot (1 - W)^2}{d_{max}^2 \cdot (\rho_w - \rho_n) \cdot g \cdot ((1 - W)^2 - (1 - \frac{W_1}{W})^2)} = (1 - W)^{4,7}$$

Где  $d_{max}$  - максимальный размер устойчивых капель,

$W$  - обводненность нефти на входе в аппарат,

$\omega_{оли}$  - скорость стесненного осаждения капли размером  $d_r$ ,

$\mu_n$  - динамическая вязкость нефти,

$P_w$  - плотность воды,

$P_n$  - плотность нефти,

$g$  - ускорение свободного падения.

Обессоливание нефти проводится в основном в электродегидраторах при предварительном добавлении опресненной воды.

В работе [4] утверждают, что основная характеристика для расчета остаточной обводненности нефти после пребывания в электродегидраторе – вязкость нефти в рабочих условиях. Авторы получили коэффициенты для полиномиальных уравнений третьего порядка, связывающих остаточную обводненность нефти с нагрузкой электродегидраторов различных конструкций, которые затем используются в уравнении вида:

$$Y = aX^3 + bX^2 + cX + d$$

где  $Y$  – результат конечной обводненности, ожидаемой в установке, % масс

$X$  – удельная нагрузка аппарата, об/об·ч.

Данная методика получена на основе данных по первичной подготовке тяжелой высоковязкой Ярегской нефти и использовалась при совершенствовании процессов первичной подготовки нефти Тимано – Печорской нефтегазосной провинции.

Мы попробовали применить данную модель для расчета остаточной обводненности нефти при обессоливании в электродегидраторах, входящих в схему установки подготовки нефти одного из месторождений Западной Сибири. Характеристики подготавливаемой нефти и оборудования приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные

Характеристика	Значение
Кинематическая вязкость эмульсии при 20°C ( $\mu$ ), мм <sup>2</sup> /с	7,380
Нагрузка на аппарат, м <sup>3</sup> /час	269,208
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	200,000
Удельная нагрузка аппарата, об/(об·час)	1,346

Мы рассмотрели все возможные варианты устройства электродов в электродегидраторах. Результаты расчета по описанной выше модели приведены в таблице 2.

Таблица 2

Расчетное значение остаточной обводнённости для нефти месторождений Западной Сибири

Коэффициенты для полиномиальных уравнений третьего порядка	Значения коэффициентов	Значение ожидаемой обводнённости, % масс.	Экспериментальное значение обводнённости, % масс.	
1. Композитные электроды				
$a = -8 \cdot 10^{-07} \cdot \mu^2 + 0,0003 \cdot \mu + 0,0046$	0,00677		1 – 1,5	
$b = 10^{-05} \cdot \mu^2 - 0,004 \cdot \mu + 0,0147$	-0,01428			
$c = -5 \cdot 10^{-05} \cdot \mu^2 + 0,0151 \cdot \mu - 0,0128$	0,09591			
$d = 2 \cdot 10^{-05} \cdot \mu^2 - 0,0061 \cdot \mu + 0,0454$	0,00147			
$Y$		0,12122		
2. Стальные электроды				
$a = -5 \cdot 10^{-07} \cdot \mu^2 + 0,0002 \cdot \mu + 0,0059$	0,00735			
$b = 5 \cdot 10^{-06} \cdot \mu^2 - 0,0018 \cdot \mu - 0,0727$	-0,08571			
$c = -3 \cdot 10^{-05} \cdot \mu^2 + 0,0092 \cdot \mu + 0,4173$	-0,00287			
$d = 2 \cdot 10^{-05} \cdot \mu^2 - 0,0042 \cdot \mu - 0,1347$	0,00166			
$Y$		-0,13958		
3. Обычные решетчатые электроды				
$a = 2 \cdot 10^{-06} \cdot \mu^2 - 0,0003 \cdot \mu + 0,0063$	0,00419			
$b = -2 \cdot 10^{-05} \cdot \mu^2 + 0,003 \cdot \mu - 0,0966$	-0,07407			
$c = 3 \cdot 10^{-05} \cdot \mu^2 - 0,0025 \cdot \mu + 0,6089$	0,59208			
$d = -6 \cdot 10^{-06} \cdot \mu^2 + 0,0001 \cdot \mu - 0,0997$	-0,09929			
$Y$		0,57370		

При анализе полученных результатов можно судить об адекватности используемой модели для нефти месторождений Западной Сибири. Полученные значения остаточной обводнённости, рассчитанные для стальных электродов имеют отрицательные значения, следовательно модель для данного типа электродов неадекватна. Наиболее близкими к экспериментальным значениям являются результаты расчета для обычных решетчатых электродов. Для решения вопроса о применимости данной модели необходимо выполнить проверку по расчету остаточной обводнённости для других установок первичной подготовки нефти, включающих в схему электродегидраторы.

#### Литература

1. Бортников А.Е., Кордик К.Е. Некоторые результаты лабораторных экспериментов по разрушению водонефтяной эмульсии под воздействием равномерного электрического поля//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2013. – №9. – С.48 – 51.
2. Гречихина Н.А. Совершенствование процесса первичной переработки нефти//Электронное научное издание “Ученые заметки ТОГУ”. – Хабаровск, 2013. – №4. – С.1221 – 1226.
3. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий для крупнотоннажных технологий подготовки нефти//Фундаментальные исследования. – Москва, 2013. – №8. – С.626 – 629.
4. Лукьянов В.А., Попов В.А., Хуторянский Ф.М. Оригинальная методика подбора электродегидраторов для подготовки к переработке высоковязких нефтей//Проектирование, изготовление и эксплуатация нефтегазового оборудования. – Москва, 2012. – №4. – С.79 – 84.
5. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти//Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308, №4. – С.127 – 130.

**ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ  
НА ИХ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА**

**А.Д. Мусина<sup>1</sup>, Н.А. Небогина<sup>2</sup>**

*Научный руководитель к.т.н., доцент А.И. Левашова*

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

<sup>2</sup>*Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия*

С переходом многих нефтяных месторождений на позднюю стадию разработки увеличивается число проблем, вызванных утяжелением фракционного состава нефти, изменением термобарических условий, повышением обводненности продукции скважин и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий. Обводненность нефти вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, а также увеличивает ее вязкость [1]. Исследования физико-химических свойств водонефтяных эмульсий в зависимости от условий их формирования изучены недостаточно, поэтому особую актуальность приобретает изучение влияния условий формирования водонефтяных эмульсий на их структурно-механические свойства. Целью настоящей работы является исследование процесса осадкообразования и реологических свойств водонефтяных эмульсий в зависимости от температуры их формирования и содержания воды.

Были проведены лабораторные исследования эмульсий, приготовленных искусственно на основе нефти Южно-Табаганского месторождения (содержание парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов 7,0; 13,0 и 1,2 % мас., соответственно). В качестве дисперсной фазы, содержание которой варьировалось (10, 20 и 30 мас.%), использовали дистиллированную воду. Нефть и дистиллированную воду предварительно термостатировали в течение 1 часа при температуре 10, 20, 40 и 60 °С. Водонефтяные эмульсии готовили на перемешивающем устройстве в течение 10 мин при тех же температурах. Полученные эмульсии выдерживали в течение суток при 20 °С; эмульсии устойчивы и не расслаиваются в течение двух недель.

Количественную оценку процесса осадкообразования проводили на установке, основанной на методе «холодного стержня». Температуры застывания и динамические вязкости эмульсий определяли методом экспресс-анализа с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов «Кристалл».

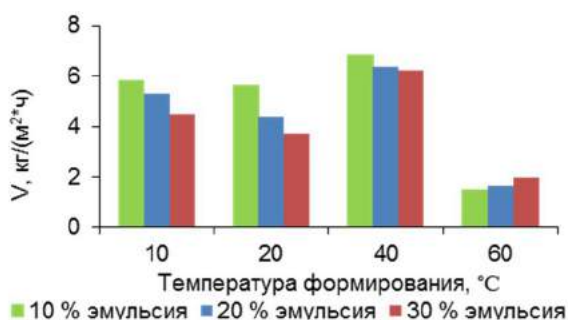
При исследовании влияния температуры формирования эмульсий и содержания водной фазы на интенсивность осадкообразования установлено, что максимальное (32,2 г/100 г) и минимальное (7,0 г/100 г) количество осадка соответствует 10 % эмульсии, образованной при 40 °С и 60 °С, соответственно (таблица 1). При температуре формирования 10, 20 и 40 °С для всех исследуемых образцов наблюдается незначительное снижение количества АСПО с увеличением содержания воды в эмульсии. Для эмульсий, образованных при 60 °С, зависимость обратная: с увеличением содержания воды в эмульсии возрастает количество осадка. Для всех эмульсий, сформированных при 40 °С, характерно максимальное количество осадка, а при 60 °С – значительное снижение количества АСПО.

*Таблица 1*

*Осадкообразование водонефтяных эмульсий*

Температура формирования, °С	Количество осадка г/100г		
	10 % эмульсия	20 % эмульсия	30 % эмульсия
10	27,4	25,0	21,2
20	26,4	20,7	17,5
40	32,2	30,0	29,4
60	7,0	7,7	9,4

Согласно полученным данным о количестве осадков, для эмульсий была рассчитана скорость осадкообразования (рисунок 1). Максимальная скорость осадкообразования характерна для эмульсий, сформированных при 40 °С. Для 10, 20 и 30 % эмульсии скорость образования осадка составляет 6,9; 6,4 и 6,3 кг/(м<sup>2</sup>\*ч), соответственно. С увеличением температуры формирования эмульсий от 40 до 60 °С, скорость осадкообразования снижается в 4 раза.



*Рис. 1. Скорость осадкообразования в зависимости от степени обводненности при различных температурах формирования эмульсии*

Увеличение температуры формирования водонефтяных эмульсий от 10 до 40 °С сопровождается повышением температуры застывания: на 2,3; 4,3 и 5,3 °С для 10, 20 и 30 % эмульсий, соответственно (таблица 2). С ростом обводненности эмульсий до 30 %, образованных при 10 и 20 °С, температура застывания практически не изменяется и составляет около +7,0 °С. Эмульсии, образованные при 60 °С, показывают минимальную температуру застывания (около 0 °С).

Таблица 2

Температура застывания

Температура формирования, °С	Температура застывания, °С		
	10 % эмульсия	20 % эмульсия	30 % эмульсия
10	+7,0	+6,9	+7,2
20	+7,0	+6,7	+6,6
40	+9,3	+11,0	+11,9
60	+0,4	-0,8	+0,9

Полученные зависимости исследования влияния температуры на вязкость эмульсий приведены на рисунке 2. При понижении температуры вязкость всех исследуемых эмульсий увеличивается. При увеличении температуры вязкость образованных эмульсий стремится к значениям вязкости исходной нефти. Увеличение содержания водной фазы в эмульсиях, сформированных при различных температурах, сопровождается ростом вязкости по сравнению с исходной нефтью. Так, например, при температуре 5 °С вязкость исходной нефти составила 264 мПа\*с, а для 10, 20 и 30 % эмульсий с температурой формирования 20 °С – 404 мПа\*с; 495 мПа\*с и 535 мПа\*с, соответственно (рисунок 2, б). Также можно отметить, что эмульсии, образованные при 40 °С, имеют наибольшие значения вязкости. При температуре 5 °С вязкость 10, 20 и 30 % эмульсий, сформированных при 40 °С – 436 мПа\*с; 603 мПа\*с и 658 мПа\*с, соответственно.

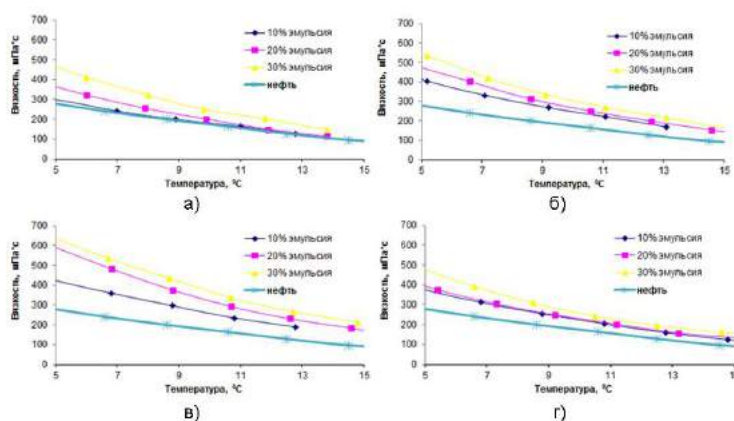


Рис. 2. Динамическая вязкость  $\eta$  эмульсий в зависимости от температуры при различных температурах формирования: а) 10 °С; б) 20 °С; в) 40 °С; г) 60 °С

Таким образом, показано значительное влияние температуры формирования эмульсий на их структурно-механические свойства. Для эмульсий, сформированных при 40 °С с содержанием воды 10-30 %, наблюдается значительное повышение скорости осадкообразования (6,9 – 6,4 кг/(м<sup>2</sup>\*ч)) и температуры застывания (+9,3 – (+11,9) °С), увеличение динамической вязкости. Для эмульсий, сформированных при 60 °С, наблюдается понижение скорости осадкообразования (1,5 – 2,0 кг/(м<sup>2</sup>\*ч)) и температуры застывания (-0,8 – (+0,4) °С), уменьшение динамической вязкости, по сравнению с эмульсией, образованной при 40 °С.

В эмульсиях, сформированных при 40 °С, наблюдается образование более прочных надмолекулярных структур, что приводит к ухудшению структурно-реологических параметров. По мнению автора [2] при температурах 36 – 38 °С, могут происходить фазовые превращения в надмолекулярной подсистеме асфальтены-смолы, что оказывает существенное влияние на ингибирующую способность природных поверхностно-активных веществ. Увеличение температуры до 60 °С приводит к формированию водонефтяных эмульсий в условиях полного расплавления парафиновых углеводородов, что значительно улучшает реологические свойства и снижает количество асфальтосмолопарафиновых отложений.

#### Литература

1. Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий//Нефтепереработка и нефтехимия. - 2008. - № 1. - С. 21 - 23.
2. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Температурные особенности образования отложений из жидких сред с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ//Наука и технология углеводородов. - 2000. - № 1. - С. 52 - 56.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

Назаренко М.Ю.

*Научный руководитель – зав. каф., проф., д.т.н. Кондрашева Н.К.*

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия**

В настоящее время основным источником сырья для химической и энергетической промышленности России являются уголь, нефть и природный газ. Россия также имеет большие по объему месторождения горючих сланцев, такие как Прибалтийский (10246,7 млн т), Тимано-Печорский (4888 млн т), Вычегодский (58105,8 млн т), Волжский (25822,4 млн т), Оленекский (380000 млн т) и др. бассейны [1]. Горючие сланцы – это органическая горная порода, полезные свойства которой определяются, прежде всего, наличием в ее составе преобразованного органического вещества высших растений и простейших организмов, обобщенно называемого керогеном. Образование большого количества смолы при полукоксовании (20–70 % в расчете на органическую часть) – главная особенность горючих сланцев, отличающая их от углей. Основная проблема переработки горючих сланцев – образование большого количества сланцевольных отходов (до 50 % массовых от исходного количества сланцев), для хранения которых необходимо выделять огромные территории [2,5-6].

Несмотря на это, в последнее десятилетие интерес к переработке горючих сланцев и зольных отходов резко возрос [3-6]. Многие страны, такие как США, Эстония, Китай, Бразилия, Казахстан и др., используют горючие сланцы в энергетической и химической промышленности. Это связано прежде всего с тем, что большинство стран стремится диверсифицировать структуру своей энергетики – использовать местные, в том числе нетрадиционные и низкосортные виды топлива. Для эффективного использования горючих сланцев в российской экономике необходимо проведение исследований, направленных на комплексную переработку горючих сланцев, учитывающих не только органическую, но и минеральную составляющую горючих сланцев, а также поиск способов утилизации сланцевольных отходов. Исходя из вышесказанного, целью данной работы было изучение различных физико-химических свойств горючих сланцев и сланцевольных отходов для повышения эффективности их использования в российской экономике.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- изучены физические свойства горючих сланцев и сланцевольных отходов (влажность, зольность, пористость, удельное электросопротивление, брикетированность и т.д.)
- изучены химический, минеральный и функциональный составы сланцевольных отходов горючих сланцев;
- проведен гранулометрический анализ сланцевольных отходов процесса газификации горючих сланцев;
- определены оптимальные условия для брикетирования сланцевой мелочи;
- изучены фильтрующие и сорбционные свойства горючих сланцев и их эффективность в зависимости от фракционного состава и типа загрязнителей;
- проведена оценка флюсующего влияния минеральной составляющей горючих сланцев для получения металлов восстановительной плавкой;
- изучено влияние минеральной части горючих сланцев на выход легких продуктов при совместной переработке с другими углеводородами.

Объектом исследований были горючие сланцы Ленинградского месторождения Прибалтийского бассейна и сланцевольные отходы процесса газификации горючих сланцев. Процесс газификации горючих сланцев оказывает наименьшее влияние на окружающую среду и является наиболее перспективным способом переработки низкосортного углеводородного сырья.

По полученным результатам исследований разработанные условия для брикетирования сланцевой мелочи, которые позволяют получать сланцевые брикеты высокой механической прочности, что облегчает их транспортировку и повышает эксплуатационные свойства, что позволит использовать сланцевую мелочь для производства энергии и химического сырья.

Установлено, что использование горючих сланцев в качестве углеродсодержащего восстановителя имеет ряд преимуществ:

- за счет оксидов минеральной части горючих сланцев понижается температура процесса, за счет чего снижаются расходы на электроэнергию;
- оксиды минеральной составляющей горючих сланцев ( $\text{Si}_2\text{O}$ ,  $\text{Al}_2\text{O}$ ,  $\text{CaO}$ ) понижают вязкость шлака.

Использование минеральной части горючих сланцев в качестве флюсующих добавок позволяет снизить затраты на приобретение флюсующих веществ для восстановительных процессов в металлургии так, как они уже содержатся в углеродсодержащем восстановителе – горючих сланцах. Стоимость горючих сланцев также гораздо ниже стоимости традиционных углеродсодержащих восстановителей – нефтяного кокса и углей, в результате чего также достигается экономия средств. Использование минеральной части горючих сланцев в качестве флюсующей добавки позволит снизить затраты на проведение процесса, так, например, 1 кг  $\text{CaO}$  стоит в среднем от 30р/кг,  $\text{SiO}_2$  – от 100 р/кг,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  - от 120 р/кг.

При изучении сорбционных и фильтрационных свойств горючих сланцев установлено, что:

- горючие сланцы и сланцевольный остаток удовлетворяют требованиям ГОСТ Р 51641-200 «Материалы фильтрующие зернистые». Значит могут использоваться в качестве фильтрационного или сорбционного материала;

– определено, что полученные значения сорбционной емкости сланцезольного остатка выше значений сорбционной емкости горючих сланцев, песка и цеолита.

Использование сланцезольных отходов в качестве фильтрующего или сорбционного материала для предварительной очистки воды от органических загрязнений (нефти и нефтепродуктов) позволит увеличить срок использования более дорогих фильтров на основе традиционных минеральных фильтрующих материалов

Основное преимущество полученных результатов по использованию сланцезольного остатка заключается в том, что сланцезольный остаток является отходом термической переработки горючих сланцев и не требует дополнительных затрат для своего производства.

#### Литература

1. Смирнова Т.С., Вахидова Л.М., Мирабидинов Ш.Н.У. Минерально-сырьевые ресурсы России и мировой опыт природопользования / // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 7. – С. 7–17;
2. Стрижакова Ю.А, Усова Т.В., Третьяков В.Ф. Горючие сланцы – потенциальный источник сырья для топливно-энергетической и химической промышленности // «Вестник МИТХТ». Химия и технология органических веществ. – 2006. – № 4. – С. 76–85;
3. Назаренко М.Ю., Кондрашева Н.К., Салтыкова С.Н., Бажин В.Ю. Физические характеристики брикетов, полученных из сланцевой мелочи и древесных опилок. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2016.-Т.327.- №3.-с.67-74;
4. Назаренко М.Ю., Бажин В.Ю., Салтыкова С.Н., Шариков Ф.Ю. Изменение состава и свойств горючих сланцев во время термической обработки //«Кокс и Химия», , 2014, №10, с.46-49.
5. Рудина М.Г., Серебрянникова Н.Д., Справочник сланцепереработчика. – Л.: Химия, 1988. – 256 с;
6. Юдович Я.Э. Горючие сланцы Республики Коми. Проблемы освоения. – Сыктывкар: Геопринт, 2013. – 90 с.

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА И КАЧЕСТВА БЕНЗИНА, ЖИРНОГО ГАЗА И КОКСА С УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧЕТОМ ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА

Г.Ю. Назарова, Г.Р. Бурумбаева

*Научный руководитель д.т.н., профессор Е.Н. Ивашкина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтегазовой отрасли промышленности отведено особое место в стратегии развития Казахстана до 2030 г. Основной целью программы является повышение конкурентоспособности нефтегазовой отрасли Республики Казахстан [1].

В соответствии с программой индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на период 2015-2019 гг., на всех нефтеперерабатывающих заводах Республики Казахстан (Атырауский НПЗ, Шымкентский НПЗ и Павлодарский НПЗ) реализуются проекты развития, модернизации и внедрение новых установок переработки нефтяного сырья.

Так, например, на Атырауском НПЗ предусмотрено строительство 12 технологических установок, в том числе комплекса глубокой переработки нефтяного сырья с введением установки каталитического крекинга и установок гидроочистки. На Павлодарском НХЗ в рамках проекта будут введены новые установки изомеризации и сплиттера нефти, а также проведена реконструкция установок, в том числе установки каталитического крекинга [2].

Среди вторичных процессов переработки нефтяного сырья особую роль занимает процесс каталитического крекинга, который позволяет дополнительно производить до 15-20% от перерабатываемого сырья высокооктанового бензина, а также жирного газа, богатого пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциями. Кроме того, в процессе каталитического крекинга образуется кокс, который приводит к обратимой дезактивации катализатора и, наряду с этим, кокс необходим для поддержания теплового баланса системы «реактор-регенератор», т.к. в процессе окислительной регенерации катализатора выделяется тепло. Поэтому требуется снизить количество кокса, образующегося на поверхности, кроме количества, требуемого для поддержания теплового баланса системы.

Выход и качество продуктов с установки каталитического крекинга определяется групповым составом перерабатываемого сырья, большим числом параметров технологического режима работы реакторно-регенераторного блока, структурно-селективными свойствами катализатора и др. Метод математического моделирования является одним из способов повышения эффективности эксплуатации промышленных установок, позволяющий проводить исследования без участия действующих промышленных объектов.

Целью работы является прогнозирование выхода высокооктанового бензина, жирного газа и кокса в технологии каталитического крекинга в зависимости от группового состава сырья с применением математической модели процесса.

В работе предоставлены результаты расчетов по влиянию состава сырья и кратности циркуляции катализатора на выход и октановое число бензиновой фракции, жирного газа и кокса с применением математической модели

процесса каталитического крекинга, разработанной на основании формализованной схемы превращений углеводородов [3].

Для расчетов по модели выбраны 2 типа сырья, представленные в таблице 1. Определение группового состава сырья каталитического крекинга выполнено методом жидкостно-адсорбционной хроматографии. Параметры технологического режима работы реакторно-регенераторного блока для расчетов по модели представлены в таблице 2.

Таблица 1

Групповой состав сырья процесса каталитического крекинга

Группа углеводородов	Содержание % мас.	
	Сырье-1	Сырье-2
Насыщенные углеводороды	73,3	65,9
Ароматические углеводороды	23,1	30,1
СМОЛЫ	3,6	4,0

В соответствии с таблицей 1, Сырье-1 каталитического крекинга характеризуется большим содержанием насыщенных углеводородов (73,3 % мас.) по сравнению с Сырьем-2 (65,9 % мас.). Содержание ароматических углеводородов и смол выше в Сырье-2 (30,1 и 4,0 % мас.).

Таблица 2

Основные параметры технологической режим работы реактора для расчетов по модели

Параметры процесса	Значение
Расход сырья на установку, м <sup>3</sup> /ч	186,0
Температура сырья на входе реактор, °С	275,6
Расход пара в реакционную зону лифт-реактора, кг/ч	11960,6
Расход шлама в реактор, м <sup>3</sup> /ч	14,0
Суммарный расход пара в зону десорбции, кг/ч	4570,0
Температура регенерированного катализатора, °С	664,5
Давление, кгс/см <sup>2</sup>	1,5
Кратность циркуляции катализатора $\frac{т_{кат}}{т_{сырья}}$	6,3

С применением математической модели показано, что состав сырья в значительной степени оказывает влияние на показатели процесса каталитического крекинга. Так, выход бензиновой фракции и жирного газа выше для сырья-1 и составляет 42,3 % мас. и 32,4 % мас. соответственно, в то время как при работе на сырье-2 выход бензиновой фракции и газа составил 41,3 % мас. и 30,5 % мас. соответственно. При этом выход кокса выше при работе на сырье с высоким содержанием ароматических углеводородов (5,7 % мас. – сырье-2 и 5,3 % мас. сырье-1).

Проведена оценка влияния кратности циркуляции катализатора с учетом состава перерабатываемого сырья и температуры в зоне вывода регенерированного катализатора.

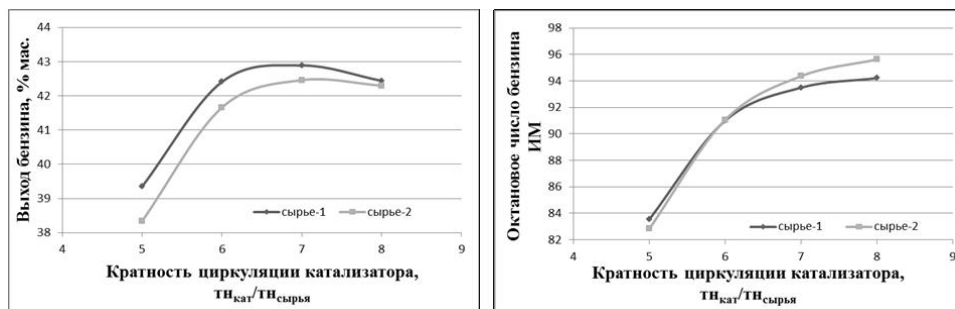


Рис.1. Зависимость выхода и октанового числа бензина от кратности циркуляции катализатора и состава перерабатываемого сырья

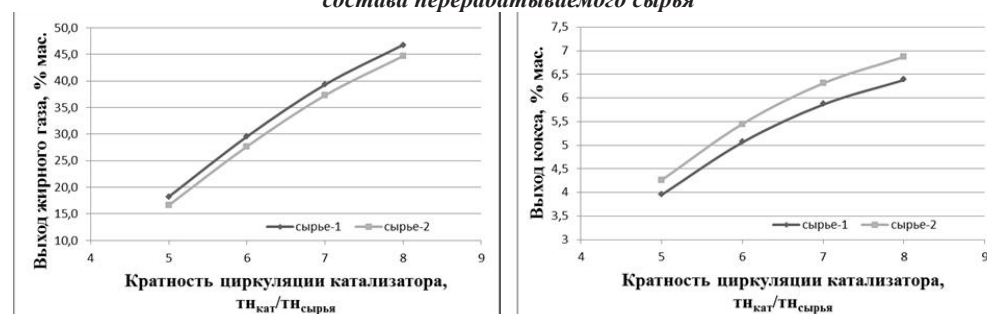


Рис.2. Зависимость выхода жирного газа и кокса от кратности циркуляции катализатора и состава перерабатываемого сырья



Расчеты по модели показали, что выход бензиновой фракции при увеличении кратности циркуляции катализатора с 5 до 7 тн<sub>кат</sub>/тн<sub>сырья</sub> возрастает с 39,5 до 43,0 % мас. – при переработке сырья с высоким содержанием насыщенных углеводородов (73,1 % мас.) и с 38,4 до 42,4 % мас. – при переработке сырья с повышенным содержанием ароматических углеводородов (30,1 % мас.). При дальнейшем увеличении кратности циркуляции катализатора выход бензиновой фракции понижается до 42,4 % мас. – для сырья-1 и 42,2 % мас. – для сырья-2, что связано с увеличением скоростей реакций крекинга углеводородов бензиновой фракции с образованием газообразных продуктов и продуктов уплотнения. При этом октановое число бензиновой фракции при переработке вакуумного дистиллята с высоким содержанием ароматических углеводородов выше (рис.1) При увеличении кратности циркуляции катализатора октановое число бензиновой фракции возрастает за счет увеличения содержания ароматических углеводородов в бензиновой фракции.

Выход жирного газа при увеличении кратности циркуляции катализатора постоянно увеличивается, что связано с увеличением скорости вторичных реакций крекинга. При переработке сырья с повышенным содержанием насыщенных углеводородов выход газа выше и возрастает с 18,2 до 46,8 % мас. при увеличении кратности циркуляции катализатора с 5 до 8 тн<sub>кат</sub>/тн<sub>сырья</sub>.

Выход кокса возрастает с 3,9 до 6,4 % мас. – при переработке сырья-1 и с 4,3 до 6,9 % мас. – при переработке сырья-2 за счет увеличения скоростей реакций конденсации ароматических углеводородов с образованием продуктов конденсации (рис.2). При этом выход кокса при переработке сырья с высоким содержанием смолистых соединений и ароматических углеводородов выше.

Таким образом, применение математической модели реактора каталитического крекинга позволяет прогнозировать показатели процесса каталитического крекинга (выход и качество бензиновой фракции, кокса, газа) в зависимости от состава перерабатываемого сырья и технологического режима работы реакторного блока. Комплексная оценка влияния этих параметров на производительность установки и качество получаемых продуктов позволит оптимизировать работу промышленного реактора каталитического крекинга с учетом состава перерабатываемого сырья и технологического режима работы реактора.

#### Литература

1. Послание Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаев к народу. 2010 г. [www.akorda.kz](http://www.akorda.kz).
2. Официальный сайт КазМунайГаз <http://www.kmg.kz>
3. Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Nazarova G.Y., et al. Formalization of hydrocarbon conversion scheme of catalytic cracking for mathematical model development // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – vol. 27. – pp. –1-6.

### РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕАКТОРА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧЕТОМ ФУНКЦИИ ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА КОКСОМ

Г.Ю. Назарова, Т.А. Шафран, В.И. Стебенева  
Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность эксплуатации установок каталитического крекинга определяется комплексом показателей эксплуатации нестационарной сопряженной системы «лифт-реактор-регенератор». Выход целевых продуктов с установки каталитического крекинга и их качество в большей степени определяются технологическим режимом работы реакторно-регенераторного блока, составом перерабатываемого сырья и структурно-селективными свойствами микросферического цеолитсодержащего катализатора.

В процессе эксплуатации катализатор дезактивируется под действием кокса и тяжелых металлов, содержащихся в сырье, что приводит к потере его эксплуатационных свойств – снижению активности и селективности, что напрямую влияет на эффективность процесса, срок службы катализатора и, соответственно, экономические затраты.

К компонентам, необратимо дезактивирующим катализатор, относятся металлоорганические соединения (Ni, V, Cu, Na, Fe) в высококипящих фракциях нефти, увеличивающиеся во фракциях с ростом температуры кипения фракции. Дезактивация катализатора крекинга коксом является обратимым процессом, активность катализатора восстанавливается путем удаления кокса с его поверхности в процессе окислительной регенерации катализатора.

Разработка математической модели реактора каталитического крекинга и прогнозирование показателей процесса с учётом функции дезактивации катализатора крекинга позволят скорректировать технологический режим работы установки для увеличения выхода светлых фракций и оценить влияние различных факторов (состав сырья, технологический режим реактора и регенератора и др.) на содержание кокса и степень дезактивации катализатора.

Целью работы является разработка математической модели процесса каталитического крекинга, учитывающей функцию дезактивации цеолитсодержащего катализатора коксом.

Объектом исследования является промышленная установка каталитического крекинга вакуумного дистиллята (фр. 350–550 °С). В качестве сырья установки используют гидроочищенный вакуумный дистиллят. Температура процесса составляет 495–542 °С, давление в реакторе – 0,08–0,2 МПа. На установке каталитического крекинга эксплуатируют микросферический цеолитсодержащий катализатор (Y и ZSM-5).

Цеолит типа Y имеет четыре входных окна диаметром 0,73-1,3 нм, соотношение Si/Al находится в диапазоне

от 4,0 и выше. Присутствие цеолита Y с широкопористой структурой в составе катализатора обеспечивает первичный крекинг высокомолекулярных углеводородов, а также высокие скорости вторичных реакций переноса водорода при циклизации олефинов, ведущей к образованию циклоалканов, циклоалкенов и ароматических углеводородов и большого количества изопарафинов,

Цеолит типа ZSM-5 состоит из четырех входных окон эллиптической формы диаметром 0,51-0,56 нм. Соотношение Si/Al для цеолита типа ZSM-5 может достигать до 50. Значительная реакционная способность для таких цеолитов и соответствующий размер пор позволяют проводить с их использованием селективный крекинг углеводородов в соответствии с технологией глубокого каталитического крекинга и получать низкомолекулярные олефины.

Деактивация цеолитных катализаторов коксом, несомненно, зависит от таких параметров как, технологические режимы работы промышленной установки, состав перерабатываемого сырья, структурно-селективные свойства катализаторов (кислотность, размер пор и пористая структура цеолита) и др. Как правило, скорость и степень образования кокса увеличиваются с увеличением кислотности цеолита. Выход кокса уменьшается с уменьшением размера пор при постоянной кислотности цеолита. [1].

В соответствии с [2] выход кокса в процессе каталитического крекинга при эксплуатации цеолита с меньшим диаметром пор ZSM-5 ниже и составляет 0,4% по сравнению с 2,2% для широкопористого цеолита Y (диаметр отверстия 0,72 нм). Тем не менее, в работе показано, что в порах молекулярного диаметра, относительно небольшое количество кокса может привести к существенной потере активности катализатора.

К тому же, существует зависимость механизма коксонакопления от времени контакта. На короткое время контакта, коксообразование является относительно медленным, и дезактивация происходит главным образом из-за отравления кислотных центров, при долгом времени контакта на поверхности катализатора образуется большое число предшественников кокса, а затем уже и аморфного кокса, блокирующего входные поры и каналы в полости цеолита [1].

Согласно данным по эксплуатации промышленной установки, время контакта сырья и катализатора составляет 3-5 секунд, следовательно, дезактивация катализатора должна в большей степени происходить из-за отравления кислотных центров катализатора. При этом в работе [3], установлено, что цеолит ZSM-5 обладает более сильными кислотными свойствами, чем цеолит Y, доля сильных кислотных центров к слабым для цеолита ZSM-5, близки, при этом для цеолита Y доля слабых кислотных центров почти в 2 раза меньше доли средних. Общее число кислотных центров для цеолита Y составляет 0,88 и 1,30 – для цеолита ZSM-5, наряду с этим, размер пор цеолита ZSM-5 в 0,7 нм меньше. В соответствии с более сильной кислотностью цеолита ZSM-5 и меньшим размером пор цеолита, степень дезактивации ZSM-5 выше, относительно цеолита Y.

Текущая относительная активность катализатора к первичным (AY) и вторичным (AZSM-5) реакциям в процессе каталитического крекинга описана экспоненциальной зависимостью, определенной на основании экспериментальных данных:

$$A_Y = A_0 \cdot e^{-0,00364 \cdot C_k}$$

$$A_{ZSM-5} = A_0 \cdot e^{-0,00536 \cdot C_k}$$

где A – относительная текущая активность катализатора в лифт-реакторе, A<sub>0</sub> – относительная активность регенерированного катализатора, зависящая от остаточного кокса на катализаторе,  $-3,64 \cdot 10^{-3}$  и  $5,36 \cdot 10^{-3}$  – константы дезактивации, определенные экспериментальным путем, c<sub>k</sub> – выход кокса на сырье, % мас.

Таким образом, математическая модель процесса каталитического крекинга дополнена функцией дезактивации катализатора коксом и представлена системой дифференциальных уравнений изменения концентрации реагирующих веществ по времени контакта в соответствии с формализованной схемой превращений углеводородов, дополненных уравнением теплового баланса реактора идеального вытеснения с начальными условиями  $\tau = 0, C_i = C_{i0}, T_0 = T_{н.р.}$ :

$$\begin{cases} \frac{dC_i}{d\tau} = \psi W_j \\ \rho_m c_m \frac{dT}{d\tau} = \sum_{j=1}^n (\pm \Delta H_j) \psi W_j \end{cases}$$

где dC<sub>i</sub> – изменение концентрации i-группы углеводородов, моль/л; τ – время контакта, с; W<sub>j</sub> – скорость химической реакции; ψ – функция дезактивации катализатора коксом  $\psi = f(C_{\text{кокса}})$ ; dT – изменение температуры потока, К; ΔH<sub>j</sub> – тепловой эффект химической реакции, ккал/моль; ρ<sub>m</sub>, c<sub>m</sub> – плотность и теплоемкость потока, кг/м<sup>3</sup>, ккал/(кг·К); T<sub>н.р.</sub> – температура начала реакции, К.

Состав сырья, оказывает значительное влияние на образование кокса в процессе каталитического крекинга и, соответственно, степень дезактивации катализатора наряду с технологическим режимом работы реакторно-регенераторного блока. К компонентам сырья, обратимо дезактивирующим катализаторы крекинга, относят полициклические арены, смолы, асфальтены и др.

С применением математической модели выполнены расчеты по оценке влияния состава сырья на относительную активность катализатора на выходе из лифт-реактора. При изменении состава сырья основные параметры технологического режима для расчетов по модели поддерживались на постоянном уровне: расход сырья 271140 кг/ч, температура сырья 304 °С, температура катализаторного потока на выходе из регенератора 690 °С, кратность циркуляции катализатора 5,56 тн<sub>кат</sub>/тн<sub>сырья</sub>, температура процесса 521 °С, расход шлама в

реактор 9,2 м<sup>3</sup>/ч, расход пара на распыл сырья и в захватное устройство лифт-реактора 7898 кг/ч.

На рисунке 1 представлена зависимость относительной активности закоксованного катализатора в отношении первичных и вторичных реакций крекинга от содержания смол в сырьевом потоке.

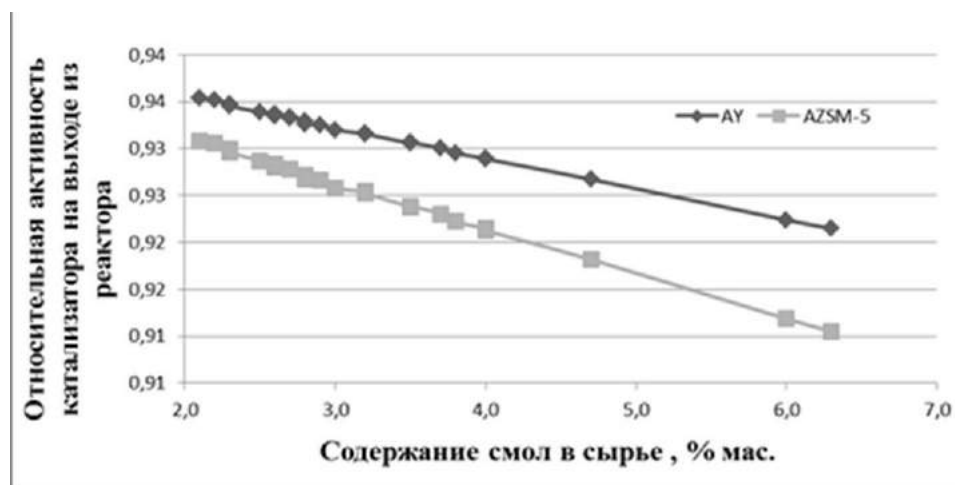


Рис. 1. Зависимость относительной активности катализатора от содержания смол в сырье каталитического крекинга

В соответствии с рисунком 1 при увеличении содержания смол в сырье каталитического крекинга с 2,1 до 6,3 % мас. относительная активность катализатора снижается с 0,935 до 0,920 в отношении первичных реакций крекинга и с 0,931 до 0,910 в отношении вторичных реакций крекинга при поддержании постоянных параметров технологического режима работы реактора. Снижение активности катализатора связано с увеличением выхода кокса, образующегося на поверхности катализатора с 2,85 до 6,95 % мас.

Разработка и применение математической модели реактора, учитывающая групповой состав перерабатываемого сырья и функцию дезактивации катализатора позволит проводить исследования, направленные на увеличение выхода светлых фракций с установки каталитического крекинга и снижение избыточного коксообразования.

#### Литература

1. Bartholomew C. H. Mechanisms of catalyst deactivation // Applied Catalysis A: General. – 2001. – Vol. 212 – №1-2. – P. 17–60.
2. C. Naccache, in: J. Oudar, H. Wise (Eds.), Deactivation and Poisoning of Catalysts, Marcel Dekker, New York, 1985.
3. Lipin P. V., Doronin V. P. et al. Conversion of Higher n-Alkanes under Deep Catalytic Cracking Conditions // Petroleum chemistry. – 2010. Vol. 50, № 5. – P. 362-367.

### МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ НА ПАВЛОДАРСКОМ НПЗ

А.Е. Ордабаев, Г. Ж. Сейтенова, В.А. Чузлов

Научный руководитель Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особенность ПНПЗ - большие единичные мощности комбинированных технологических установок с набором современных процессов. ПНХЗ расположен в северном промышленном узле г. Павлодара. В 2009 году ТОО «ПНХЗ» вошел в состав АО НК «КазМунайГаз», что, определило выбор стратегического направления развития предприятия. Сегодня основная цель Павлодарского нефтехимического завода – выпуск востребованной продукции в необходимом для нужд страны объеме и соответствующей по своему качеству требованиям мирового рынка. Основой достижения этой цели является создание современной производственной базы в результате проведения реконструкции, модернизации и технического перевооружения существующего производства, а также строительства новых высокотехнологичных объектов. Установка ЛК-6У состоит из 4-х секций: - С-100 -ЭЛОУ-АТ, мощностью 7,5 млн.тн/год;- С-200 -каталитический риформинг, мощностью 1 млн. тн/год;- С-300/1 -гидроочистка дизельного топлива, мощностью 2000 тыс.тн/год;- С-300/2 -гидроочистка керосина, мощностью 600 тыс.тн/год;- С-400 -газофракционирование, мощностью 450 тыс.тн/год. Секция 200 установки ЛК-6У – каталитический риформинг, предназначена для получения высокооктановых компонентов автомобильных бензинов и технического водорода в результате каталитических превращений широкой бензиновой фракции 62-180°С секции 100 установки ЛК-6У. Водородсодержащий газ (технический водород) используется далее в процессах гидроочистки топлив. Процесс риформинга осуществляется при последовательном прохождении сырья через три реактора, заполненных катализатором: Р-202, Р-203, Р-204 – полиметаллический катализатор RG-682 фирмы «Аксенс», Узел смещения бензинов промежуточным звеном между технологическими

установками ЛК-6У, КТ-1 и товарно-сырьевым парком является узел смещения бензинов. На нем происходит прием, компаундирование компонентов автомобильных бензинов, вырабатываемых на установках, с целью приготовления товарной продукции – автомобильных бензинов марок А-76, АИ-80, АИ-91, АИ-93.

Установка ЛК-6У состоит из 4-х секций:

- С-100 -ЭЛОУ-АТ, мощностью 7,5 млн.тн/год;
- С-200 -каталитический риформинг, мощностью 1 млн. тн/год;
- С-300/1 -гидроочистка дизельного топлива, мощностью 2000 тыс.тн/год;
- С-300/2 -гидроочистка керосина, мощностью 600 тыс.тн/год;
- С-400 -газофракционирование, мощностью 450 тыс.тн/год.

В результате технологического процесса получают отдельные нефтяные фракции, которые являются сырьем последующих секций установки ЛК-6У, а именно:

- фр. НК – 62°С – нестабильная головка – сырье секции 400,
- Фр. 62 – 180°С – прямогонный бензин – сырье секции 200,
- Фр.140 – 230°С – керосиновая фракция – сырье секции 300/2,
- фр.230 – 350°С – дизельная фракция – сырье секции 300/1,
- фр. выше 350°С – мазут – сырье вакуумных блоков КТ-1, УПБ.

Математическое моделирование каталитических процессов как научное направление создавалось в середине 60-70-х годов прошлого века и продолжает развиваться. Определяющую роль играет моделирование в развитии каталитических процессов. Многие промышленные процессы нефтепереработки и нефтехимии в различных технологических системах протекают вдали от равновесия. Полнота реализации потенциала катализатора определяет ресурсоэффективность всего производства в целом. Исследование закономерностей превращения углеводородов при реализации таких процессов представляет крупное научное направление, включающее проведение термодинамических, кинетических и гидродинамических расчётов. Основной причиной дезактивации катализаторов нефтепереработки и нефтехимии является образование кокса. Дезактивация коксом зависит не только от его количества, но и от того, какие функции (металлические или кислотные) подавляются на катализаторе, так как одно и то же количество кокса в разной степени изменяет активность металлической или кислотной функций. Рост углеродистых отложений начинается с металлического центра. Быстрое накопление кокса на поверхности металла постепенно снижается и в дальнейшем изменяется незначительно. Устанавливается равновесие между углеродистыми отложениями и активностью металла в реакции гидрирования этих углеродистых отложений. Затем начинает снижаться доля кислотных центров, которые блокируются коксом тем больше, чем выше число крекинга, которое является мерой снижения активности кислотных центров в реакциях углеводородов, катализируемых ими. В этом случае увеличивается скорость гидрогенолиза, так как снижается скорость изомеризации, и из метилциклопентана образуются олефины.

Скорость химических реакций (изменение концентрации углеводородов) зависит от температуры и времени контакта по дифференциальному уравнению в частных производных по времени контакта и параметра дезактивации Z:

$$\frac{\partial C_i}{\partial z} + \frac{\partial C_i}{\partial V} = \frac{1}{G} \cdot \sum_j W_j;$$

$$W_j = C_{ij} \cdot k_{0ij} \cdot e^{-\frac{E_{ij}}{RT}},$$

где  $W_j$  — скорость превращения  $i$ -го углеводорода в  $j$ -й реакции;  $z$  — суммарный объём переработанного сырья,  $m^3$ ;  $V$  — объём катализатора,  $m^3$ ;  $C_i$  — концентрация  $i$ -го углеводорода в смеси;  $E_{ij}$  — энергия активации  $j$ -й реакции  $i$ -го углеводорода.

Использование нестационарной кинетической модели процесса риформинга обеспечило прогнозирование длительности межрегенерационного цикла при поддержании оптимальной активности катализатора в процессе эксплуатации. Интеллектуальная компьютерная система уже не является синонимом рефлекторного сознания, а практически полностью имитирует искусственный интеллект и способна в связи с этим не только анализировать и оптимизировать процесс, но, главное, прогнозировать как режимные параметры, так и результаты работы системного объекта на примере, в данном случае, сложнейшего процесса каталитического риформинга.

#### Литература

1. Слинко М.Г. О сокращении сроков разработки и усовершенствования каталитических процессов // Катализ в промышленности. — 2006. — № 4.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИСАДОК ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

А.А. Орешина<sup>1</sup>, И.В. Литвинец<sup>2</sup>

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

<sup>2</sup>ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время на территории России в разработку вступают месторождения, нефти которых характеризуются высоким содержанием парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов. Добыча и транспортировка таких нефтей осложняется из-за их высокой вязкости, температуры застывания и образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности технологического оборудования [2]. Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений приводит к снижению пропускной способности трубопровода и замедляет процесс транспортировки нефти в некоторых случаях до полной его остановки, что сопровождается увеличением расхода энергии на перекачку и неизбежными затратами на очистку оборудования. Все это усложняет технологию нефтедобычи, повышает стоимость нефти, а скопившиеся в амбарах-хранилищах нефтяные шламы, образовавшиеся при зачистке труб и оборудования, являются потенциальными источниками загрязнения окружающей среды. Существует множество способов предотвращения процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений (физические, химические, термические) [1], но одним из наиболее эффективных является применение химических реагентов (присадок).

При всем разнообразии марок и наименований выпускаемой продукции, составляющие компоненты активной основы присадок представлены несколькими классами полимеров, но согласно литературным данным наиболее эффективными являются присадки на основе полиалкилметакрилатов [3]. Поэтому цель данной работы – установить влияние различных присадок на основе полиалкилметакрилатов на количество и состав асфальтосмолопарафиновых отложений, температуру застывания и вязкость высокопарафинистых нефтей.

Влияние присадок на транспортные характеристики нефтяных систем изучалось на трех образцах высокопарафинистых нефтей Западно-Сибирского региона (Южно-Табаганское, Арчинское и Ондатровое месторождения), состав которых представлен в табл. 1.

Таблица 1

Состав исследуемых высокопарафинистых нефтей

Образец	Количество, масс %		
	Масла (н-алканы)	Смолы	Асфальтены
Нефть Ондатрового месторождения	98,5(6,9)	1,5	отс.
Нефть Арчинского месторождения	85,2(8,4)	12,6	2,2
Нефть Южно-Табаганского месторождения	86,5(16,0)	11,3	2,2

На рис. 1 представлен состав парафиновых углеводородов (н-алканов) исследуемых нефтей. В составе нефтей Арчинского и Южно-Табаганского месторождений обнаружены н-алканы с числом атомов углерода от  $C_{12}$  до  $C_{32}$ , а в ондатровой нефти выявлено отсутствие жидких углеводородов (до  $C_{15}$ ). Характер молекулярно-массового распределения парафиновых углеводородов для всех нефтяных систем – мономодальный. Максимум молекулярно-массового распределения для ондатровой нефти приходится на  $C_{19} - C_{21}$ , для арчинской – на  $C_{16}$ , в случае южно-табаганской – на  $C_{15}$ .

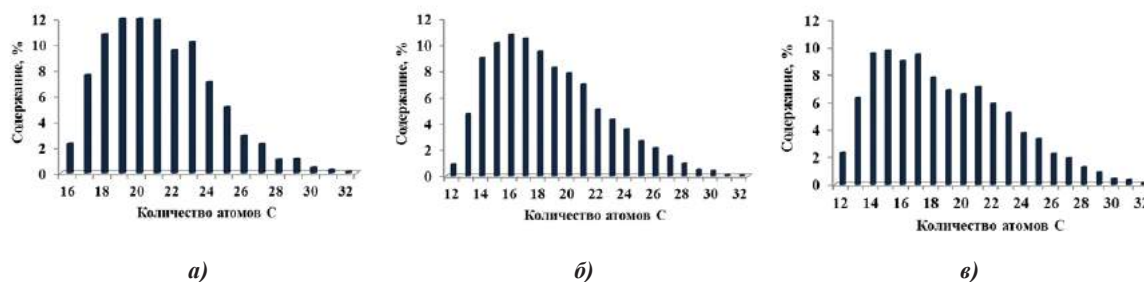
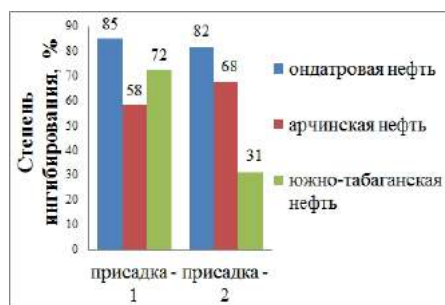


Рис.1. Состав парафиновых углеводородов ондатровой (а), арчинской (б) и южно-табаганской (в) нефтей

В качестве объектов исследования были выбраны: присадка – 1 (полиалкиакрилат с длиной углеводородного радикала  $C_{16-20}$ ) и присадка – 2 (полиалкиакрилат с длиной углеводородного радикала  $C_{16-20}$  с додециламином).

На рис. 2 приведены результаты по ингибирующей способности исследуемых присадок. Анализ полученных данных показал, что введение в состав присадки додециламина сопровождается увеличением степени ингибирования для арчинской нефти на 10 %. Степень ингибирования процесса осадкообразования ондатровой нефти практически не изменяется (свыше 80 %), в то время как присутствие азота в составе

присадки снижает ее эффективность для нефти Южно-Табаганского месторождения в 2 раза.



В табл. 2 приведена температура застывания исследуемых образцов. Использование присадки – 1 позволяет снизить температуру застывания ондатровой и арчинской нефтей на 7 °С, а для южно-табаганской нефти повышает – на 4 °С. Введение в состав присадки азотсодержащего компонента позволяет улучшить ее эффективность действия. Температура застывания в присутствии присадки – 2 снижается для ондатровой нефти на 8 °С, для арчинской – на 16°С, для южно-табаганской – на 8 °С.

Рис. 2. Ингибирующая способность присадок

Таблица 2

**Температура застывания исследуемых нефтей в присутствии присадок**

Месторождение	Образец	Температура застывания, °С
Ондатровое	исходная нефть	-8
	нефть+присадка 1	-15
	нефть+присадка 2	-16
Арчинское	исходная нефть	7
	нефть+присадка 1	0
	нефть+присадка 2	-9
Южно-Табаганское	исходная нефть	7
	нефть+присадка 1	11
	нефть+присадка 2	-1

В табл. 3 показано влияние присадок на значения эффективной вязкости нефтей. Установлено, что использование присадки – 1 незначительно влияет на вязкость исследуемых нефтей. В присутствии азотсодержащей присадки – 2 эффективная вязкость ондатровой нефти снижается на 89 мПа·с, арчинской – 24 мПа·с, а южно-табаганской – на 41 мПа·с.

Таблица 3

**Вязкость исследуемых нефтей в присутствии присадок**

Месторождение	Температура, °С	Образец	Вязкость, мПа·с
Ондатровое	-5	исходная нефть	180
		нефть+присадка 1	110
		нефть+присадка 2	91
Арчинское	10	исходная нефть	193
		нефть+присадка 1	184
		нефть+присадка 2	169
Южно-Табаганское	10	исходная нефть	164
		нефть+присадка 1	159
		нефть+присадка 2	123

Таким образом, показано, что введение в состав присадки на основе полиалкилметакрилатов азотсодержащего компонента (присадка – 2) приводит к увеличению депрессорного действия присадки, при этом степень ингибирования процесса осадкообразования для нефтей Ондатрового и Арчинского месторождений сохраняется.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ – проект 15-13-00032 (2015 г.).*

**Литература**

1. Sridhar Arumugam. Modeling of Solids Deposition from “Waxy” Mixtures in “Hot Flow” and “Cold Flow” Regimes in a Pipeline Operating under Turbulent Flow / Adebola S. Kasumu, Anil K.Mehrotra // Energy&Fuels. – 2013. – №27. – P.6477 – 6490.
2. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспортировки и хранения / Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. // Нефтегазовое дело. – 2011.– № 1. – С. 268 – 284.
3. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем / И.В. Литвинец, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – №3. – С.45 – 51.

## ПОЛУЧЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ АЛКАНОВ C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> В БАРЬЕРНОМ РАЗРЯДЕ

А.Н. Очередько, С.В. Кудряшов, А.Ю. Рябов

Научный руководитель: ст. науч. сотр. С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Доля природных газов, в том числе и попутного нефтяного газов (ПНГ), в мировом энергобалансе возрастает с каждым годом, поэтому прилагаются значительные усилия для разработки новых эффективных методов их переработки. Несмотря на то, что в последнее время в России наблюдается снижение темпов добычи природного газа, доля ПНГ в нём возрастает [18]. Поэтому поиск способов его переработки в условиях месторождения является актуальной задачей [13]. Переработка метан-бутановой фракции в месте добычи нецелесообразна, поэтому её используют для поддержания пластового давления. Однако в такой ситуации весьма полезными методами переработки C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>-фракции ПНГ в ценные продукты прямо на месторождении могут оказаться плазмохимические, одной из целью которых является получение жидких продуктов [2, 5, 8]. Эти методы реализуются при атмосферном давлении и температуре окружающей среды, предварительная подготовка сырья, использование катализаторов не требуется, а процесс осуществляется в проточном режиме в одну стадию [2, 4, 7, 8, 11, 12, 13, 17].

Плазмохимические методы превращения метана главным образом сфокусированы на двух направлениях: конверсия в синтез-газ (сырьё для процесса Фишера-Тропша) и прямая конверсия в жидкие углеводороды, преимущественно в метанол [1, 2, 4 – 13, 15, 17]. Большинство работ по получению углеводородов C<sub>2+</sub> из метана выполнено с применением барьерного (БР) и коронного разрядов [13]. Литературные данные о получении жидких углеводородов из метана в БР практически отсутствуют. Вероятно, это связано с тем, что конверсия газа сопровождается распространённым в плазмохимии образованием депозита на поверхности электродов реактора, в формировании которого в том числе участвуют и жидкие углеводороды, образующиеся в ходе реакции.

В настоящей работе приведены результаты экспериментов по конверсии углеводородных газов в жидкие углеводороды под действием плазмы БР в присутствии воды. Использование воды позволяет добиться снижения интенсивности процесса образования депозита на поверхности электродов реактора. Выбор воды обусловлен её большей устойчивостью к деструкции под действием БР по сравнению с жидкими углеводородами, а продукты реакции с её участием легко идентифицировать.

В результате экспериментов показано, что конверсия индивидуальных углеводородов увеличивается от метана к н-бутану с 9,5 до 12,8 %. Это соответствует энергозатратам на превращение исходного углеводорода от ~ 46 до 35 эВ·молекула<sup>-1</sup>. Энергозатраты на превращение метана в БР не противоречат литературным данным, находящимся в диапазоне от 38 до 58 эВ·молекула<sup>-1</sup> [13]. К сожалению, данных по энергозатратам на превращение пропана и н-бутана в БР в литературе не найдено.

Основными газообразными продуктами превращения метана являются водород и этан, а также алканы C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> ~ 10 %, алканы C<sub>5+</sub> ~ 1 % (таблица). В небольших количествах обнаружены этилен и пропилен с суммарным содержанием ~ 0,6 %, метанол. В случае превращения пропана и н-бутана набор продуктов практически остаётся прежним, но существенно изменяется состав смеси – наблюдается существенный рост селективности образования алканов C<sub>3+</sub> до ~ 14 и 24 % для пропана и н-бутана, соответственно.

Таблица

Состав продуктов, конверсия, энергозатраты на обработку C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>-углеводородов в БР

Продукт	Селективность, % мол.			
	CH <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> -H <sub>2</sub> O	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> -H <sub>2</sub> O	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> -H <sub>2</sub> O
H <sub>2</sub>	60,4	60,6	29,1	21,4
CH <sub>4</sub>	—	—	20,3	9,9
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	3,3	0,5	15,4	17,8
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	24,6	28,9	13,1	11,4
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	0,5	0,1	—	5,8
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,8	5,5	—	5,4
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,0	1,0	4,1	4,2
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,6	2,3	4,0	—
Алканы C <sub>5+</sub>	0,8	0,9	14,0	24,1
CH <sub>3</sub> OH	—	0,2	—	—
Конверсия, % мол.	9,7	9,5	10,3	12,8
Энергозатраты, эВ молекула <sup>-1</sup>	46,0	46,1	43,3	34,9

Смесь образующихся жидких углеводородов C<sub>5+</sub>, растворенных в воде, проанализирована с применением метода микроэкстракции [3]. Идентификация компонентов микроэкстракта выполнена с применением хромато-масс-спектрометра Thermo Scientific DFS, оснащенного колонкой Trace TR-50MS. В составе микроэкстрактов обнаружены алканы C<sub>6</sub>-C<sub>10+</sub>, преимущественно изомерного строения, в следовых количествах найдены олефины. Суммарное содержание жидких углеводородов в составе продуктов реакции увеличивается с ростом молекулярной массы исходного газа и составляет 13,4 % для метана, 26 % для пропана и 36,6 % для н-бутана.

В случае превращения метана основными компонентами микроэкстракта являются смеси изомеров гексана

(~ 22 %) и гептана (~ 28 %), суммарное содержание углеводородов  $C_8-C_{10+}$  составляет ~ 50 %. С увеличением молекулярной массы исходного алкана доля углеводородов  $C_8-C_{10+}$  в составе микроэкстракта возрастает: для пропана она достигает ~ 74 %, для н-бутана ~ 80 %.

Известно, что конверсия углеводородов под действием БР в отсутствие воды всегда сопровождается образованием депозита на поверхности электродов реактора [15, 16]. Однако добавление воды ингибирует этот процесс, что подтверждается ИК-спектрами отражения с поверхности высоковольтного электрода. Спектр, полученный в случае конверсии чистого метана, содержит интенсивные полосы валентных колебаний  $CH_n$ -групп, характерные для материалов из аморфного гидрогенизированного углерода [14]. При конверсии метана в присутствии воды такие полосы в спектре отражения с поверхности электродов отсутствуют, что свидетельствует о снижении интенсивности процесса образования депозита на их поверхности. Добавка воды в виде жидкости позволяет «закрыть» поверхность стенок реактора от конденсации на них продуктов реакции, а жидкие углеводороды, образующиеся в процессе превращения газов, смываются водой, что позволяет исключить возможное повторное воздействие плазмы разряда на них.

Таким образом, конверсия углеводородов  $C_1-C_4$  в условиях плазмы БР сопровождается образованием жидких углеводородов. Использование воды позволяет избежать нежелательного образования депозита на поверхности электродов реактора. Образующиеся жидкие углеводороды имеют схожий набор во всех случаях, в основном представленный  $C_6-C_{10+}$ -алканами изомерного строения. Суммарное содержание жидких углеводородов в составе продуктов реакции составляет для метана – 13,4 %, пропана – 26 % и н-бутана – 36,6 %. Добавка к метану пропана или бутана в количестве 10 % приводит к увеличению содержания жидкой части в продуктах. Полученные результаты обосновывают перспективность применения плазмохимии для получения жидких углеводородов из природных газов в условиях их добычи.

### Литература

1. Belmonte T., Arnoult G., Henrion G., Gries T. Nanoscience with non-equilibrium plasmas at atmospheric pressure // *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2011. – V. 36. – I. 44. – P. 363001.
2. Hoebein W., Boekhoven W. Partial oxidation of methane by pulsed corona discharges // *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2014. – V. 35. – I. 47. – P. 355202.
3. Пина А.А., Рыбов А. Ю., Чуикин А. В., Великов, А. А. A new method of the solid-phase microextraction of organic compounds from water using a centrifuge // *Journal of Analytical Chemistry*, 2015. – V. 2. – I. 70. – P. 125–129.
4. Indarto A., Coowanitwong N., Choi, J.-W., Lee H., Song H.-K. Kinetic modeling of plasma methane conversion in a dielectric barrier discharge // *Fuel Processing Technology*, 2008. – V. 2. – I. 89. – P. 214–219.
5. Istadi A. Co-generation of synthesis gas and C2+ hydrocarbons from methane and carbon dioxide in a hybrid catalytic-plasma reactor: A review // *Fuel*, 2006. – V. 5–6. I. 85. – P. 577–592.
6. Jo S., Kim T. Lee D.-H., Kang W.-S., Song Y.-H. Effect of the Electric Conductivity of a Catalyst on Methane Activation in a Dielectric Barrier Discharge Reactor // *Plasma Chemistry and Plasma Processing*, 2013. – V. 1. – I. 34. – P. 175–186.
7. Kobayashi K., Kulinich S. A., Ito T. Methane conversion in surface- and volume-type dielectric barrier discharges generated in the presence of metal-mesh electrodes // *Journal of Applied Physics*, 2014. – V. 12. – I. 116. – P. 123301.
8. Lü J., Li Z. Conversion of natural gas to C2 hydrocarbons via cold plasma technology // *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2010. – V. 4. – I. 19. – P. 375–379.
9. Nozaki T., Goujard V., Yuzawa S., Moriyama S., Ağıral A., Okazaki K. Selective conversion of methane to synthetic fuels using dielectric barrier discharge contacting liquid film // *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2011. – V. 27. – I. 44. – P. 274010.
10. Nozaki T., Okazaki K. Non-thermal plasma catalysis of methane: Principles, energy efficiency, and applications // *Catalysis Today*, 2013. – V. 211. – P. 29–38.
11. Oshima K., Shinagawa T., Sekine Y. Methane Conversion Assisted by Plasma or Electric Field // *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 2013. – V. 1. – I. 56. – P. 11–21.
12. Petitpas G., Rollier, J.-D., Darmon A., Gonzalez-Aguilar J., Metkemeijer R., Fulcheri L. A comparative study of non-thermal plasma assisted reforming technologies // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007. – V. 14. – I. 32. – P. 2848–2867.
13. Pushkarev A.I., Zhu A.-M., Li X.-S., Sazonov R. V. Methane conversion in low-temperature plasma // *High Energy Chemistry*, 2009. – V. 3. – I. 43. – P. 156–162.
14. Robertson J. Diamond-like amorphous carbon // *Materials science and engineering: R: Reports*. – 2002. – V. 37. – P. 129–281.
15. Scarduelli G., Guella G. Mancini I., Dilecce G., De Benedictis S., Tosi P. Methane Oligomerization in a Dielectric Barrier Discharge at Atmospheric Pressure // *Plasma Processes and Polymers*, 2009. – V. 1. – I. 6. – P. 27–33.
16. Tatarova E., Bundaleska N., Sarrette J. Ph., Ferreira C.M. Plasmas for environmental issues: from hydrogen production to 2D materials assembly // *Plasma Sources Science and Technology*, 2014. – V. 6. – I. 23. – P. 63002.
17. Zhang K., Eliasson B., Kogelschatz U. Direct Conversion of Greenhouse Gases to Synthesis Gas and C4 Hydrocarbons over Zeolite HY Promoted by a Dielectric-Barrier Discharge // *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2002. – V. 6 – I. 41. – P. 1462–1468.
18. Минэнерго России: [сайт]. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 27.12.2016).



## ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭТИЛБЕНЗОЛА НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

К.Х. Паппел, И.О. Долганова, С.А. Кошкин

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Алкилирование ароматических углеводородов является крупнотоннажным направлением нефтехимического синтеза. Одним из основных промышленных процессов алкилирования является синтез этилбензола, который широко используется в нефтехимической промышленности в качестве промежуточного продукта при получении стирола, сырья для производства полистирола, АБС-пластиков и синтетических каучуков. В настоящее время мощность мирового производства этилбензола достигает 45 млн. т в год [5].

В настоящее время наблюдается тенденция перевода существующих установок алкилирования на современные твердые цеолитсодержащие катализаторы. По данным на 2004 год в мире эксплуатировались около 70 установок производства этилбензола, из них — 17 с использованием хлорида алюминия, 28 — с применением цеолитных катализаторов в газофазном режиме проведения реакции алкилирования бензола этиленом и еще 25 — в жидкофазном режиме [1].

Математическое моделирование является удобным инструментом оптимизации работы промышленных установок. Такие задачи позволяют решить лишь математические модели, разработанные с учетом термодинамических и кинетических закономерностей реакторных процессов, так как именно они остаются чувствительными к изменению состава сырья и эксплуатационных свойств катализаторов [3].

Целью данной работы является установление термодинамических и кинетических закономерностей процесса алкилирования бензола этиленом на цеолитных катализаторах и создание математической модели установки одного из нефтехимических предприятий России, обладающей высоким прогностическим потенциалом.

На рисунке 1 представлена технологическая схема производства этилбензола, где Р-1 – реактор алкилирования; Р-2 – реактор трансалкилирования; Р-3 – реактивный защитный слой. Поток свежего этилена вводится между первым и вторым, третьим и четвертым, пятым и шестым слоями катализатора.

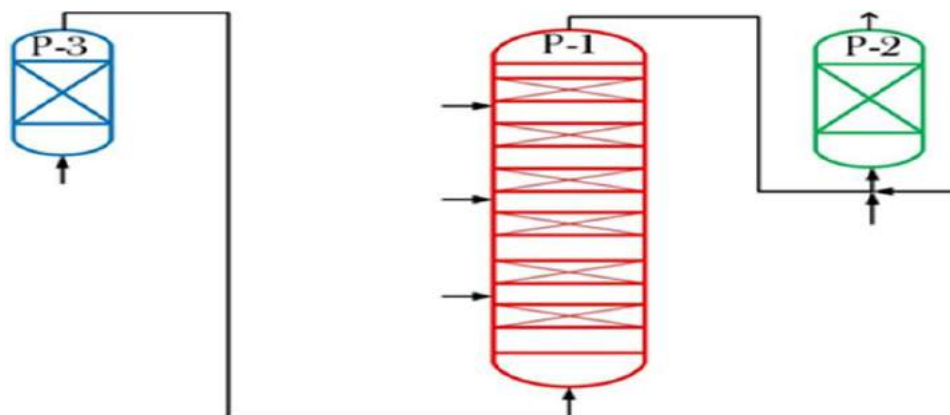


Рис.1. Технологическая схема производства этилбензола

В ходе проделанной работы были определены термодинамические и кинетические закономерности процесса алкилирования бензола этиленом. Расчеты таких величин как энтальпия, энтропия и энергия Гиббса были проведены с использованием метода теории функционала плотности на уровне V3LYP. Этот метод был выбран из-за своей точности по сравнению с эмпирическими методами. Уровень V3LYP является наивысшим среди уровней теории функционала плотности, используемый программой Gaussian, а базисный набор должен быть выбран таким образом, чтобы сохранить управляемость расчетов, но при этом не снизить точность описания физической ситуации.

На основе проведенных расчетов был составлен список возможных реакций, а также схема превращений углеводородов в процессе алкилирования. При составлении схемы реакций, прежде всего, следует руководствоваться имеющимися теоретическими знаниями о процессах алкилирования в промышленности, а также данными, полученными непосредственно с установок алкилирования и информацией, содержащейся в технологических регламентах в части химизма и материального баланса процессов. Схема превращений должна в достаточной степени отражать физико-химическую сущность процесса, а также быть не слишком сложной для возможности ее математической и компьютерной реализации [2].

Исходя из термодинамической вероятности реакций, протекающих в процессе алкилирования, были выделены основные целевые и побочные реакции, на основании чего была составлена формализованная схема превращений веществ в процессе алкилирования бензола этиленом, представленная на рисунке 2. Здесь Б – бензол, ЭБ – этилбензол, ДЭБ – диэтилбензол, ТЭБ – товарный этилбензол, R-Б, R-ЭБ, R-ДЭБ – тяжелые компоненты, имеющие в составе радикалы алканов, ЭБ и ДЭБ.

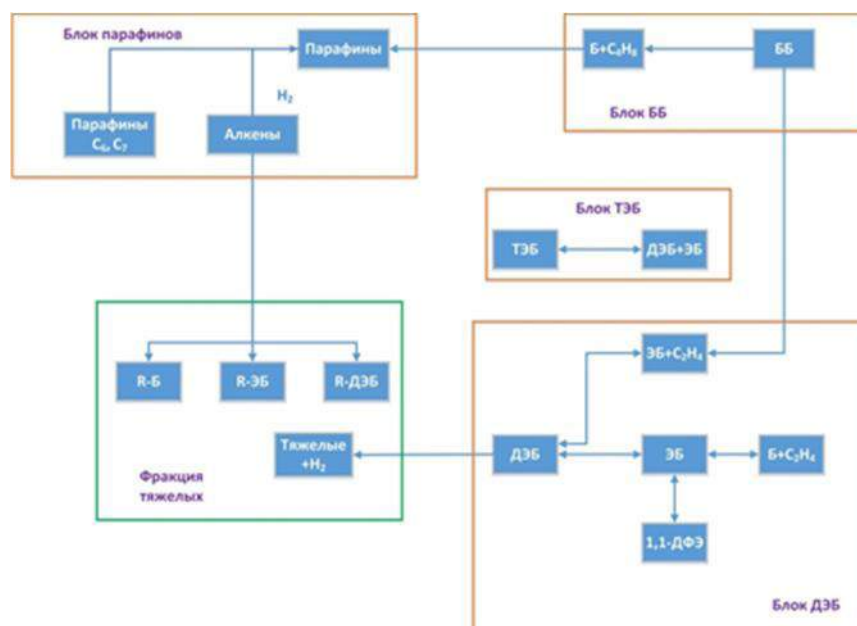


Рис.2. Формализованная схема превращений веществ в процессе алкилирования бензола этиленом

Полученная схема превращений является достаточно детализированной и подробной. При этом по всем веществам, участвующим в превращениях, имеются экспериментальные данные с промышленной установки по их содержанию в исходном сырье и продуктах реакции. Данные факторы позволяют на основе разработанной схемы составить кинетическую, а затем и математическую модель процесса.

Для внедрения математической модели на производстве необходимо реализовать ее в виде технологической моделирующей системы. Программная реализация осуществлена с применением объектно-ориентированной среды программирования Visual Studio [4]. Ее успех в значительной степени объясняется в возможности устанавливать плагины для расширения функциональных возможностей почти на любом уровне, в том числе для поддержки систем контроля исходного кода и новых инструментов для редактирования на предметно-ориентированных языках программирования.

Проверка математической модели на адекватность осуществлялась вычислением среднеквадратичного отклонения концентраций основных веществ расчетных от наблюдаемых. Для проверки модели на адекватность была дополнительно составлена компьютерная модель процесса в программе [Aspen HYSYS](#). Был обработан большой объем экспериментальных данных. Погрешность расчета основных и побочных продуктов составила не больше 10%, что говорит об адекватности созданной модели.

#### Литература

1. Герзелиев И. М., Хаджиев С. Н., Сахарова И. Е. Синтез этилбензола и трансалкилирование бензола диэтилбензолами на цеолитных катализатора // Нефтехимия - Томск, 2010. - №1. - С.40 - 49.
2. Долганова И. О., Белинская Н. С., Ивашкина Е. Н., Мартемьянова Е.Ю. , Ткачев В.В. Повышение эффективности технологии получения этилбензола с использованием метода математического моделирования // Фундаментальные исследования. - 2013 - №. 8-3. - С. 595 - 600.
3. Долганова И.О., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д. Математическое моделирование в задачах повышения эффективности работы установки производства линейных алкилбензолов // Известия Томского политехнического университета. - Томск, 2011. - Т. 319. № 3 - С. 109 - 112.
4. Паппел К. Х., Хлебникова Е. С, Ивашкина Е. Н. Моделирование работы промышленной установки получения этилбензола // Переработка углеводородного сырья. Комплексные решения (Левинтерские чтения): материалы Всероссийской научной конференции. - Самара, 2016. - С. 202 - 203
5. Пат. 97120884 Италия. Каталитическая композиция и способ алкилирования и/или пералкилирования ароматических соединений. Заявлено. 11.12.1997; Опубл. 10.09.1999, Бюл. № - 25 с.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ В ЧИСТЫХ И НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ВОДЕ И ТОРФЕ МАЛОИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Переседова, К.А. Степанцова

Научные руководители: ассистент М.А. Дучко<sup>1</sup>, ведущий инженер Д.И. Чуйкина<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГАОУ ВО Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

<sup>2</sup>ФГБУН Институт химии нефти СО РАН,  
г. Томск, Россия

Загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами – острейшая экологическая проблема во многих регионах России. Химическое загрязнение почвенного покрова происходит практически на всех стадиях технологического процесса нефтедобычи. Негативное воздействие нефтедобычи обусловлено как непосредственной деградацией почвенного покрова на участках разлива нефти, так и воздействием ее компонентов на сопредельные среды, вследствие чего продукты трансформации нефти обнаруживаются в различных объектах биосферы. Последствия нефтяного загрязнения природной среды определяются совокупностью следующих факторов: количеством и составом загрязняющих веществ, интенсивностью механических повреждений. От совместного действия этих факторов будет зависеть, приспособится ли экосистема к новым условиям и начнет ли восстанавливать свои функциональные звенья или она перейдет от нестабильного состояния к полной деградации.

При попадании нефти и нефтепродуктов в почву происходят глубокие и часто необратимые изменения физических, морфологических, физико-химических, микробиологических свойств, а иногда и существенная перестройка почвенного профиля, что приводит к потере плодородия и отторжению загрязненных территорий из хозяйственного использования.

Загрязнение нефтью почвенной массы приводит к изменениям в химическом составе, свойствах и структуре почв. Прежде всего, это сказывается на гумусовом горизонте: количество углерода в нем резко увеличивается, но битуминозные вещества значительно ухудшают свойства почвы как питательного субстрата для растений. Кроме того, вследствие гидрофобности нефти, затрудняется поступление влаги к корням растений, что приводит к физиологическим изменениям последних. Углеводороды нефти способны образовывать в процессе трансформации токсичные соединения, обладающие канцерогенными свойствами, характеризующимися стойкостью к микробиологическому расщеплению и способностью переходить в растения, что значительно снижает качество возделываемых культур и создает определенную угрозу для здоровья человека [1,2].

Ограниченность земельных ресурсов ставит неотложную задачу возврата в хозяйственное использование всех видов нарушенных и деградированных почв, в том числе нефтезагрязненных. К настоящему времени во многих нефтедобывающих районах сложилась неблагоприятная экологическая ситуация, которая ухудшается из-за учащающихся нефтяных разливов.

Одними из наиболее опасных трансформеров биосферы считаются полициклоароматические углеводороды (ПАУ) – это органические вещества, образованные конденсированными замещенными или незамещенными бензольными кольцами. Эти соединения характеризуются устойчивостью в компонентах среды, особенно в почвах, и высокой способностью к сорбции, а также низкой растворимостью в воде.

На сегодняшний день существует огромное количество полициклических структур (аммино-, галоген-, нитропроизводные, в том числе хиноны, спирты, кетоны, альдегиды, эфиры и другие ароматические соединения), помимо незамещенных ПАУ, которые включают в себя функциональную группу либо в боковой цепи, либо в бензольном кольце [3]. Незамещенные ПАУ рассматривают как производные молекул простейших поликонденсированных соединений – дифенила и нафталина. Главной причиной загрязнения атмосферы и других природных сред ПАУ является термическая переработка углеводородного сырья. При пиролизе газа, угля и нефти наблюдается максимальная эмиссия ПАУ[4]. Изучению ПАУ уделяют очень много внимания в вопросах охраны и защиты окружающей среды из-за их высокой токсичности и химической устойчивости.

В настоящей работе были исследованы нефть Малоичского месторождения, вода реки Малая Ича до и после нефтяного разлива, а также чистый и нефтезагрязненный торф. Методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии (масс-спектрометр высокого разрешения DFS, ThermoElectronFinnigan DFS, Германия предоставлен центром коллективного пользования ТомЦКП СО РАН) в исследованных образцах были рассчитаны концентрации n-алканов и ПАУ. В составе ПАУ были идентифицированы бициклические производные нафталина, трициклические производные фенантрена, а также тетрациклические флуорантен и пирен (табл. 1).

Таблица 1

Содержание n-алканов и ПАУ в исследованных нефти, торфе и воде

	Исходная нефть	Чистый торф	Нефтезагрязненный торф	Чистая вода	Нефтезагрязненная вода
n-Алканы	51,17	11,28	189,73	0,55	14,22
Бициклические ПАУ	0,38	0,05	8,67	0	1,67
Трициклические ПАУ	0,14	0,02	16,45	0,01	0,61
Тетрациклические ПАУ	0	0,01	0,10	0	0

Все исследованные образцы характеризуются значительным преобладанием *n*-алканов. В воде и торфе после нефтяного загрязнения заметно повышаются концентрации всех исследованных групп соединений.

В составе *n*-алканов исходной нефти преобладают гомологи  $C_{13}$ - $C_{21}$ , в пробе чистого торфа доминируют нечетные гомологи  $C_{23}$ - $C_{29}$ . В нефтезагрязненном торфе характер молекулярно-массового распределения *n*-алканов меняется: наблюдается значительное преобладание низкомолекулярных гомологов  $C_{13}$ - $C_{19}$ , доминирования нечетных *n*-алканов не наблюдается.

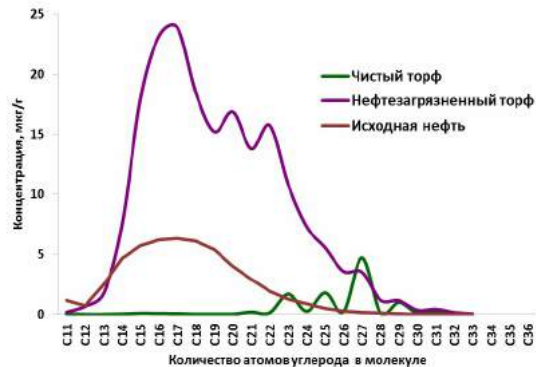


Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов в исходной нефти и торфе

В чистой воде максимально содержание гомологов  $C_{25}$  и  $C_{27}$ . После нефтяного загрязнения начинают преобладать низкомолекулярные гомологи состава  $C_{17}$ - $C_{25}$ .

В составе бициклических ПАУ исходной нефти максимально содержание тетраметилнафталинов, в торфе и в нефтезагрязненной воде преобладают триметилнафталины. В чистой воде бициклических структур не обнаружено. В нефтезагрязненном торфе содержание бициклических структур в 5 раз больше, чем в нефтезагрязненной воде.

В нефти, чистом торфе и нефтезагрязненной воде среди ПАУ преобладают трициклические структуры, содержание которых в нефтезагрязненном торфе более, чем в 26 раз превышает среднюю концентрацию в остальных пробах. При этом в нефти и нефтезагрязненной воде доминируют диметилфенантрены, в чистой воде – метилфенантрены, в чистом торфе – незамещенный фенантрен, а в нефтезагрязненном – триметилфенантрены.

Тетрациклические ПАУ были обнаружены только в пробах чистого и нефтезагрязненного торфа, концентрации которых отличаются более, чем в 10 раз.



Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов в воде

Таким образом, нефтяные загрязнения пагубно сказываются на окружающей среде, изменяя молекулярный состав, свойства и структуру торфа и воды. Увеличивается содержание полициклоароматических углеводородов, изменяется молекулярно-массовое распределение *n*-алканов и значительно увеличивается их содержание.

#### Литература

1. Алексеева Т.П., Бурмистрова Т.И., Терещенко Н.Н., Стахина Л.Д., Панова Н.Н. Перспективы использования торфа для очистки нефтезагрязненных почв // Биотехнология. 2000. №1. С. 58–64.
2. Алексеева Т.П., Бурмистрова Т.И., Перфильева В.Д., Терещенко Н.Н. Рекультивация почв, загрязненных нефтью, с использованием активированного торфа // Тез. докл. Всеросс. НПК «Роль минерально-сырьевой базы Сибири в устойчивом функционировании плодородия почв» Красноярск, 2001. С. 170–172.
3. Патент РФ № 2137559. Способ очистки почвы от загрязнения нефтью и нефтепродуктами // Алексеева Т.П., Терещенко Н.Н., Бурмистрова Т.И., Перфильева В.Д. и др. БИ 1999. №26.
4. Пиковский Ю.Н. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М., 1993. 208 с
5. Почвоведение. 2000. №2. С. 30–34.
6. Трофимов С.Я., Аммосова Я.М., Орлов Д.С. и др. Влияние нефти на почвенный покров и проблема создания нормативной базы по влиянию нефтезагрязнения на почвы // Вестник Московского университета.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

К.А. Полякова

Научный руководитель – к.т.н., доцент Е.А.Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

Качество конечной продукции, полученной в процессе переработки нефти, во многом зависит от исходных параметров сырья, участвующего в технологическом процессе.

Одной из самых распространённых проблем при добыче, транспортировке и переработке нефти является образование и присутствие эмульсий с высокой степенью устойчивости (до нескольких лет), в частности, воды в нефти. Зачастую данную проблему усугубляет наличие природных стабилизаторов нефтяных эмульсий (парафины, смолы и т.п.), а также мельчайших взвешенных механических частиц, таких как кварц, соль и прочие, то есть эмульгаторов. Все эти факторы вносят свой значительный вклад в снижение эффективности работы добывающего, перекачивающего и перерабатывающего оборудования, существенно уменьшая его производительность и эксплуатационный ресурс, негативно влияя на скорость протекания механического и коррозионного износа.

Были проведены исследования процесса отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе различных проб нефтей. Эмульсии были приготовлены с различной начальной обводненностью, и при различных скоростях перемешивания.

При увеличении начальной обводненности водонефтяной эмульсии в процессе ее перемешивания увеличивалось количество мелких капель, а также количество крупных за счет их коалесценции.

С увеличением обводненности при одинаковой интенсивности перемешивания увеличивался диапазон размеров капель и уменьшается минимальный размер капли. С увеличением интенсивности перемешивания также увеличивался диапазон и уменьшается диаметр капли.

При увеличении температуры процесса отстаивания увеличивалось количество отстоявшейся воды и уменьшалось время завершения процесса отстаивания [2].

Помочь в решении или снижении остроты проблемы обезвоживания водонефтяных эмульсий призваны специальные химические реагенты - деэмульгаторы нефти, применение которых позволяет разрушить нефтяные эмульсии путём снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз за счёт входящих в их состав поверхностно-активных веществ (ПАВ), обладающих активностью, намного превосходящей аналогичный показатель у природных эмульгаторов[1].

В работе представлены результаты исследования процессов обезвоживания водонефтяных эмульсий на примере двух проб нефтей с разными плотностями, физико-химические свойства которых определялись по стандартным методикам в лаборатории «Природные энергоносители» Томского политехнического университета (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики нефтей

Показатели	Нефть	
	Проба 1	Проба 2
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	826,5	847,8
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	3,697	5,9176
при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,298	3,0354
Содержание, мас. %: асфальтенов, смола	Не определялось	0,016 0,004

Приготавливались эмульсии на основе водопроводной воды с добавлением поваренной соли (40 г/л).

При приготовлении эмульсий использовались два режима перемешивания: 1000 об/мин и 2000 об/мин.

Отбиралось определенное количество нефти и воды (80% об. и 20% об. соответственно) в мерные цилиндры объемом 100 мл, затем эмульсия сливалась в колбу и перемешивалась вручную в течение 10 минут. Далее её перемешивали с помощью мешалки при определенной скорости так же в течение 10 минут. Полученная водонефтяная эмульсия помещалась в цилиндр и ставилась в термостат для исследования процесса отстаивания при температуре 20°С.

Так как при вышеописанных исследованиях водонефтяные эмульсии отстаивались не полностью, были проведены аналогичные исследования для эмульсий, приготовленных с добавлением деэмульгатора.

По результатам исследований были построены графики зависимости количества отстоявшейся воды от времени отстаивания. Они хорошо иллюстрируют влияние деэмульгатора на эффективность процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий. Водонефтяные эмульсии, в которые был добавлен деэмульгатор, расслаивались полностью или почти полностью (рис.1, 2).

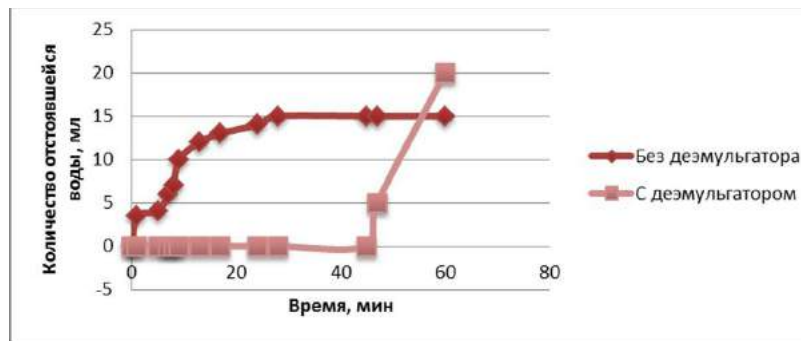


Рис. 1. Динамика процесса отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 20°C (проба 1, с начальной обводненностью 20% при скорости перемешивания 2000 об./мин)

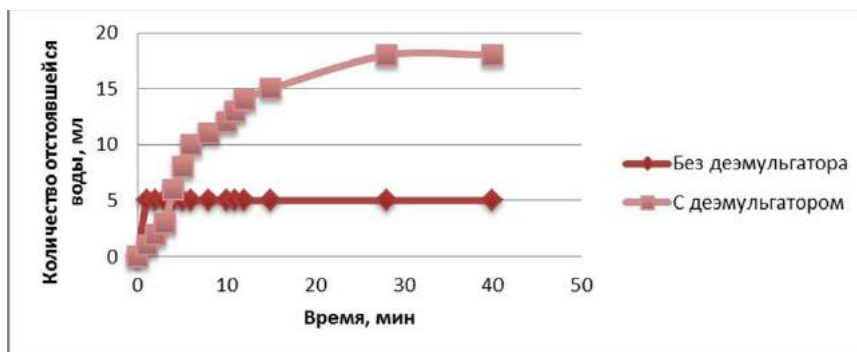


Рис. 2. Динамика процесса отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 20°C (проба 2, с начальной обводненностью 20% при скорости перемешивания 2000 об./мин)

Для пробы 1 (рис.1) характерна плавная динамика отделения воды от эмульсии, приготовленной без деэмульгатора и большая по времени задержка процесса расслаивания эмульсии, приготовленной с добавлением деэмульгатора. Можно отметить, что в течение 9 минут от начала процесса отстаивания эмульсии, приготовленной с добавлением деэмульгатора образовался темный эмульсионный слой высотой 20 мл, границу которого можно было отличить, но вода начала отделяться только через 46 минут, когда цилиндр вынули из термостата, что привело к небольшому повышению температуры. Далее процесс отделения воды пошел очень стремительно, и вся вода в чистом виде осела на дне цилиндра. Даже незначительное повышение температуры привело к повышению эффективности работы деэмульгатора.

Для эмульсии, приготовленной на основе более плотной и вязкой нефти пробы 2 характерно неэффективное обезвоживание (5 мл отстоявшейся воды) за счет гравитационного отстоя фаз и существенное повышение эффективности при добавлении в эмульсию деэмульгатора (рис.2).

После отстаивания для каждой пробы определялась остаточная обводненность по методу Дина Старка. Эмульсии, которые были приготовлены без деэмульгатора после отстаивания имели остаточную обводненность – 0,15 мл воды, а эмульсии, приготовленные с деэмульгатором, не имели остаточной обводненности.

Таким образом, результаты исследований показали, что при температуре 20°C без добавления деэмульгатора происходит неэффективное отделение воды в образцах эмульсий. Эмульсии, полученные на основе нефти с меньшей кинематической вязкостью, разделяются даже без применения деэмульгатора при температуре 20°C, более вязкие нефти без добавления деэмульгатора при температуре 20°C обезвоживаются неэффективно. На эффективность работы деэмульгатора существенное влияние оказывает повышение температуры.

#### Литература

1. Разрушение водонефтяных эмульсий с применением реагентов – деэмульгаторов. Методические указания / Казан.гос. технол. ун-т; Сост.: А.А. Гречухина, Л.Р. Кабирова. Казань, 2004. 34 с.
2. Kuzmenko E. A. , Usheva N. V. , Moyzes O. E. , Polyakova K. A. Dynamics of water separation in destruction of water-in-oil emulsions (Article number 012059) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2016 - Vol. 43. - p. 1-6 [1006612-2016]

## РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Н.С. Рыжова<sup>1</sup>, Ю.В. Лоскутова<sup>1</sup>, В.В. Лоскутов<sup>2</sup>

Научный руководитель доцент, канд.тех.наук Е.В. Попок<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

<sup>2</sup>Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт химии нефти  
Сибирского отделения Российской академии наук,  
г. Томск, Россия

Основные проблемы, возникающие при добыче и перекачке парафинистых нефтей, связаны с их пониженной подвижностью, высокой температурой застывания и отложениями парафина на стенках трубопровода. Разработка новых высокоэффективных энергосберегающих технологий освоения нефтяных месторождений, добычи и транспорта проблемных нефтей для улучшения их текучести и стабильности при хранении тесно связана с изучением особенностей их вязкостно-температурного поведения при воздействии внешних факторов в условиях пониженных температур. На сегодняшний день физические методы находят все более широкое применение в нефтяной промышленности из-за их эффективности, экономичности и доступности.

В работе исследовали влияние присадок комплексного действия и низкочастотного акустического воздействия на вязкостно-температурные и энергетические характеристики высокопарафинистой высокочастотной нефти Восточно-Уренгойского месторождения (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Тюменская область).

По физико-химическим характеристикам нефть является легкой, в ней содержится менее 0,01 % мас. асфальтенов, порядка 0,13 % мас. смол. Однако за счет повышенного содержания парафиновых углеводородов (0,82 % мас.) она характеризуется высокими значениями вязкости в области отрицательных температур и повышенной температурой застывания.

В ходе эксперимента в нефть при комнатной температуре вводили 0,05 % мас. присадок Difron3004 (D04) и Flexoil WM 1470, обладающих как депрессорными, диспергирующими, так и ингибирующими парафинообразование свойствами. Низкочастотную акустическую обработку нетермостатированной нефти проводили на лабораторном вибраторе в течение 1, 3 и 5 мин.

Исследование вязкостно-температурных свойств осуществляли на ротационном вискозиметре Brookfield LVDV III+ (USA) при температуре 24 °С через фиксированные промежутки времени (20 с) при нарастании сдвиговой скорости до 90 с<sup>-1</sup>, что соответствует линейным скоростям течения нефти при перекачке по трубопроводу в реальных условиях. Температуру застывания T<sub>з</sub> изучали на приборе измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов «Кристалл». Расчет энергетических параметров гидромеханического разрушения надмолекулярной структуры нефти проводился по методике, описанной в [1, 2].

Для расчета площадей петель гистерезиса прямого и обратного хода кривых зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига было разработано приложение на языке C++ с использованием кроссплатформенного инструментария Qt. Библиотеки Qt позволяют осуществлять компиляцию программы на большинство современных платформ без модификации исходного кода. Функционал разработанного приложения позволяет загружать и удалять таблицы со значениями напряжения и скорости сдвига, настраивать параметры вискозиметра и лабораторного вибратора, рассчитывать внутреннюю энергию системы и выводить график зависимости на экран (рис. 1). Вкладка вывода позволяет пользователю в подробностях проследить процесс расчета энергии системы на каждом шаге для прямого и обратного хода. Данные о петлях гистерезиса хранятся в базе SQLite, удобной для небольших портативных приложений – файлы базы хранятся вместе с приложением и легко меняются для новых входных данных.

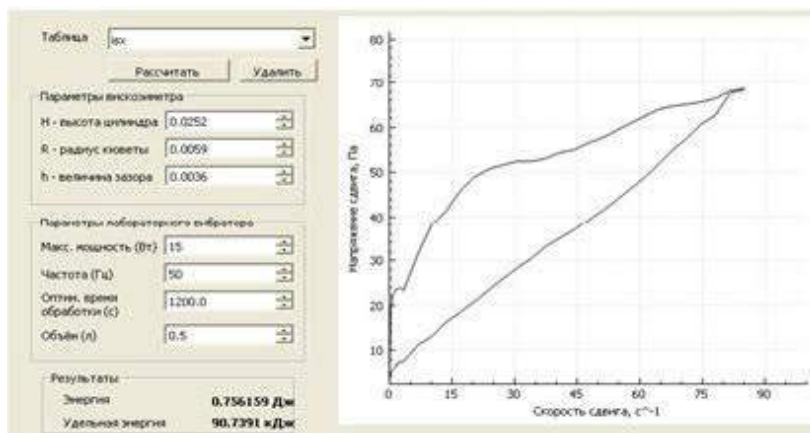


Рис. 1. Скриншот интерфейса приложения для расчета внутренней энергии системы для исходного образца нефти

Показано, что после 1 мин акустической обработки наблюдается незначительное понижение вязкости  $\eta$  и температуры застывания T<sub>з</sub>, предельное напряжение сдвига  $\tau_0$  при этом возрастает (табл. 1). Ввод присадки

Flexoil в обработанную в нефть снижает значения реологических параметров. Увеличение времени воздействия до 3 – 5 мин не только не улучшает реологические параметры, но и, напротив, приводит к их росту. Максимальный депрессорный эффект получен при совместном использовании низкочастотной акустической обработки в течение 3 мин и вводе в нефть присадки D04: Тз обработанной нефти сдвигается в низкотемпературную область почти на 20 °С, динамическая вязкость понижается в 1,5 раза, а  $\tau_0$  – почти в 4 раза.

Таблица 1

Физико-химические и энергетические параметры исследуемой нефти

Образец нефти	Tз, °С	$\tau_0$ , Па	$\eta$ , мПа·с	$\Delta W$ , Дж	D
исходная	9,4	9,3	84,3	0,756	90,3
1 мин НАО	7,9	11,8	70,1	0,409	46,2
1 мин НАО+D04	-4,4	6,0	69,8	0,241	27,2
1 мин НАО+Flexoil	-1,8	3,5	59,7	0,117	13,2
3 мин НАО	7,5	7,0	79,3	0,441	53,0
3 мин НАО+ D04	-10,0	2,4	58,0	0,196	23,5
3 мин НАО+Flexoil	-1,0	8,3	75,2	0,284	45,6
5 мин НАО	11,3	32,4	116,2	0,336	40,3
5 мин НАО+ D04	9,0	4,1	62,0	0,246	29,5
5 мин НАО+Flexoil	9,2	4,2	78,0	0,623	74,8

С помощью разработанного компьютерного приложения по площадям петель гистерезиса прямого и обратного хода кривых зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига (рис. 1 и 2) рассчитаны величины изменения внутренней энергии  $\Delta W$  и удельной энергии D U , необходимой для разрушения существующей нефтяной структуры с помощью низкочастотной акустической обработки и присадок. После комплексной физико-химической обработки скорости разрушения и восстановления тиксотропной структуры выравниваются, размеры петель гистерезиса уменьшаются, а значения энергии  $\Delta W$  снижаются в 4-6,5 раз до минимальных. Удельная энергия U, затрачиваемая лабораторной установкой на обработку 1 дм<sup>3</sup> нефти, также уменьшается с 90,3 кДж до 23, 5 кДж после 3 мин акустической обработки и добавке 0,05 % мас. присадки Difron 3004 и до 13,2 кДж после 1 мин НАО и вводе 0,05 % мас. присадки Flexoil WM 1470.

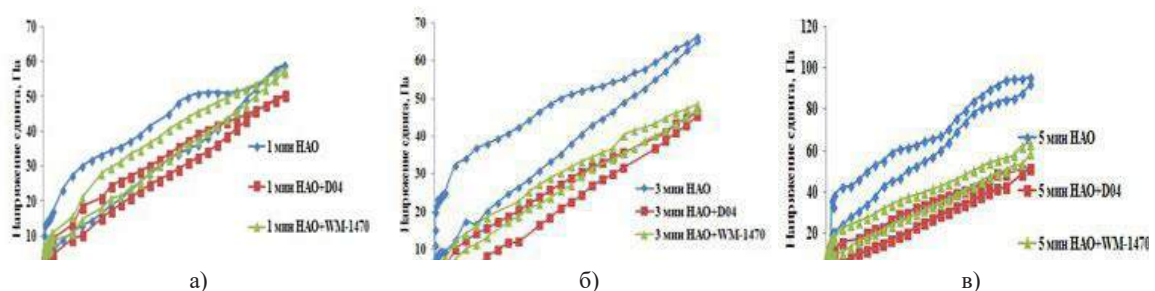


Рис. 2. Зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при совместной физико-химической обработке нефти

Таким образом, обработка только низкочастотным акустическим полем в течение 1 и 3 мин высокопарафинистой нефти Уренгойского месторождения приводит к незначительному снижению температуры застывания на 1,5-2 °С, а при увеличении времени низкочастотной акустической обработки до 5 мин наблюдается повышение температуры застывания. Комплексная физико-химическая обработка сопровождается разрушением тиксотропной структуры нефтяной дисперсной структуры и, как следствие, снижением вязкостно-температурных характеристик, а также уменьшением энергетических параметров. Температура застывания снижается почти на 20 °С, вязкость – на 30%, предельное сдвиговое напряжение – в 4 раза, а внутренняя энергия системы – в 4-6 раз.

Полученные результаты лабораторных исследований комплексного физико-химического воздействия будут использованы при проведении опытно-промышленных испытаний на Ондатровом месторождении (Томская область).

#### Литература

1. Романков П.Г., Курочкина М.И. Гидромеханические процессы в химической технологии. – М.: Химия, 1974. – 288 с.
2. Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности: Сб. статей / Под ред. А.К. Хорькова. - Томск: Изд-во ТГУ, 2002. – Т. 2. – С. 224 - 229.



## ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОКИСЛЕНИЯ ЦИКЛОГЕКСАНА В БАРБОТАЖНЫХ РЕАКТОРАХ

А.А. Салищева, О.А. Коньков  
Профессор, д.т.н., Е.Н. Ивашкина

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г.Томск, Россия

Процесс селективного окисления циклогексана (ЦГ) в циклогексанон (АНОН), циклогексанол (АНОЛ) и гидропероксидциклогексила (ГПЦГ) является ключевой стадией промышленных производств капролактама, адипиновой кислоты и некоторых других ценных продуктов основного органического синтеза [4]. Более 95 % АНОН используется в производстве  $\epsilon$ -капролактама, который в свою очередь применяется для производства полиамида и широкого спектра химических продуктов: синтетических волокон, инженерных пластиков и пленок. Мировое производство полиамидов составляет более 3 млн. тонн в год [2].

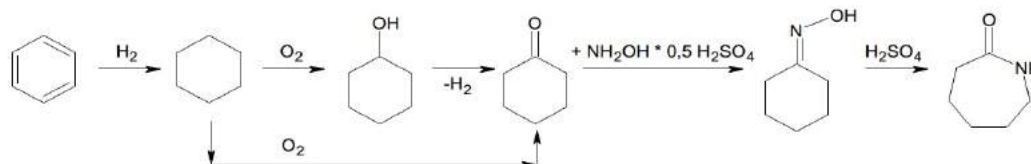
В России работают три производителя капролактама: ОАО «Куйбышевазот» (Тольятти), КАО «Азот» (Кемерово) и ОАО «Щекиноазот» (Тюльская область) с суммарной производительностью 430 – 450 тыс. тонн/год. Отечественная технология капролактама базируется, в основном (около 83 %), на схеме, включающей стадию гидрирования бензола до ЦГ, окисления ЦГ с последующим выделением АНОН и АНОЛ, стадию оксимирования АНОН и стадию его перегруппировки в капролактаме:



Общие мировые мощности по АНОН на 2015 год составляют более 300 тыс. тонн/год. В промышленности жидкофазное окисление ЦГ осуществляется при температуре 150 - 180 °С, давлении 5 - 10 атм в присутствии катализатора или в автотермическом (автокаталитическом) режиме. Конверсия ЦГ за один проход не превышает 4 - 6 %, а селективность расщедования ЦГ суммарно в АНОЛ и АНОН составляет 75 - 87 %.

Стадия окисления ЦГ в приведенной химической цепочке производства капролактама является наиболее энерго- и ресурсозатратной, и именно на ней образуется основное количество побочных продуктов. Многообразие химических превращений и низкая селективность процесса окисления приводят к образованию большого количества побочных кислородсодержащих примесей (омыляемых и неомыляемых), которые, попадая в конечный продукт, отрицательно влияют на качество полиамида [1].

На производственной площадке КАО «АЗОТ» получение капролактама базируется на приведенной ниже схеме, каждая стадия реализована в рамках отдельного производства:



Согласно Технологическому регламенту действующего производства КАО «Азот» [3] окисление ЦГ проводится в газо-жидкостных реакторах барботажного типа: в семи параллельно работающих реакторах (окисление II очереди) и в каскаде из четырех реакторов (окисление III очереди). Конверсия ЦГ за один проход составляет  $4 \pm 0,25$  % с селективностью его превращения  $77 \pm 2$  %, выход АНОН  $70 \pm 1$  %. В качестве катализатора окисления используется нафтенат кобальта. Такие низкие показатели производства АНОН предположительно связаны, в основном, с низкой эффективностью используемого катализатора и не оптимальным режимом работы реакторов окисления.

В настоящем перечне представлены различные пути оптимизации типовой технологии окисления ЦГ, включающую в себя подготовку сырья, окисление ЦГ, выделение непрореагировавшего ЦГ и его обработку, разделение продуктов окисления и прочие вспомогательные операции.

*Оптимизация технологических параметров процесса с помощью метода математического моделирования* (температура, давление, состав смеси, расходы потоков, соотношения реагентов и т.д.) путем создания и использования математической модели процесса, основанной на физико-химических закономерностях.

*Разработка и тестирование новых каталитических систем* (повышение скорости процесса, селективности и конверсии по ЦГ). Анализ существующих патентов и источников научно-технической информации позволил сделать вывод о том, что развитие технологии окисления ЦГ происходит по направлению поиска эффективной гомогенной/гетерогенной каталитической композиции, позволяющей повысить конверсию ЦГ без существенной потери селективности по основным продуктам – АНОН и АНОЛ. Имеются сведения по увеличению конверсии ЦГ за проход более 15 % с селективностью окисления ЦГ 90 - 95 % в присутствии катализаторов на органической основе. Такие катализаторы могут быть выделены из реакционной массы и вновь использованы в процессе окисления ЦГ, но сведения об их промышленном применении в настоящее время

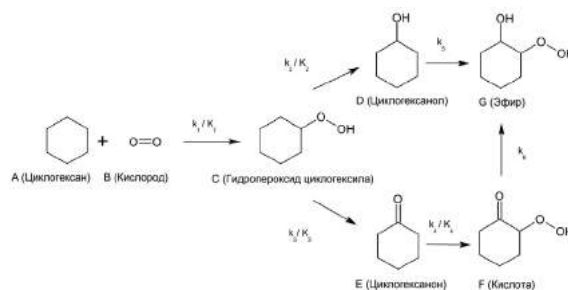
отсутствуют. Интенсивные исследования проводятся в направлении разработки высокоэффективной комбинации катионов переходных металлов в составе каталитической композиции, обеспечивающей преимущественное образование АНОН в продуктах окисления ЦГ.

*Оптимизация гидродинамической составляющей реакционного оборудования* (внедрение более рациональных схем ввода исходных реагентов и вывода продуктов, применение внутренних устройств, интенсифицирующих контакт газа и жидкости, иногда использование внешней циркуляции жидкости насосом) с помощью методов вычислительной гидродинамики (CFD).

*Оптимизация тепловой картины* (усовершенствование конструкции теплообменников, интенсификация теплосъема, рекуперация тепла потоков, «пинч-анализ»). Мероприятия приводят к оптимизации количества теплообменного оборудования на площадке, снижению паропотребления, электрической энергии и прочих энергетических утилит.

Целью настоящей работы стало создание математической модели процесса каталитического и автокаталитического окисления ЦГ до АНОН и АНОЛ, которая учитывает кинетическую, термодинамическую, гидродинамическую и тепловую составляющие и позволит определить оптимальные режимы работы основных аппаратов для повышения эффективности действующей технологии.

Согласно изученному механизму реакции окисления [4,6], термодинамическим и каталитическим особенностям протекания процесса, составлена формализованная схема химических превращений ЦГ с учетом состава сырья и реакционной массы, образующейся в каскаде четырех барботажных реакторов. Окисление протекает по сложному радикально-цепному механизму, в результате чего реакционная масса (оксидат) содержит большое количество побочных продуктов: сложные эфиры, альдегиды, кетоны, спирты, карбоновые кислоты, перекисные и непредельные соединения.



На данном этапе моделирования для упрощения расчета была принята формальная модель образования и превращения ключевых компонентов (АНОН, АНОЛ, ЦГ, ГЦПГ, все образующиеся в процессе примеси выделены в два компонента – Эфир и Кислота). На основании приведенной схемы превращений создана кинетическая модель окисления ЦГ в основные и побочные продукты, которая состоит из восьми дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} \frac{dC_{\text{ЦГ}}}{dt} &= -k_1 \cdot C_{\text{ЦГ}} \cdot (C_{\text{ГПЦГ}} + K_1)^{0.5} \cdot (C_{\text{ГПЦГ}} + K_2 \cdot C_{\text{ЦГ}} \cdot C_{O_2} + K_3 \cdot C_{\text{АНОН}} \cdot C_{O_2})^{0.5}; & \frac{dC_{\text{ГПЦГ}}}{dt} &= k_1 \cdot C_{\text{ЦГ}} \cdot (C_{\text{ГПЦГ}} + K_1)^{0.5} \cdot \\ & (C_{\text{ГПЦГ}} + K_2 \cdot C_{\text{ЦГ}} \cdot C_{O_2} + K_3 \cdot C_{\text{АНОН}} \cdot C_{O_2})^{0.5} - k_2 \cdot C_{\text{ГПЦГ}}^2 - k_3 \cdot C_{\text{ГПЦГ}} \cdot C_{\text{АНОН}} - k_4 \cdot C_{\text{ГПЦГ}} - k_5 \cdot C_{\text{ГПЦГ}} \cdot C_{\text{АНОН}}; \\ \frac{dC_{\text{АНОЛ}}}{dt} &= k_2 \cdot C_{\text{ГПЦГ}}^2 + k_3 \cdot C_{\text{ГПЦГ}} \cdot C_{\text{АНОН}} - 2 \cdot K_4 \cdot C_{\text{Кислота}}^{0.5}; \\ \frac{dC_{\text{АНОН}}}{dt} &= k_4 \cdot C_{\text{ГПЦГ}} + k_5 \cdot C_{\text{ГПЦГ}} \cdot C_{\text{АНОН}} - k_6 \cdot C_{O_2} \cdot C_{\text{АНОН}}; \\ \frac{dC_{\text{Кислота}}}{dt} &= k_6 \cdot C_{\text{АНОН}} \cdot C_{O_2} - K_4 \cdot C_{\text{Кислота}}^{0.5}; & \frac{dC_{\text{Эфир}}}{dt} &= K_4 \cdot C_{\text{Кислота}}^{0.5} \end{aligned}$$

Данный выбор [6] модели обоснован проведенными лабораторными исследованиями и приведенными кинетическими параметрами, адекватность которых подтверждена в диапазоне температур 100 - 200 °С

Следующим этапом работы является создание гидродинамической и тепловой модели процесса, учитывающую испарение непрореагировавшего ЦГ в реакторах, движение жидкой фазы (ЦГ и оксидат) в режиме идеального смешения и газовой фазы (компримированный воздух) в режиме идеального вытеснения [5].

#### Литература

1. Воронина С.Г. Кинетика и механизм реакций образования и окислительной деструкции сложных эфиров в процессах жидкофазного окисления. автореф. дис. ... д-ра хим. Наук. Уфа, 2010. – 42 с.
2. Международный деловой журнал «Евразийский химический рынок». Состояние производства и рынка капролактама и полиамида в СНГ. Журнал N 13 (73), 2010.
3. Технологический регламент действующего производства КАО «Азот» цеха окисления-3 производства капролактама корп. 2003, 2004, 2012.
4. Фурман М.С., Бадриан А.С., Гольдман А.М. и др. Производство циклогексанона и адипиновой кислоты окислением циклогексана, М., Химия, 1967 г.
5. De-Rong Wu, Li-Cai Shi (Eds.). Variable analysis and mathematical model of cyclohexane oxidation reactor system // Chemical Engineering Science. 1992. Vol. 47. P. 3673–3680.
6. Pohorecki R., Baldyga J., Moniuk W., Podgórska W., Zdrójkowski A., Wierzbowski P.T. (Eds.). Kinetic model of cyclohexane oxidation // Chemical Engineering. 2001. Vol. 56. P. 1285-1291.

## КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА

В.И.Стебенева, Г.Ю.Назарова

Научный руководитель профессор Е.Н.Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический крекинг нефтяного сырья является сложно оформленным технологическим процессом. Основным звеном реализации процесса выступает структурная единица «реактор-регенератор». В процессе каталитического крекинга микросферический цеолитсодержащий катализатор обратимо дезактивируется под действием кокса, отлагающегося на его поверхности. Поддержание активности катализатора на высоком уровне осуществляется за счет окислительной регенерации закоксованного катализатора и транспорта катализатора с восстановленной активностью в реактор. Катализатор после регенерации является основным теплоносителем в реактор, поскольку в процессе окислительной регенерации выделяется тепло, которое необходимо для обеспечения требуемой температуры процесса крекинга. При этом требуется минимизировать содержание кокса на катализаторе за исключением количества, требуемого для поддержания теплового баланса системы «реактор-регенератор».

Таким образом, технологические режимы аппаратов реакторно-регенераторного блока оказывают взаимное влияние друг на друга и сложны с точки зрения управления процессом для поддержания требуемого равновесия. С применением динамического моделирования возможно проводить исследования, направленные на прогнозирование и планирование оптимального режима эксплуатации промышленной установки, а также определить способы предотвращения избыточного коксообразования при детальном исследовании взаимного влияния параметров технологического режима реактора и регенератора.

Целью работы является разработка компьютерного тренажера на основе математической модели процесса каталитического крекинга для обучения производственного персонала эффективной эксплуатации промышленной установки каталитического крекинга.

На основе математической модели процесса каталитического крекинга [1] разработана экспертная моделирующая система, применимая для снижения капитальных и эксплуатационных расходов, за счет проведения исследований и инженерных расчетов без участия реальной аппаратуры. Выступая в качестве компьютерного тренажера, компьютерная моделирующая система используется для реализации плана предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций, основывающегося на сценариях возникновения аварийных ситуаций, поэтапном анализе их развития и анализе действий производственного персонала по локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Для реализации моделирующей системы применен метод динамического моделирования путем осуществления взаимодействия базы данных процесса в среде Microsoft Office Access в сочетании с объектно-ориентированной средой программирования Delphi 7. Данный подход является принципиально новым с точки зрения формирования экспертных систем.

База данных по исследуемому процессу, созданная в среде Microsoft Office Access, представляет собой набор информации об основных технологических аппаратах реакторного блока процесса каталитического крекинга и базы данных по возможным отклонениям от технологического режима в каждом из аппаратов, причины отклонений и рекомендаций к действиям по устранению внештатных ситуаций. В результате синтеза, компьютерная моделирующая система обладает доступным и логичным для пользователей интерфейсом

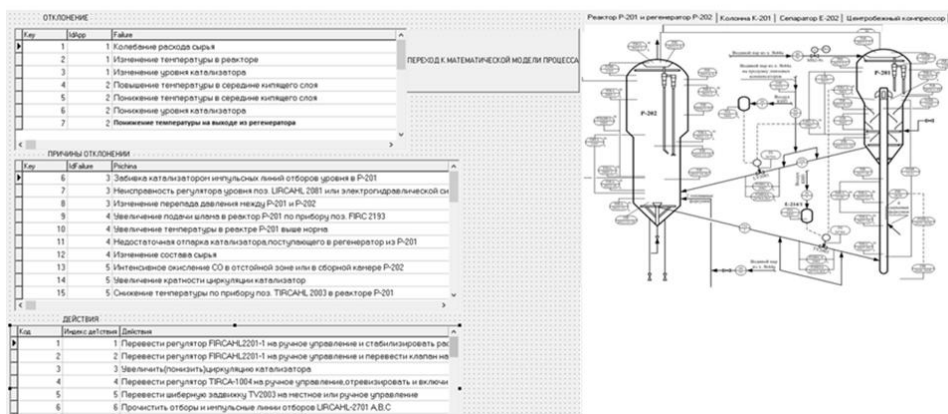


Рис. 1. Рабочее окно компьютерного тренажера процесса каталитического крекинга

Применение моделирующей системы реализовано через логическую цепочку взаимосвязи «аппарат-отклонение-причина отклонения-действие». Кроме того, в компьютерной моделирующей системе реализована связь экспертного блока с математической моделью процесса каталитического крекинга для возможности отработки действий для устранения отклонений, а также в случае аварийных ситуаций. С применением математической модели процесса технологический персонал прогнозирует показатели процесса и проводит

оптимизацию при расчете численных параметров процесса в зависимости от рекомендаций выданных экспертной системой.

При реализации процесса каталитического крекинга оператор технологического блока обращается к компьютерному тренажеру при регистрации отклонения, например, последовательное снижение температуры каталитического потока на выходе из регенератора. Запустив рабочее окно экспертной системы, оператор выбирает изображение «регенератор» на технологической схеме процесса. При выборе объекта из базы данных автоматически считывается информация по возможным отклонениям в работе данного аппарата.

Таким образом, оператор получает список причин, вызывающих данное отклонение и рекомендаций по устранению отклонения. Поскольку экспертная система выдает рекомендацию в нечисловой форме, то для определения количественных методов устранения данного отклонения необходимо перейти во взаимосвязанный блок программы, содержащий математическую модель процесса (рис.2).



Рис. 2. Алгоритм применения компьютерного тренажера

Анализируя данные по технологическому режиму и составам потоков, оператор установил, что причиной снижения температуры на выходе из регенератора стало изменение состава перерабатываемого сырья (снижение содержания ароматических углеводородов в сырье). Таким образом, низкий выход кокса (10422,2 кг/ч или 3,84 % мас.) не обеспечивает требуемой температуры на выходе из регенератора, следовательно, для поддержания теплового баланса системы требуется увеличить нагрузку по коксу. При запуске математической модели отображаются параметры функционирующего режима (таб.1).

Таблица 1

Технологические параметры технологического процесса до устранения отклонения

Состав сырья, % масс.			Расход сырья, кг/ч	Температура сырья, °С	Расход шлама, м <sup>3</sup>	Температура на выходе из регенератора, °С	Кратность циркуляции, тн <sub>кат</sub> /тн <sub>сырья</sub>
Нафты и парафины	Ароматические углеводороды	Смоли					
68,80	28,10	3,10	271 410	303,70	9,50	690,60	5,56

Проведение прогнозных расчётов с применением математической модели показало, что повышение температуры сырьевого потока до 317 °С при увеличении расхода шлама в реактор до 16 м<sup>3</sup>/ч и кратности циркуляции катализатора до 5,7 тн<sub>кат</sub>/тн<sub>сырья</sub> обеспечивает увеличение выхода кокса на 1031,5 кг/ч.

На следующем этапе оптимизации режима с использованием математической модели процесса определена температура потока после регенератора, которая будет достигнута при окислении рассчитанного по модели количества кокса. Расчет температуры выполнен на основании теплового баланса процесса регенерации и низшей теплоты сгорания кокса с учетом теплоемкости потока катализатора и кокса и их расходов, и соотношения С/Н в коксе. Согласно расчетам по модели при выжиге кокса 10422,2 кг/ч температура потока на выходе из регенератора составит 646 °С, а при выжиге 11453,5 кг/ч кокса, температура потока на выходе из регенератора составит 685 °С. На основании полученной текстовой и числовой информации выполняется устранение отклонения.

Таким образом, компьютерная моделирующая сочетает в себе возможности экспертной системы с выдачей текстовых рекомендаций по оптимизации технологического процесса, а также возможности выполнения прогнозных и оптимизационных расчетов с применением математической модели.

### Литература

1. Nazarova G.Y., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. et al. Formalization of hydrocarbon conversion scheme of catalytic cracking for mathematical model development // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – vol. 27. – pp. – 1-6.

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАКЦИОННО-РЕКТИФИКАЦИОННОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ МТБЭ

К.Э. Сухачева

Научный руководитель ассистент О.Е. Митянина

Национальный исследовательский томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

Метил-третбутиловый эфир (МТБЭ) представляет собой высокооктановый кислородосодержащий компонент, применяемый для повышения октанового числа при производстве автомобильных бензинов. Схема реакционной ректификации синтеза МТБЭ разработана научно-исследовательским институтом мономеров синтетического каучука (НИИМСК), г. Ярославль. Установка синтеза МТБЭ представлена на рисунке 1. Подобная схема введена на заводах России.

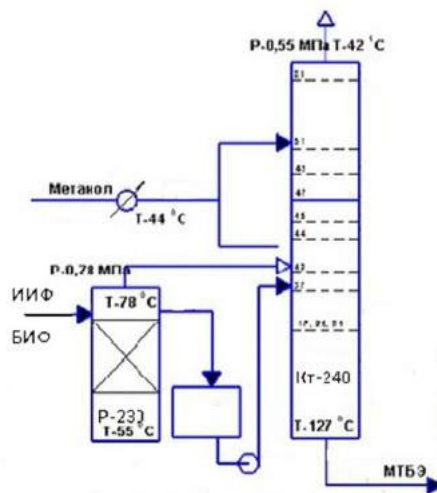


Рис. 1. Установка синтеза МТБЭ

В химической промышленности метил-трет-бутиловый эфир получают методом реакционной ректификации при взаимодействии изобутиленов с метанолом на ионитном формованном катализаторе.

Установка получения МТБЭ состоит из двух аналогичных технологических линий (МТБЭ-1, МТБЭ-2), состоящих из узла отмывки сырья от азотосодержащих примесей, узла синтеза МТБЭ, узла отмывки отработанной углеводородной фракции от метанола и двух общих узлов по отгонке азотосодержащих примесей из промывной воды и отгонки метанола из промывной воды [1].

Значительный спрос на МТБЭ высокого качества требует повышенного контроля качества не только готовой продукции, но и состава перерабатываемого сырья, который определяет оптимальные режимы проведения производства.

Оптимизация сложных промышленных схем производства осуществляется с помощью САПР, к которым относится Aspen HYSYS.

В таблице 1 представлены отчеты о работе установки за январь-март 2016 года.

Таблица 1

Отчеты о работе установки за январь-апрель 2016 г.

Месяц	Отчет
Январь	За отчетный период выработка МТБЭ составила 22862,02 тонны со среднемесячной концентрацией 98,93 %. Установка МТБЭ-1 весь месяц работала на ИИФ. Установка МТБЭ-2 работала на смеси БИФ и ИИФ до 31 января. Затем прием БИФ был прекращен из-за остановки отделения, реактор был выведен из работы, установка работала на одной ИИФ.
Февраль	За отчетный период выработка МТБЭ составила 16837,57 тонн, выход продукта составил 98,3 %. Установка МТБЭ-1 весь месяц работала на ИИФ. Установка МТБЭ-2 работала на ИИФ.
Март	За отчетный период выработка МТБЭ составила 19740,21 тонн со среднемесячной концентрацией 98,8 %. Установка МТБЭ-1 весь месяц работала на ИИФ. Установка МТБЭ-2 работала на ИИФ. 29 марта на установку была принята БИФ, 30 марта прием БИФ был прекращен.

По результатам, которые приведены в таблице 1, можно сказать, что наибольшая выработка МТБЭ была в январе. Установка МТБЭ-1 весь месяц работала на ИИФ и выработка МТБЭ составила 22862,02 тонны. Из таблицы видно, что особенностью процесса является изменение состава углеводородного сырья [2].

Целью работы является проектирование установки синтеза МТБЭ одной из производственных линий цеха и исследование влияния состава углеводородного сырья на эффективность процесса.

Особенностью данного процесса является изменение состава углеводородного сырья ИИФ (изобутан-изобутиленовая фракция) и БИФ (бутилен-изобутиленовая фракция).

Объектом исследования является реактор предварительного синтеза P-230.

Реактор представляет собой прямоточный испарительно-адиабатический аппарат. Его модель в среде HYSYS представлена на рисунке 2.

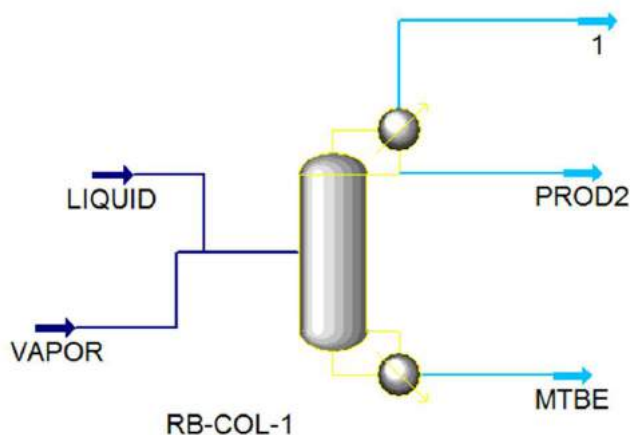


Рис. 2. Модель реактора синтеза МТБЭ

В работе была проведена верификация модели, а также проанализирована работа установки за период с января по март 2016 г. для разного состава углеводородного сырья.

#### Литература

1. Технологический регламент ПАО «Омский каучук» процесса получения метил-трет-бутилового эфира.
2. Технический отчет цеха химического завода за январь, февраль и март 2016 года.

### НЕСТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С УЧЁТОМ ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА

А.А. Татаурщиков, Е.П. Коткова

Научный руководитель: профессор Э.Д. Иванчина, доцент Н.И. Кривцова  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

Каталитическая гидроочистка широко используется во вторичной нефтеперерабатывающей промышленности. Основная цель этого процесса заключается в значительном снижении содержания серы в нефтепродуктах. В настоящее время наблюдается нехватка и недостаточная проработанность промышленно применимых математических моделей гидроочистки дизельного топлива, особенно учитывающих химическую кинетику процесса и дезактивацию катализатора гидроочистки.

Данное исследование сосредоточено на обработке экспериментальных данных полученных на лабораторном оборудовании и при анализе мониторинга промышленной установки гидроочистки. Цель – разработка математической модели, которая могла бы адекватно описать данные промышленной установки гидрообессеривания ЛГ-24/7 с предложенным в ходе исследования видом кинетической схемы и функциональной зависимостью дезактивации катализатора.

Данные, которые использовались при расчёте кинетических параметров для разрабатываемой модели, были получены как при помощи лабораторного оборудования, так и из базы данных мониторинга установки ЛГ-24/7.

Лабораторный эксперимент проводили с использованием такого оборудования, как газожидкостный хроматограф «Кристалл-2000М» для измерения концентрации серосодержащих веществ в продукте гидроочистки дизельного топлива. Мини-реактор с неподвижным слоем катализатора использовался для проведения процесса гидрообессеривания. В качестве сырья для реактора использовали фракцию дизельного топлива (180...320°C) с

общим содержанием серы 1,4% масс. В лабораторном эксперименте использовался алюмо-кобальт-молибденовый катализатор, предоставленный ООО «Киришинефтеоргсинтез». Лабораторная установка состояла из проточной системы с испарителем, реактора со специальной металлической сеткой, на которую был помещён катализатор. Продукты реакции попадали в конденсатор. Процесс гидрообессеривания проводили с 10 мл катализатора ГДК-202.

Сернистые соединения присутствуют в дизельных фракциях, главным образом, в форме сульфидов, гомологов тиофена и, в меньших количествах, меркаптанов и дисульфидов. В целом, начальной стадией разработки математической модели заключается в термодинамическом расчёте. Данный этап основан на физико-химических законах и обеспечивает высокую степень адекватности модели реальному процессу гидрообессеривания.

Разработанная математическая модель основана на законе действующих масс и представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих изменения в концентрациях реагентов. Таким образом, математическая модель выполняет расчёт материального баланса соединений серы в процессе гидроочистки. Активность катализатора в отношении серосодержащих соединений учитывается как часть эффективной константы скорости, рассчитанной в рамках данной научно-исследовательской работы ранее [1, 2].

Таблица 1

Математическая модель материального и теплового баланса

Скорость реакции	Дифференциальные уравнения материального баланса
$W_1 = k_1 C_{MDST} C_{H_2}^V$ $W_2 = k_2 C_{BT} C_{H_2}^V$ $W_3 = k_3 C_{DBT} C_{H_2}^V$ $W_4 = k_4 C_{SHC} C_{H_2}^V$ $W_5 = k_5 C_{Arom} C_{H_2}^V$ $W_6 = k_6 C_{Olefins} C_{H_2}^V$ $W_7 = k_7 C_{Ar} C_{H_2}^V$	$G * \frac{\partial C_{MDST}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{MDST}}{\partial V} = -A_1 * W_1$ $G * \frac{\partial C_{BT}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{BT}}{\partial V} = -A_2 * W_2$ $G * \frac{\partial C_{DBT}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{DBT}}{\partial V} = -A_3 * W_3$ $G * \frac{\partial C_{SHC}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{SHC}}{\partial V} = A_1 * W_1 + A_5 * W_5 - A_4 * W_4$ $G * \frac{\partial C_{Arom}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{Arom}}{\partial V} = A_2 * W_2 + A_3 * W_3 - A_5 * W_5 - A_7 * W_7$ $G * \frac{\partial C_{Olefins}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{Olefins}}{\partial V} = A_4 * W_4 - A_6 * W_6$ $G * \frac{\partial C_{Coke}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{Coke}}{\partial V} = A_6 * W_6 + A_7 * W_7$ <p>(Здесь: <i>Arom</i> – ароматические углеводороды)</p>
	Дифференциальное уравнение теплового баланса
	Начальные условия
	$dC_i = C_{i,0}; t = 0$
	$Z = 0; V = 0; C = C_0; T = T_0$

Катализатор ГДК-202 проявляет высокую активность в отношении сернистых соединений, обеспечивая удаление серы из дизельного топлива до 98–99% масс. в процессе гидроочистки. Химическая активность серосодержащих соединений возрастает в ряду, начиная с дибензотиофенов, бензотиофенов, и заканчивая сульфидами. Скорость гидрообессеривания уменьшается, когда число алкильных заместителей в гомологах бензотиофенов и дибензотиофенов увеличивается, следовательно, скорость гидрирования дибензотиофенов намного ниже, чем у бензотиофенов. Разрабатываемая математическая модель позволит делать выводы об исходных причинах, влияющих на качество процесса, прогнозировать качество продукта в зависимости от технологических параметров в заданных пределах и помогает оптимизировать процесс гидроочистки.

#### Литература

1. N.I. Krivtcova, A.A. Tataurshchikov, E.D. Ivanchina, E.B. Krivtsov, Mathematical Modelling of Diesel Fuel Hydrodesulfurization Kinetics, *Procedia Chemistry*, Volume 15 (2015) 180–186.
2. N.I. Krivtcova, A.A. Tataurshchikov, I.D. Ivanchina, E.B. Krivtsov, A.K. Golovko, Calculation of the Kinetic Parameters of the Hydrofining Process of Diesel Fraction Using Mathematical Modeling, *Procedia Engineering*, Volume 113 (2015) 73–78.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ  
ДВУРЕЧЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА  
ОСНОВНЫХ ПОТОКОВ**

**В.С.Ткачёва**

*Научный руководитель, доцент Е.В.Попок*

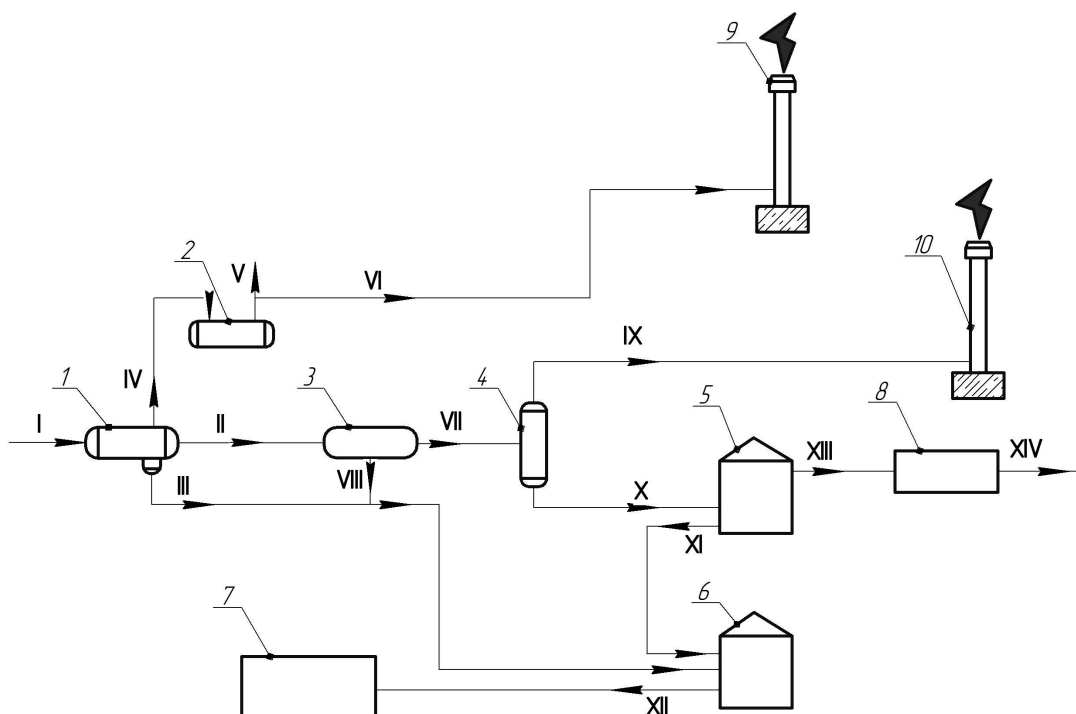
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Ведущим направлением повышения экономической эффективности нефтяных компаний являются энергосбережение и увеличение энергоэффективности за счёт рационализации потребления теплоэнергетических ресурсов, применения энергосберегающих технологий и оборудования. Внедрение рационального использования энергетических ресурсов направлено на полезное расходование энергии, позволяющее снизить ее количество, обеспечивая установленный уровень потребления [2].

В изменяющихся условиях функционирования мировой экономики, постоянного роста тарифов на энергоресурсы, увеличения эксплуатационных издержек нефтяные компании предпринимают дополнительные усилия, чтобы задействовать максимум резервов экономии на всех направлениях деятельности.

Учитывая объемы производства, повышение энергоэффективности даже на доли процента выливается в десятки и сотни миллионов рублей экономии, обеспечивая конкурентоспособность компании на рынке.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) Двуреченского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (рис.1).



**Рис. 1. Принципиальная технологическая схема УПН Двуреченского нефтяного месторождения:**  
 1 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ); 2 – газосепаратор (ГС); 3 – отстойник нефти (ОН);  
 4 – конечная сепарационная установка (КСУ); 5 – резервуар вертикальный стальной (РВС) нефти; 6 – РВС  
 воды; 7 – блочно-кустовая насосная станция (БКНС); 8 – узел учёта нефти (УУН); 9 – факел высокого  
 давления (ФВД); 10 – факел низкого давления (ФНД); I – сырьё; II – нефть от сепараторов НГСВ на вход в  
 ОН; III – вода из НГСВ в РВС воды; IV – газ из НГСВ в ГС; V – газ из ГС в газотурбинную электростанцию;  
 VI – газ из ГС на вход в ФВД; VII – нефть из ОН в КСУ; VIII – вода из ОН в РВС воды; IX – газ из КСУ на  
 вход в ФНД; X – нефть из КСУ в РВС нефти; XI – выход воды из РВС нефти в РВС воды; XII – вода из РВС  
 в БКНС; XIII – нефть из РВС на УУН; XIV – нефть на УПН «Пионерный»

Установка обеспечивает непрерывный приём продукции скважин «Двуреченского» и «Западно-Моисеевского» нефтяных месторождений, характеризующаяся высокой обводненностью – 96,6 % масс. и высокой температурой – 80 °С (табл.1). Такие свойства потока позволяют использовать содержащуюся в нефтяной эмульсии воду в качестве теплоносителя для обогрева бытовых помещений данной установки подготовки нефти.



Таблица 1

Характеристика основных потоков УПН Двуреченского нефтяного месторождения

Показатель	Значение
Расход нефтяной эмульсии, кг/ч	775854
Расход нефти, кг/ч	25150
Расход воды, кг/ч	750000
Расход газа, кг/ч	704
Обводнённость, %	96,6
Температура потока, °С	80

Цель работы – расчёт теплообменного аппарата, теплоносителем которого является вода, отделенная являлось уменьшение удельных энергозатрат путём использования в подобранных теплообменных аппаратов

Первым этапом работы был расчёт НГСВ с помощью моделирующей программы Aspen Hysys, произведенный для разделения исходной смеси на основные потоки – газ, нефть и воду, и для определения их расходов (табл.1).

Второй этап работы – расчёт теплообменного аппарата, который производился по методике, приведённой в [1]. Для обеспечения рассчитанной поверхности теплообмена потребуется пять аппаратов, параметры которых приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры кожухотрубчатого теплообменника [1]

Диаметр кожуха, мм	Диаметр труб, мм	Число ходов	Общее число труб, шт.	Поверхность теплообмена (в м <sup>2</sup> ) при длине труб, м	Площадь сечения потока, 10 <sup>2</sup> м <sup>2</sup>		Площадь сечения одного хода по трубам, 10 <sup>2</sup> м <sup>2</sup>
					В вырезе перегородок	Между перегородками	
1200	20x2	4	1580	397	14,5	17,6	7,9

Для достижения наибольшей энергоэффективности теплообменник следует установить после НГСВ (рис.2). Данный выбор размещения аппарата обусловлен тем, что на выходе из сепаратора вода имеет наибольшую тепловую энергию, передаваемую холодному теплоносителю, поэтому не требуется дополнительных энергетических затрат для его нагрева перед подачей в трубопровод. Таким образом, вода из НГСВ III с температурой 80 °С поступает в теплообменник 2, где разделяется на два потока. Поток воды IV, температура которого равна 25 °С, объединившись направляется в БКНС для закачки в нефтяной пласт. Поток воды V с температурой 60 °С, проходя через запорно-регулирующую арматуру и насосы 3, распределяется по трубопроводам в радиаторы отопления 4. Там вода остывает, отдавая тепло материалам отопительной системы, которые передают затем полученную тепловую энергию окружающей среде. Остывший до 15 °С теплоноситель возвращается в теплообменник на циркуляцию.

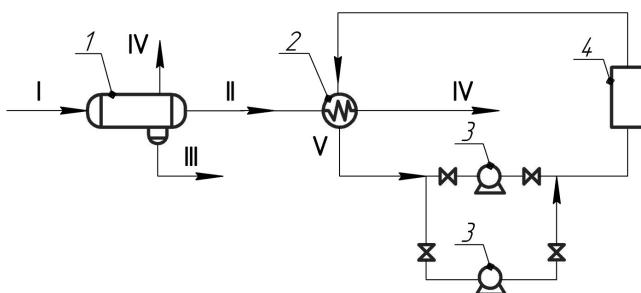


Рис. 2. Технологическая схема УПН Двуреченского месторождения с теплообменным аппаратом:

1 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ); 2 – кожухотрубчатый теплообменник; 3 – насос; 4 – радиатор отопления; I – сырьё; II – вода; III – нефть; IV – газ; V – вода в радиаторы отопления; VI – вода в блочно-кустовую насосную станцию (БКНС)

В результате, для обогрева бытовых помещений установки подготовки нефти Двуреченского месторождения теплом основных потоков потребуются капиталовложения на покупку следующего оборудования:

- пять теплообменных аппаратов для обеспечения рассчитанной поверхности теплообмена;
- запорно-регулирующая арматура, для управления потока в трубопроводных системах;
- два одноступенчатых центробежных насоса для перекачки воды;
- радиаторы отопления;
- трубная обвязка и трубопроводы.

Таким образом, в дальнейшем необходимо произвести технико-экономические расчёты для определения энергоэффективности и окупаемости внедрения данной системы регенерации тепла с использованием основных потоков.

#### Литература

1. Риффель В.Р., Чернышов В.В., Сухов Г.В. Проектирование кожухотрубчатого теплообменника: пособие по проектированию. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 84 с.
2. Сергеев Н.Н. Теоретические аспекты энергосбережения и повышения энергетической эффективности промышленных предприятий // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Экономика. – 2013. – № 1. – С. 29-36.

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА ПОДАЧИ ВОДЫ В ПРОМЫШЛЕННЫЙ РЕАКТОР  
ДЕГИДРИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**К.О. Фефелова**

*Научный руководитель: профессор Е.Н. Ивашкина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Процесс дегидрирования высших парафинов становится все более востребованным с каждым годом. Высшие олефины  $C_{10}$ - $C_{13}$  (продукты процесса) – это сырье для получения линейных алкилбензолов (ЛАБ), которые, в свою очередь, являются одним из основных компонентов в производстве синтетических моющих средств (СМС).

Показатели производительности процесса определяются технологическим режимом и составом перерабатываемого сырья, а также активностью катализатора. Эти показатели влияют на длительность сырьевого цикла и качество получаемой продукции.

Длительность сырьевого цикла работы катализатора определяется большим количеством показателей: температура, давление, содержание кокса на поверхности катализатора, которое может быть скорректировано регулированием мольного соотношения водород/сырье и расхода воды в реактор.

Авторами [1] был разработан способ управления активностью катализатора процесса дегидрирования высших n-парафинов при заданном мольном соотношении водород/сырье, равном 7/1, который заключается в регулировании активности катализатора за счет подачи оптимального количества воды в реактор дегидрирования. Применение указанного способа на практике позволило увеличить длительность сырьевого цикла работы катализатора с 280 до 310–320 суток (на 14,3 %) при концентрации олефинов в продуктивном потоке после реактора дегидрирования около 9,3 % мас. [2].

Однако этот способ управления активностью катализатора дегидрирования не может быть применим при изменении мольного соотношения водород/сырье в системе. При уменьшении мольного соотношения водород/сырье до 6/1 необходимо увеличивать расход воды в реактор дегидрирования, что обеспечит сохранение срока службы катализатора и увеличение выхода олефинов за счет смещения равновесия обратимой реакции дегидрирования высших n-парафинов в сторону образования целевого продукта.

Использование вышеописанных рекомендаций для катализатора процесса дегидрирования были апробированы на промышленной установке получения олефинов. Выданные рекомендации по подаче воды от 4 до 9–12 л/час в зависимости от температуры проведения процесса и состава сырья позволили снизить концентрацию кокса на поверхности катализатора при уменьшении мольного соотношения водород/сырье до 6/1 и увеличить выход олефинов на 3–5 % [3].

Вместе с тем, нерешенным оставался вопрос о граничных условиях увеличения расхода воды к концу сырьевого цикла работы платиносодержащего катализатора дегидрирования. В ходе данного исследования были проанализированы основные показатели производительности сырьевых циклов работы катализатора 2013-2014 гг., 2014-2015 гг., 2015-2016 гг. (табл. 1).

**Таблица 1**

**Сырьевые циклы катализатора дегидрирования и их показатели производительности**

Показатели производительности	13-14 гг.	14-15 гг.	15-16 гг.
Мольное соотношение $l$	(7÷7,5)/1	(6÷7)/1	(6÷6,5)/1
Температура $T$ , °С	468..487	470..489	470..490
Длительность цикла, сутки	384	432	403
Содержание кокса на конец цикла (расчет на модели), % мас.	0,82	6,15	4,91
Расход воды, л/час	4÷9	4÷14	4÷16
Среднесуточная выработка ЛАБ, т/сутки	175,5	176,4	176
Суммарная выработка ЛАБ, т	66717	74568	70160

Для увеличения продолжительности рабочего цикла необходимо произвести регулирование уровня подачи воды в реактор дегидрирования. Подача воды в реактор способствует частичной деструкции образовавшегося на поверхности катализатора кокса. Повышение объема подачи воды связано с ростом температуры сырья на входе в реактор дегидрирования. Рост значений этих двух показателей способствует повышению скорости реакций гидрокрекинга, что, в свою очередь, приводит к увеличению выхода углеводородных газов [4].

По данным мониторинга сырьевого цикла 2015-2016 гг. установки получения олефинов была получена зависимость, отображающая выход газа в зависимости от объема подачи воды в реактор при повышающейся температуре (рис. 1).

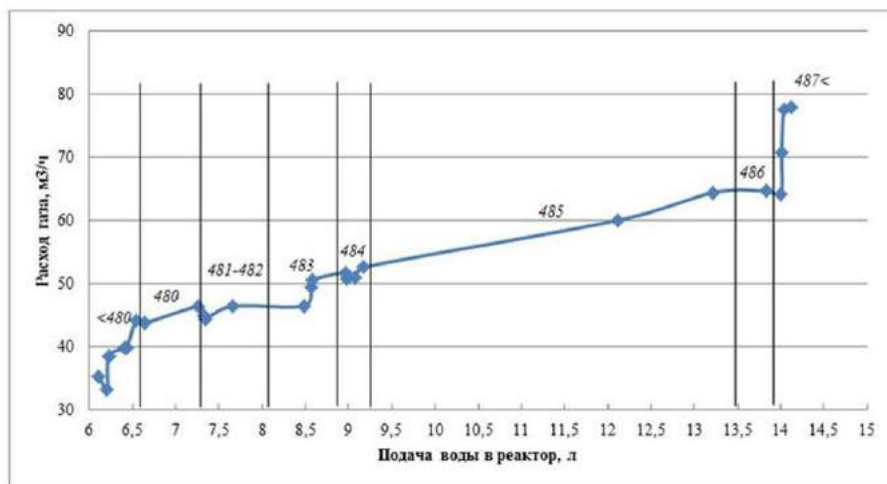


Рис. Зависимость выхода газа от объема подачи воды при различных температурах

Из данной зависимости следует, что определенной температуре соответствует определенные диапазоны выхода газа и подачи воды в реактор, представленные в таблице 2.

Таблица 2

**Выход углеводородного газа и расход воды в реактор дегидрирования**

Температура на входе в реактор, °C	Выход газа, м³/ч	Расход воды, л
<480	35-45	6-6,6
480	45-47	6,6-7,3
481-482	47	7,3-8,1
483	47-51	8,1-8,9
484	51-53	8,9-9,3
485	53-63	9,3-13,5
486	63	13,5-13,9
487<	63-79	13,9-14,3

Проведенные исследования показали, что при небольших температурах объем подачи воды минимален, а, соответственно, выход газа тоже незначителен. Наибольший выход газа достигается к концу цикла – при максимальной температуре и большом объеме подачи воды – наблюдается резкое возрастание выхода газа. Таким образом, верхнюю границу уровня подачи воды можно определить на уровне 14,5-15,0 л.

**Литература**

1. Kravtsov A.V., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Frantsina E.V., Kiseleva S.V., Romanovskii R.V., Thermodynamic stability of coke-generating compounds formed on the surface of platinum dehydrogenation catalysts in their oxidation with water // Petroleum Chemistry, 2013. – № 53. – С. 267-275.
2. Frantsina E.V., Ivashkina E.N., Ivanchina E.D., Romanovskii R.V. Decreasing the hydrogen-rich gas circulation ratio and service life extension of the C<sub>9</sub>-C<sub>14</sub> alkanes dehydrogenation catalyst // Chemical Engineering Journal, 2015. – №282. – С. 224-232.
3. Иванчина Э. Д., Ивашкина Е. Н., Козлов И. А., Андреев А. Б., Платонов В. В., Глик П. А. Мониторинг работы установки получения олефинов в условиях пониженного мольного соотношения водород/сырьё с использованием математической модели // Нефтепереработка и нефтехимия, 2016 – №. 4. – С. 17-22.
4. Дж. Х. Гэри, Г.Е. Хэндверк, М.Дж. Кайзер. Технологии и экономика нефтепереработки. – СПб: Профессия, 2013.– 440 с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ И СОСТАВА НЕСУЛЬФИРУЕМОГО  
ОСТАТКА АЛКИЛБЕНЗОЛСУЛЬФОКИСЛОТЫ  
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ**

**А.В.Шандыбина**

**Научный руководитель к.т.н., научный сотрудник И.О. Долганова  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г.Томск, Россия**

Натриевые соли сульфокислот в промышленных объемах (крупнотоннажный синтез) в России производят из сульфокислот линейных алкилбензолов (ЛАБСК), полученных путем проведения ряда последовательных стадий: алкилирование бензола олефинами с числом атомов углерода в цепи от 9 до 14; сульфирование полученных линейных алкилбензолов (ЛАБ) и получение сульфированных ЛАБ (ЛАБС); нейтрализация ЛАБС с получением смеси поверхностно-активных веществ (ЛАБСК) [1].

Синтетические моющие средства (СМС) обычно включают мицеллообразующие поверхностно-активные вещества (ПАВ), обладающие моющим, смачивающим и антистатическим действием.

Сырьем для производства ЛАБС является алкилбензолсульфокислота (АБСК), которую получают в результате протекания следующих стадий: 1) дегидрирование парафинов с получением олефинов на Pt-катализаторе; 2) алкилирование бензола олефинами с получением линейных алкилбензолов (ЛАБ).

Процесс проводится с использованием HF-катализатора, который подвергают регенерации в аппарате колонного типа; 3) сульфирование ЛАБ с получением АБСК. ЛАБ сам по себе не является поверхностно-активным веществом, поэтому его подвергают сульфированию присоединению молекулы серного ангидрида SO<sub>3</sub>, в результате чего получается АБСК- алкилбензолсульфокислота.

Сульфирование возможно производить концентрированной серной кислотой, олеумом или серным ангидридом SO<sub>3</sub>. Однако при сульфировании серной кислотой, в результате разбавления образовавшейся по реакции водой, она теряет свойства сульфоагента, что вынуждает вводить большое количество кислоты, необходимой для реакции. Эти недостатки можно устранить, если для сульфирования использовать серный ангидрид SO<sub>3</sub>. Наибольший интерес представляет процесс сульфирования, так как он определяет высокое качество АБСК. Высокий спрос на АБСК определяется содержанием алкилбензолсульфокислоты не менее 96 % мас, содержание несulfурированных соединений не более 2% масс [2].

Важной качественной характеристикой является цвет АБСК, которая показывает степень сульфирования.

С помощью колориметра Клетта определяют цвет 5 % - го раствора алкилбензолсульфоновой кислоты и ее солей. Для АБСК марки А показатель цветности по методу Клетта не должен превышать 80 единиц, для марки В не более 100 единиц.

Значительный спрос на АБСК высокого качества диктует «жесткие» требования к контролю качества не только готовой продукции, но и состава перерабатываемого сырья, который определяет оптимальные режимы проведения каждой из стадий комплексного производства.

Существует ряд проблем, связанных с ухудшениями и изменениями показателей АБСК с течением времени. Это ухудшение окраски АБСК, связанное с протеканием побочных реакций, наличие несulfурируемого остатка и его влияние на цвет, вязкость, состав кислоты [3].

Поиск методов решения данных проблем являются основной целью данной работы.

С помощью различных методов был выделен несulfурируемый остаток из АБСК. Их состав был исследован с помощью методов ИК-спектроскопии и ГХ-МС. ИК-спектроскопия несulfурируемых остатков показывала наличие алкилбензолов (непревращенных ЛАБ), ароматических соединений и слабозаметный пик, принадлежащий серосодержащим соединениям (сульфонам).

В первую очередь был исследован состав алкилбензолсульфокислоты, чтобы иметь точные сведения о составе данного продукта. Все алкилбензолсульфокислоты (АБСК) исследовали методом ИК-спектроскопии, т.к. кислоты не представляется возможным определить индивидуальный состав АБСК методом ГХ-МС.

По полученным данным структурного анализа АБСК определено наличие таких веществ как: ароматические соединения – алкилбензол; сульфогруппа – SO<sub>3</sub>H. Присутствует сигнал группы – OH.

Поэтому можно сделать заключение о том, что в смеси присутствуют преимущественно алкилбензолсульфокислоты. Спектры всех АБСК примерно одинаковы.

ГХ-МС является наиболее информативным методом анализа.

Результаты показали, что несulfурируемый остаток АБСК (июль 2015) содержит 83% непревращенных ЛАБ по сравнению остатком АБСК (ноябрь 2015, светлая кислота). В анализ несulfурируемого остатка АБСК (ноябрь 2015) свежей кислоты содержание ЛАБ составляет 89,1% , а через некоторое время кислота темнеет, анализ сделанный через 5 месяцев показывает сильное уменьшение содержания ЛАБ в несulfурируемом остатке. Чем темнее АБСК, тем меньше содержание ЛАБ в несulfурируемом остатке , и больше содержание нелинейных изомеров и других неидентифицированных соединений. Это заметно по тенденции изменения цвета АБСК за июль и ноябрь 2015 года.

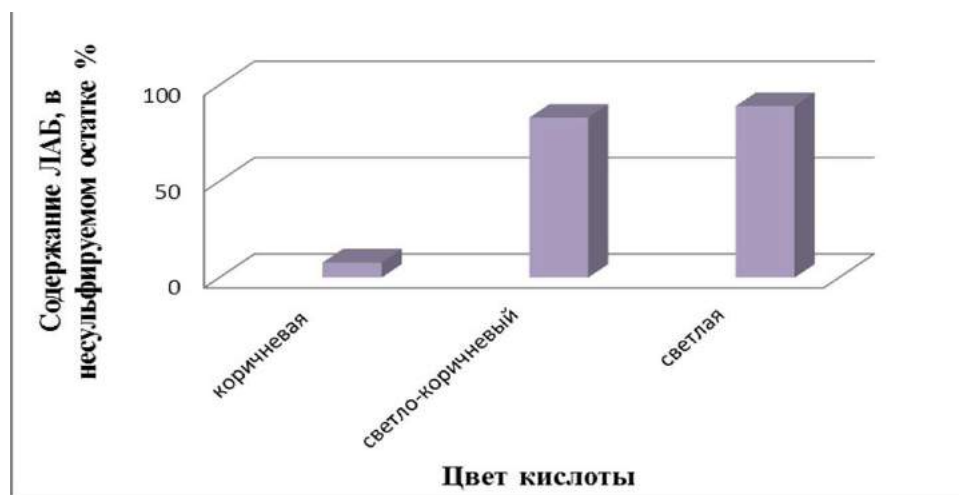


Рис. 1. Изменение цвета АБСК от содержания ЛАБ в несурьфуремом остатке

Сравнивая состав остатков между собой за разное время, можно отметить, что преимущественными соединениями являются ЛАБ ( $C_{12}H_{25}$  и  $C_{13}H_{27}$ ). Сравнивая по сырью ЛАБ, можно заключить, что чем выше содержание целевых компонентов в ЛАБ, (например, июнь 2016), тем меньше неиндефицированных соединений в несурьфуремом остатке будет.

Несурьфуремый остаток, полученный из самой светлой АБСК, преимущественно состоит из непревращенных ЛАБ и сероорганических соединений (сульфонов). АБСК в процессе «старения» приобретает более темный цвет (и продолжает темнеть), при этом количество ЛАБ уменьшается, превращаясь в сульфоны и нелинейные изомеры.

#### Литература

1. Олонцев И.Ф., Ветошкин Ю.С. Тенденции развития производства и рынка СМС и товаров бытовой химии в России в XXI веке. – «Бытовая Химия». – 2005. – №20. – 4-8 с.
2. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. М.: ЦНИИТЭ-нефтехим. – 2011. – 429 с.
3. Color stabilization of alkylarenesulfonic acids. Pat. US2880235. MonsantoChemicals. 2011

### РАСЧЕТ СТАДИИ ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕГО КАТАЛИЗАТОРА КРЕКИНГА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Т.А. Шафран, Г.Ю. Назарова, В.И. Стебенева

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К числу перспективных процессов глубокой переработки нефтяного сырья относится каталитический крекинг, являющийся одним из основных крупнотоннажных процессов современного нефтеперерабатывающего комплекса. Назначением процесса каталитического крекинга наряду с производством высокооктанового бензина является получение пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций, являющихся ценным сырьем для нефтехимии.

В технологии каталитического крекинга используется микросферический цеолитсодержащий катализатор. Состав катализатора во многом определяет состав и выход целевых продуктов крекинга. В работе [1], посвященной исследованию превращений углеводородов вакуумного газойля в условиях каталитического крекинга, было показано, что активность и селективность цеолитсодержащего катализатора определяется составом, кислотностью, размером и формой пор каналов катализатора. При этом на селективность процесса, состав и выход целевых продуктов крекинга наряду с типом цеолитсодержащего катализатора оказывают влияние и условия осуществления крекинга. Среди основных технологических параметров реакторно-регенераторного блока процесса каталитического крекинга являются расход и температура сырья и водяного пара, кратность циркуляции катализатора, расход воздуха на регенерацию, температура регенерации и катализаторного потока после регенерации.

С повышением температуры процесса значительно увеличивается скорость вторичных реакций крекинга с образованием высокого выхода бензина и газообразных продуктов, а также кокса, отлагающегося на поверхности цеолитсодержащего катализатора.

Целью данной работы является определение количества окисленного кокса в процессе регенерации цеолитсодержащего катализатора крекинга и степени его аморфности.

Объектом исследования является микросферический цеолитсодержащий катализатор крекинга, который содержит в своем составе ультрастабильный цеолит Y в деканированной форме, цеолит ZSM-5 в H-форме

и матрицу. Содержание кокса на катализаторе до регенерации составляет 0,40 -0,70 % мас., после регенерации – 0,01-0,06 % мас. Объем пор катализатора составляет не более 0,550 см<sup>3</sup>/г, насыпная плотность 700-840 кг/м<sup>3</sup>.

Методом исследования образца закоксованного катализатора крекинга является синхронный термогравиметрический анализ, выполненный с применением термоанализатора с масс-спектрометром SDT Q600 V20.9 Build 20. В среде воздуха со скоростью нагрева 10°С в минуту проводилось окисление кокса до температуры 1000 °С.

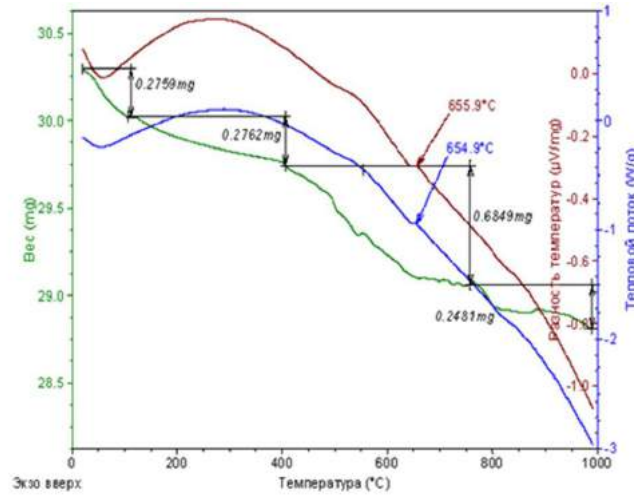


Рис. Результаты термогравиметрического анализа образца закоксованного катализатора

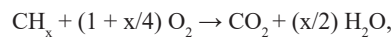
Результаты термогравиметрического анализа (рис. 1) показали, что при окислении кокса масса катализатора снижается с 30,29 до 28,95 мг, что составляет 4,42 % от первоначальной массы закоксованного катализатора. Кривые изменения теплового эффекта и массы проходят через три пика. Первый пик наблюдается в интервале температур 30,0-110,5 °С (температура пика – 63,2 °С), что связано с эндотермическим процессом испарения свободной влаги и десорбции углеводородов, накопленных в порах катализатора после зоны десорбции и лифт-реактора. Потеря массы образца составила 0,28 мг, что соответствует 0,90 % от массы катализатора.

Экзотермический процесс окисления кокса наблюдается в интервале температур 110,5 – 642,1 °С, температура пика – 289,5 °С, потеря массы – 0,89 мг (2,92 % мас.) и 642,1 – 815,5 °С, температура пика – 655,0 °С, потеря массы – 0,17 мг (0,60 % мас.).

Согласно результатам термогравиметрического анализа, в процессе каталитического крекинга на поверхности цеолитсодержащего катализатора образуется кокс аморфной структуры, при этом условия проведения регенерации катализатора каталитического крекинга поддерживаются на уровне 630-730 °С.

В данной работе выполнены расчеты, направленные на определение количества окисленного кокса и степени его аморфности по соотношению С/Н в процессе регенерации по методике [2]. Данная методика расчета основана на результатах анализа состава дымовых газов (объемной концентрации CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> и SO<sub>2</sub>) после регенерации и расходе подаваемого воздуха на регенерацию.

В расчетах принято допущение, что весь углерод превращается в диоксид углерода, поэтому реакцию горения в общем виде можно представить следующим образом:



где x – отношение моль водорода к 1 моль углерода.

Методика расчета количества окисленного кокса заключается в определении:

1. Количество израсходованного кислорода и образовавшегося углекислого газа:

$$n_{O_2} = G_v(C_{O_2}^0 - C_{O_2})/100/V_m,$$

$$n_{CO_2} = G_v \cdot C_{CO_2} / 100/V_m,$$

где  $n_{O_2}$  – количество израсходованного кислорода, кмоль/ч;  $G_v$  – расход воздуха, м<sup>3</sup>/ч;  $C_{O_2}^0$  – концентрация кислорода в подаваемом воздухе, % об.;  $C_{O_2}$  – концентрация кислорода в отходящих газах, % об.;  $V_m$  – молярный объем газа при н.у., м<sup>3</sup>/кмоль;  $n_{CO_2}$  – количество образовавшегося углекислого газа, кмоль/ч;  $C_{CO_2}$  – концентрация углекислого газа в отходящих газах (суммарное содержание CO и CO<sub>2</sub>), % об.

2. Количество атомов углерода и водорода в коксе:

$$N_H = (n_{O_2} - n_{CO_2}) \cdot 4,$$

$$N_C = (n_{O_2} - n_{CO_2}) \cdot 4,$$

где  $N_C$  – количество атомов углерода в коксе, кмоль/ч;  $N_H$  – количество атомов водорода в коксе, кмоль/ч.

3. Масса окисленного кокса:

$$M_{\xi} = N_C \cdot M_C + N_H \cdot M_H,$$

где  $M_{\xi}$  – масса окисленного кокса, кг;  $M_C, M_H$  – молярная масса соответственно углерода и водорода, кг/кмоль.

В таблице 1 представлены экспериментальные данные по составу дымовых газов и расходу воздуха, подаваемого на регенерацию.

Таблица 1

*Состав дымовых газов и расход воздуха на стадии регенерации каталитического крекинга*

Эксперимент	Расход воздуха, нм <sup>3</sup> /ч	Состав дымовых газов, % об.				
		CO	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>
1	155391,9	0,0017	14,03	81,29	4,68	0,0049
2	153470,5	0,0025	13,11	81,68	5,20	0,0075
3	148799,8	0,0022	12,56	81,30	6,13	0,0078

В таблице 2 приведены результаты по расчету количества окисленного и остаточного кокса и его соотношение С/Н. Адекватность расчетов была оценена сравнением количества остаточного кокса на поверхности катализатора крекинга с помощью расчета и эксперимента.

Таблица 2

*Результаты по определению количества окисленного кокса в технологии каталитического крекинга*

Эксперимент	Масса окисленного кокса, кг	Остаточное содержание кокса на катализаторе, % мас.	Остаточное содержание кокса на катализаторе, % мас.	Абсолютная погрешность, % мас.	С/Н
		расчет	эксперимент		
1	12288,9	0,020	0,016	0,0040	1,6
2	11487,0	0,019	0,024	0,0050	1,3
3	10602,3	0,018	0,019	0,0001	1,4

Выполненные расчеты показали, что в условиях каталитического крекинга микросферический цеолитсодержащий катализатор подвергается обратной дезактивации катализатора коксом аморфной структуры с соотношением С/Н = 1,3-1,6 при изменении температуры процесса 515–530 °С. Абсолютная погрешность расчетов составляет не более 0,0050 % мас. В дальнейшем представленная методика расчета количества окисленного кокса будет использована при разработке математической модели реакторно-регенераторного блока, что позволит скорректировать технологические режимы работы реактора и регенератора, а также проводить исследования направленные на продление сроков службы катализатора крекинга за счет снижения суточного расхода свежего катализатора в регенератор.

**Литература**

1. Conversion of Higher n-Alkanes under Deep Catalytic Cracking Conditions / P. V. Lipin, V. P. Doronin et al. // Petroleum chemistry. – 2010. Vol. 50, № 5. – P. 362-367.
2. Системный анализ и повышение эффективности нефтеперерабатывающих производств методом математического моделирования: учебное пособие / Под ред. А.В. Кравцов и др. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 170 с.

**ЭПОКСИДИРОВАНИЕ БИОДИЗЕЛЯ ПРИ КАТАЛИЗЕ Mo-СОДЕРЖАЩИМ КОМПЛЕКСОМ  
С.А.Юдаев, И.О. Долганова**

*Научный руководитель профессор, д.т.н. Е.Н. Ивашкина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время разработка методов окисления биодизеля имеет большое промышленное значение. Подвергая окислению различные растительные масла, а также их смеси, содержащие ненасыщенные соединения, можно получать эпоксидные группы.

Эпоксидные соединения нашли широкое применение как промежуточные звенья в производстве растворителей, пластификаторов, клеев и синтетических смол. Они часто используются в различных отраслях промышленности, а также для получения конструкционных материалов с требуемыми свойствами. Поэтому направление развития новых способов их получения является довольно перспективным.

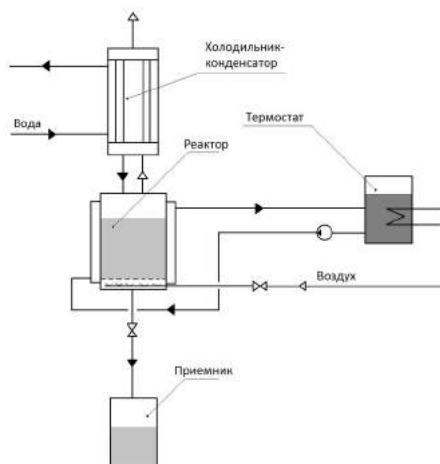
Использование биодизеля имеет неоспоримые преимущества – это экологически чистое, относительно дешевое сырье. В настоящей работе исследованы закономерности эпоксидирования данного сырья при разных условиях. Состав биодизеля, используемого в работе, представлен в таблице.

*Таблица*

*Состав исходного сырья, %масс.*

Биодизель	Метилловые эфиры жирных кислот			
	Пальмовая	Олеиновая + стеариновая	Линолевая	линоленовая
Рапсовый	4,9	61,2	22,5	11,4
Подсолнечный	6,5	35,8	56,3	1,4
Оливковый	12	79,2	6,9	1,9
Пальмовый	42,8	45,3	11,8	0,1
Пальмо-рапсовый	25,1	49,7	22,9	2,3
Пальмолеиновый	6,4	93,6	0,4	0
Льняной	5,7	27,5	15,6	51,2
Рапсово-подсолнечный	7,5	44,9	43,7	3,9

Процесс осуществляли в реакторе колонного типа (рис 1), в который загружали биодизель. Вниз реактора подавали воздух предварительно прошедший стадию осушки. Реакционная масса подогревалась до температуры начала реакции. Процесс проводили при температурах 90-120°C, объемная скорость подачи воздуха 10–25мл/мин.



*Рис. 1. Схема реактора окисления биодизеля*

Установили инструментальными методами анализа, что состав продуктов окисления практически не изменяется в диапазоне температур 90-120°C и при различных гидродинамических режимах. Скорость реакции эпоксидирования наиболее чувствительна к гидродинамическим параметрам процесса (скорости подачи воздуха). Наблюдаемая константа скорости  $k$  распада непредельных соединений биодизеля изменяется в пределах



от 0,1 до 0,25ч<sup>-1</sup>. Это свидетельствует о протекании процесса в переходной области. В наблюдаемую константу скорости входит как истинная константа скорости, так и коэффициент массопередачи кислорода в жидкую фазу. В процессе исследования так же учитывали влияния концентрации катализатора (рис. 2) в реакционной смеси.

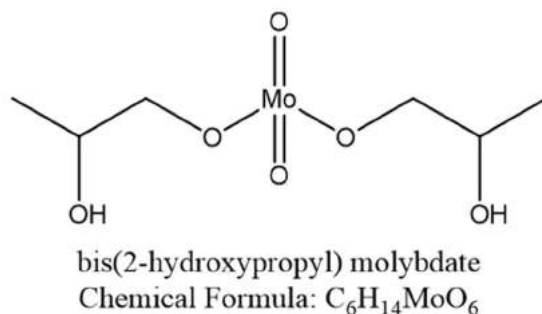


Рис. 2. Катализатор окисления биодизеля

В основе исходной модели для исследуемого процесса был принят механизм радикального окисления непредельных углеводородов общем[1, 4] и окисления циклогексена до эпоксидов при катализе молибденом[2, 3]. Взяв за основу данные работы, была предложена схема превращений и основные реакции процесса (рис. 3).

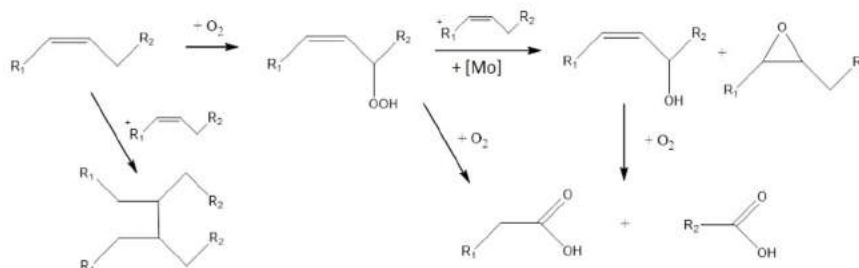


Рис. 3. Схема превращения биодизеля

В результате проделанной аналитической и экспериментальной работы по окислению биодизеля и эпоксидированию была предложена предполагаемая схема процесса. По предложенной схеме были определены основные продукты реакции, различными физико-химическими методами и инструментальными методами анализа, такими как газовая хроматография – масс спектрометрия, ИК-спектроскопия, ядерный магнитный резонанс.

Определены основные параметры управления процессом, такие как диспергирование воздуха в объеме реакционной массы, необходимый расход воздуха, необходимая концентрация катализатора и инициатора, температура процесса.

По полученным экспериментальным зависимостям расходованию компонентов планируется построить кинетическую модель, для масштабирования процесса и проведения пилотных испытаний. Для наработки продукта необходимого качества. Данный продукт может быть использован в качестве пластификаторов ПВХ[5], активного компонента для ингибиторов коррозии или полупродукта получения S- и N-содержащих соединений.

#### Литература

1. Jitendra K. Satyarthi, D. Srinivas. // Selective epoxidation of methyl soyate over alumina-supported group VI metal oxide catalysts. // Applied Catalysis A: General 2011 Vol. 401, p.189 –198.
2. SyniaFigueiredo, Ana C. Gomes // Bis (pyrazolyl) methanetetra carbonyl -molybdenum(0) as precursor to a molybdenum(VI) catalyst for olefin epoxidation // Journal of Organometallic Chemistry 723 2013 p.56-64
3. Крылов И.А. Литвинцев И.Ю. Сапунов В.Н. Лебедев Н.Н. Кинетика и механизм жидкофазного окисления циклогексена//КИНЕТИКА и КАТАЛИЗ; – Том XXIII; – вып. 4; – 1982.
4. Жидкофазное окисление непредельных соединений / Рубайло В.Л. Маслов С.А. – М.: Химия, 1989 – 224 с.
5. Пат 2581051 РоссияМКИ С07D303/04; С07D301/06.Способ получения пластификаторов, Сапунов В.Н., Кустов А.А., Кузнецова И.В., Макарова Е.М., Кулажская А.Д., Юдаев С.А., Воронов М.С., Чепелкина Н.В., Сучков Ю.П. - Заявл. 20.04.2015, № 2015114609/04. Оpubл. 10.04.2016, Бюл. № 10. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российский химико-технологический университет имени Д. И. Менделеева» (РХТУ им. Д. И. Менделеева), 2016

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И СОСТАВА ПЕРЕРАБАТЫВАЕМОГО СЫРЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ИЗОМЕРИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**К.В. Юрина, В.А. Чузлов**

*Научный руководитель Э.Д. Иванчина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

За последние годы объёмы производства большинства видов нефтехимической продукции в России уменьшились, также снизился технический уровень по сравнению с ведущими и развивающимися странами. При этом потенциал развития в России расширяется за счёт решения ряда проблем, связанных с утилизацией ресурсов попутного нефтяного газа, повышением степени переработки сырьевых ресурсов, производством продукции высокого качества с улучшенными антидетонационными свойствами для использования их как внутри страны, так и на экспорт [1, 2].

Особое внимание в наше время уделяется производству высокооктановых экологически чистых автомобильных бензинов. Главную роль в этом производстве играет процесс изомеризации. Особая ценность процесса изомеризации состоит в том, что в качестве сырья используются низкооктановые компоненты - фракция н. к. - 62°C и рафинаты каталитического риформинга. Это сырьё в основном состоит из пентановой и гексановой фракций. Данное сырьё, а также фракции  $C_5$  и  $C_6$ , получаемые с газодифракционной установкой, изомеризуются в среде водорода в присутствии катализатора. Получают углеводороды со сравнительно высоким октановым числом изостроения. При изомеризации пентановой фракции получают продукт с более высоким октановым числом. Изомеризация н-пентана используется не только для нефтеперерабатывающей, но и для нефтехимической промышленности, так как изопентан дегидрированием можно превратить в изопрен - сырьё для каучука. Следовательно, изомеризация может служить как для производства высокооктановых бензинов, так и для получения ценных синтетических каучуков. Высокая детонационная стойкость и высокая испаряемость продуктов изомеризации углеводородов  $C_5$ - $C_6$  делают их исключительно ценными компонентами высокосортных бензинов. Особенно высоки октановые числа смешения (по исследовательскому методу) изомеризатов с ароматизированными компонентами. Если принять октановое число продукта изомеризации фракций углеводородов  $C_5$ - $C_6$  за 98, то в указанных смесях оно возрастает до 103-104. По этому показателю изомеризат лишь незначительно уступает продукту алкилирования изобутана бутиленами. Особо востребованы проекты таких компаний как Axens, Universal Oil Products, научно-производственное предприятие «Нефтехим».

По Российской технологии изомеризации научной-производственной организации «Нефтехим» Изомалк-2 на сегодняшний день работают 12 установок. Еще три находятся на стадии проектирования и строительства. Технология находится на уровне лучших мировых аналогов и конкурентоспособна. В настоящее время разрабатываются новые технологии по изомеризации фракции  $C_7$ , она доведена практически до промышленного масштаба, не имеет мировых аналогов. Данная технология особенно важна для увееничения производства высокооктанового бензина с минимальным содержанием бензола, ароматики и серы.

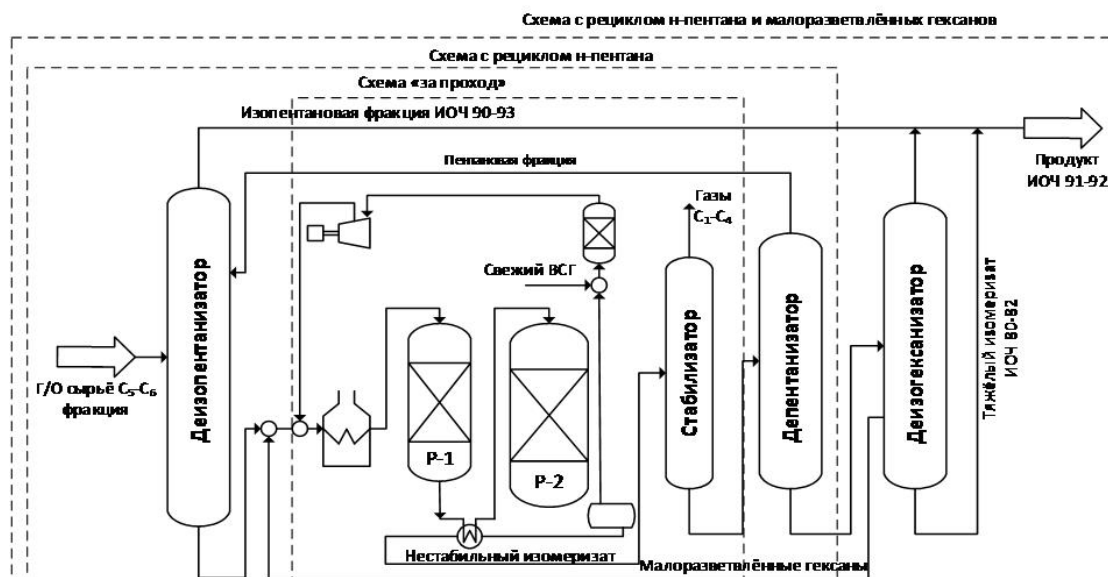


Рис. Блок-схема установки изомеризации с рециклами по н-пентану и малоразветвлённым гексанам

В технологии изомеризации пентан-гексановой фракции «Изомалк-2» (НПП Нефтехим) используется платинооксидный катализатор ( $Pt/ZrO_2-SO_4$ ), обладающий значительно более высокой эффективностью, чем Pt/цеолитные катализаторы, а также высокой устойчивостью к каталитическим ядам в сравнении с системами Pt/ $Al_2O_3Cl$  [1]. В зависимости от структуры потоков технология изомеризации «Изомалк-2» позволяет получать

катализат с ОЧИ от 82 до 92 пунктов. В качестве сырья используется прямогонная фракция бензина н.к.- 62 °С. Полное превращение пентан-гексановой фракции с октановым числом 69-75 пп по и.м. обеспечивает схема с двумя рециклами: по н-пентану и малоразветвлённым гексанам. Продуктами установки является объединенный изомеризат, состоящий из верхнего потока – легкий изомеризат и изомеризата гексанового (рисунок 1). Гарантийный срок службы катализатора СИ-2 – 10 лет и его активность на длительный срок остается высокой.

Данная схема позволяет максимально использовать возможности технологии «Изомалк-2». Осуществление рециклов по н-пентану и малоразветвлённым гексанам позволяет достигать значений октанового числа изокомпонента в пределах 91-92 пунктов. Составы материальных потоков процесса изомеризации лёгких бензиновых фракций представлены в таблице 1.

Таблица 1

Состав материальных потоков процесса изомеризации лёгких бензиновых фракций

Компонент	Состав материального потока, % мас.										
	Деизопентанизатор			Реакторный блок			Сухой газ стабилизации	Депентанизатор		Деизогексанизатор	
	Сырьё	Изопентановая фракция	Нижний продукт	Сырьё	Стабильный изомеризат	Пентановая фракция		Нижний продукт	Боковой поток	Гексановый изомеризат	
C <sub>1</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,10	0,00	0,00	0,00	0,00	
C <sub>2</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,06	0,00	0,00	0,00	0,00	
C <sub>3</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,64	0,00	0,00	0,00	0,00	
н-С <sub>4</sub>	0,28	1,07	0,00	0,00	0,08	0,33	0,44	0,00	0,00	0,00	
изо-С <sub>4</sub>	0,01	0,45	0,00	0,00	0,08	3,31	0,38	0,00	0,00	0,00	
н-С <sub>5</sub>	30,09	1,89	42,40	26,72	10,24	0,03	26,81	0,10	0,00	0,57	
изо-С <sub>5</sub>	16,05	96,59	1,74	1,36	23,26	0,07	71,43	0,00	0,00	0,01	
н-С <sub>6</sub>	16,12	0,00	16,46	16,83	6,87	0,00	0,00	10,80	16,38	0,22	
2-МП	14,89	0,00	15,61	24,52	18,40	0,00	0,00	29,01	41,25	17,65	
3-МП	8,26	0,00	8,47	15,12	10,51	0,00	0,00	16,61	27,59	3,77	
2,2-ДМБ	0,60	0,00	0,91	0,56	18,62	0,00	0,68	29,37	0,38	64,79	
2,3-ДМБ	1,82	0,00	2,00	5,34	6,06	0,00	0,00	9,52	11,05	9,07	
Н-С <sub>7</sub>	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	
Сумма i-С <sub>7</sub>	0,06	0,00	0,06	0,08	0,09	0,00	0,00	0,07	0,05	0,00	
Сумма С <sub>8</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	
ЦП	4,30	0,00	4,65	2,67	1,79	0,00	0,27	1,51	0,00	3,90	
МЦП	6,45	0,00	6,59	5,30	1,84	0,00	0,00	1,41	2,02	0,01	
ЦГ	0,46	0,00	0,47	1,08	1,63	0,00	0,00	1,13	1,15	0,00	
Бензол	0,60	0,00	0,61	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ДМЦП	0,01	0,00	0,01	0,03	0,06	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	
Н <sub>2</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	54,92	0,00	0,00	0,00	0,00	
Толуол	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
МЦГ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	

Математическая модель процесса изомеризации позволяет оценить влияние изменения состава перерабатываемого сырья, изменение загрузки по сырью, колебания температурного режима реакторного блока, а также изменение активности катализатора с целью повышения ресурсоэффективности процесса, а также получения продукта заданного качества.

#### Литература

1. Брагинский О.Б., Маевский А.В., Фейгин В.И. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ // Институт современного развития, 2011 / М.: Эконинформ – 455-485 с.;
2. Капустин В.М., Силин М.А., Чернышова Е.А. Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья // Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития / Москва 2014, 441 – 452 с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭТИЛБЕНЗОЛА  
НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ**

**Е.А. Ямщикова**

*Научный руководитель н.с. к.т.н., И.О. Долганова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Алкилирование бензола этиленом – основное направление потребления бензола (50% от общего количества) [1]. Получаемый этилбензол является промежуточным продуктом при производстве стирола, важного сырья для получения ряда полимеров, полистерола, применяемого в автомобилестроении, электро-радиотехнической промышленности, при изготовлении бытовых товаров и упаковок, при производстве ионообменных смола-катализаторов процесса получения кислородсодержащих добавок при производстве реформулированных бензинов и т.д. Наиболее современным способом получения этилбензола является цеолитная технология, состоящая из последовательно протекающих стадий алкилирования бензола этиленом и трансалкилирования полиэтилбензола до моноэтилбензола. В силу того, что многие российские нефтехимические предприятия используют устаревшие технологии с применением хлористого алюминия в качестве катализатора, развитие цеолитной технологии является актуальным направлением. В настоящее время повышение ресурсоэффективности является важнейшей задачей любого предприятия. Это достигается путем интеграции заводского и вычислительного эксперимента, то есть путем внедрения на предприятиях прикладных математических моделей, пригодных для решения задач мониторинга, прогнозирования и оптимизации работы промышленных установок. На основе имеющихся теоретических представлений был составлен список превращений углеводородов в процессе трансалкилирования [2]. Изначальное количество возможных индивидуальных реакций составило 59. Были проведены расчеты основных термодинамических параметров в программном пакете Gaussian 09W полуэмпирическим методом РМ6. Полученные значения энтальпии  $\Delta H$  и энтропии  $\Delta S$  позволили вычислить изменение энергии Гиббса  $\Delta G$ .

Результаты расчетов по ключевым реакциям реактора трансаликилирования представлены в таблице.

*Таблица 1*

*Значения  $\Delta G$  и  $\Delta H$  для реакций ( $T=200\text{ K}$ ,  $P=0.33\text{ МПа}$ )*

№	Реакция	$\Delta G$ , кДж/моль	$\Delta H$ , кДж/моль
1	п-ДЭБ + Б = 2 ЭБ	-1,217	-1,189
2	о-ДЭБ + Б = 2 ЭБ	-12,517	-6,692
3	м-ДЭБ + Б = 2 ЭБ	0,517	0,347
4	1,3,5-ТЭБ+ Б = п-ДЭБ+ ЭБ	2,516	2,171
5	1,3,5-ТЭБ+ Б = о-ДЭБ+ ЭБ	13,815	7,674
6	1,3,5-ТЭБ+ Б = м-ДЭБ+ ЭБ	0,782	0,635
7	1,2,5-ТЭБ+ Б= п-ДЭБ+ ЭБ	-11,936	-6,296
8	1,2,5-ТЭБ+ Б= о-ДЭБ+ ЭБ	-0,637	-0,793
9	1,2,5-ТЭБ+ Б=м-ДЭБ+ ЭБ	-13,670	-7,832

Здесь п-ДЭБ – парадиэтилбензол, о-ДЭБ – ортодиэтилбензол, м-ДЭБ – метадиэтилбензол, Б – бензол, ТЭБ – триэтилбензол.

Для трансалкилирования характерны обратимые реакции, кроме реакций образования 1,2,3-триэтилбензола, значения энергии Гиббса свидетельствуют о невозможности их протекания при данных условиях.

Так же обратимыми являются реакции деалкилирования и каталитического крекинга, за исключением крекинга гексена и бутилбензола.

Циклизация алкенов для неразветвленных углеводородов идет как в прямом, так и в обратном направлении, а для изоалкенов только в прямом. Так как разветвленные молекулы имеют более устойчивую структуру.

Реакции крекинга циклопарафинов идут обратимо.

Сопряженное гидрирование ароматических циклов протекает обратимо, что обусловлено стабильностью ароматического цикла, а реакции с неароматическим циклом идут в прямом направлении.

Образование ДФЭ протекает обратимо при взаимодействии бензола с этилбензолом и изомеризации 1-1 ДФЭ в 1-2 ДФЭ, в случае взаимодействия (о-, м-, п-) диэтилбензола с бензолом, реакция не протекает при заданных условиях

Реакции конденсации протекают в прямом направлении.

Так же полученные результаты позволяют сделать вывод о тепловом эффекте процесса. Суммарное значение энтальпий дает отрицательное число, значит процесс – экзотермический.

Величина  $\Delta G$ , в первую очередь, указывает в какую сторону смещено равновесие реакции. Было принято, что реакция является обратимой при условии  $\Delta G \leq \pm 50$  кДж/моль.

На основе полученных результатов разработана формализованная схема превращений: легкие углеводороды (П), нафтены (ЦГ), нафтены (МЦГ), бензол (Б), этилбензол (ЭБ), диэтилбензол (ДЭБ), бутилбензол (ББ), триэтилбензол (ТЭБ), тяжелые фракции (Т), дифенилэтан (ДФЭ). Анализ литературных данных показал, что в

среде выделенных компонентов при наличии цеолитсодержащего катализатора могут протекать реакции: трансалкилирования, диспропорционирования, деалкилирования, каталитического крекинга, циклизации алкенов, крекинг циклопарафинов, сопряженное гидрирование, конденсации [3]. На основании перечисленных типов реакций была разработана формализованная схема превращений углеводородов в реакторе трансалкилирования.

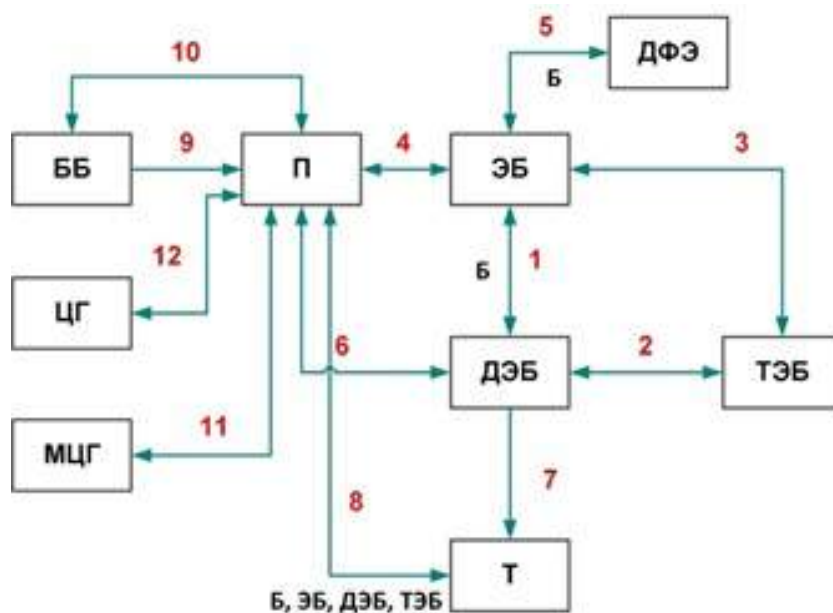


Рис. Формализованная схема превращений углеводородов в реакторе трансалкилирования

Формализованная схема превращений углеводородов в реакторе включает 10 обратимых связей и 2 необратимых связи. ЭБ образуется за счет трансалкилирования ДЭБ и ТЭБ с бензолом (1,3), диспропорционирования двух молекул ДЭБ (2), алкилирования бензола этиленом (4), разложение ДФЭ с образованием дополнительно 1 молекулы бензола (5), деалкилирования ББ с образованием этилена (9). ДФЭ образуется по маршруту (5) при взаимодействии бензола с ЭБ. ББ в процессе ТА подвергается деалкилированию либо с получением бензола и бутена (10), либо с получением этилена и ЭБ (9). Компонент П образуется в результате крекинга циклоалканов и сопряженного гидрирования (11,12), крекинга тяжелых фракций (8), деалкилирования алкилароматических соединений (4,6,9,10). Тяжелые фракции образуются за счет дегидроциклизации и конденсации ДЭБ (7), алкилирования ДЭБ, ЭБ, ТЭБ с алкенами (8).

Для связей 7 и 9  $\Delta G$  имеет высокое положительное значение, что даже в случае учета произведения концентраций, избытка ДЭБ и ББ указывает на малую вероятность протекания такого рода превращений в изучаемой системе. Поэтому данные реакции из формализованной схемы были исключены. Таким образом, окончательная формализованная схема содержит 10 обратимых превращений, превращения 7 и 9 не рассматриваются.

Дальнейшим этапом научных исследований будет являться разработка и программная реализация математической модели процесса трансалкилирования, проведение расчетов на построенной модели, разработка рекомендаций по оптимизации технологического режима с целью повышения ресурсоэффективности установки.

#### Литература

1. Обзор рынка производства стирола в СНГ. Алкилирование бензола этиленом – основное направление потребления бензола. Москва, 2006.
2. Л. Ф. Олбрайт, А. Р. Голдсби. Алкилирование. Исследования и промышленное оформление процесса/Перевод с англ./Под ред. В. Г. Липовича. — М.: Химия, 1982. — 336 с.
3. Tseng-Chang T., Shang-Bin L., Ika W. Disproportionation and transalkylation of alkylbenzenes over zeolite catalysts // Appl. Catal., A. 1999. Volume 181. Pp. 355–398.

**СЕКЦИЯ 15  
КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

**ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТОЙ СТЕКЛОКЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ ОБОГАЩЕНИЯ  
МЕДНО-ЦИНКОВОЙ РУДЫ**

**О.В. Казьмина, А.П. Семке, А.Ю. Мисковец**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Развитие горнодобывающей промышленности приводит к значительному накоплению различных отходов, складываемых в отвалах, хвостохранилищах и шлакоаккумуляторах. Особенно актуальны вопросы утилизации многотоннажных промышленных отходов, которые представляют серьезную опасность в экологическом плане. Например, масса хвостов переработки при производстве 1 т меди достигает 5-6 т, а при производстве никеля из окисленных руд почти 100 т. В настоящее время ежегодный выход металлургических шлаков в мире составляет сотни миллионов тонн, общемировая добыча горнорудного сырья и топлива значительно превысила 150 млрд. тонн в год. Загрязнение окружающей среды техногенными отходами - одна из важнейших проблем современного мира [1-4].

В мире активно занимаются исследованиями использования шлаков и хвостов переработки в производстве различных материалов [5]. Основными направлениями утилизации являются следующие: вторичная переработка отходов; использование в качестве компонента шихт для производства строительных материалов, в дорожном строительстве; в сельском хозяйстве в производстве минеральных удобрений. Перспективны технологии получения на основе отходов обогащения теплоизоляционных материалов, применение которых позволяет решать проблемы энергосбережения. К эффективным теплоизоляторам, которые являются экологически безопасными и долговечными, относятся пеностеклянные материалы. Вопросы разработки технологии и расширения сырьевой базы для их производства остаются актуальными, что подтверждается многочисленными работами, проводимыми учеными различных стран [6-10]. Использование хвостов обогащения в качестве исходного сырья рассматривается как самый перспективный метод снижения издержек производства. Исследования получения теплоизоляционных материалов на основе отходов являются одним из интенсивно развивающихся направлений.

Цель работы – исследовать получение на основе хвостов обогащения медно-цинковой руды гранулированного пористого стеклокристаллического материала теплоизоляционного назначения по низкотемпературной технологии.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи: исследование пригодности хвостов обогащения медно-цинковой руды в качестве основного компонента шихты для низкотемпературного (при температурах ниже 950 °С) синтеза фритты; разработка состава пенообразующей смеси на основе синтезированной фритты; определение оптимальных параметров температурного режима вспенивания; исследование основных свойств гранулированного пористого стеклокристаллического материала.

Объектом исследования выбран побочный продукт горного производства, получаемый при обогащении бедных сульфидных медных руд Жезказганского месторождения (Казахстан). По внешнему виду отходы представляют собой мелкозернистую пробу светло-бежевого цвета. По химическому составу отходы отличаются от кондиционных кварцевых песков, используемых в стекловарении, пониженным содержанием SiO<sub>2</sub> и повышенным содержанием Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, а также оксидов щелочных и щелочноземельных металлов. Согласно результатам рентгенофлуоресцентного анализа отходы не соответствуют марке песка ПС-250 (ГОСТ 22551-77), который используют для производства пеностекла, консервной тары и бутылок из полубелого стекла, изоляторов, труб, аккумуляторных банок (табл. 1). Минералогический состав отхода представлен двумя минералами кварцем и альбитом. По результатам количественного рентгеноструктурного анализа, содержание кварца и альбита составляет 60 и 40 % соответственно. По гранулометрическому составу отход относится к тонкодисперсным материалам, на 90 % представлен частицами с размером менее 55 мкм, при этом 50 % зерен имеют размер менее 10 мкм.

**Таблица 1**

**Химический состав отходов и кварцевого песка марки ПС-250**

Сырье	Содержание оксидов, мас. %									
	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	TiO <sub>2</sub>	SO <sub>3</sub>
Кварцевый песок (ПС-250)	>	<	<	–	–	–	–	–	–	–
Средний состав	68,38	17,04	3,81	3,02	1,79	3,49	1,65	0,14	0,50	0,18

При выборе химического состава стекла для получения низкотемпературной фритты учитывались следующие факторы: достаточное количество стеклообразователей (60 – 75 мас. %) и оксидов щелочных металлов (13 – 22 мас. %) в составе; количество расплава, образующегося при температуре до 900 °С, должно составлять более 70 %; содержание активного окисляющего компонента SO<sub>3</sub>, необходимого для протекания реакций вспенивания, не менее 0,15 % [11]. Установлено, что шихта, отвечающая требованиям, состоит на 80 % из отхода и на 20

% из кальцинированной соды. Данный состав шихты обеспечивает следующий состав фритты, мас. %:  $\text{SiO}_2$  – 60,88;  $\text{Na}_2\text{O}$  – 16,23;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 15,21;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 3,40;  $\text{CaO}$  – 2,69;  $\text{MgO}$  – 1,59. При этом состав шихты обеспечивает необходимое количество расплава при температурах и отвечает требованиям по вязкости расплава, значение которой находится в пределах  $10^5$  -  $10^7$  Па·с при температурах вспенивания 800 – 900 °С.

Разработанная технология получения пористого стеклокристаллического материала состоит из двух этапов [12]. На первом этапе синтезируется фритта путем термообработки исходной шихты на основе отхода. На втором – фритта измельчается с добавлением газообразователя, смесь гранулируется и вспенивается до готового продукта. Результаты ДТА показали, что при нагреве шихты выбранного состава до 1000 °С наблюдаются эндоэффекты, отвечающие удалению гигроскопической воды (100 °С), плавлению эвтектик и двойных солей (768 и 877 °С). Незначительный эндотермический эффект при 575 °С соответствует полиморфному превращению кварца. Основные потери массы приходятся на температурный интервал 500 – 750 °С, соответствующий реакциям силикатообразования. При температуре 800 °С термогравиметрическая кривая выходит на горизонталь, что указывает на полное связывание карбоната натрия и завершение реакций силикатообразования. Появление расплава при температуре 768 °С ускоряет процесс образования силикатов. Термообработка исследуемой шихты при температурах до 900 °С обеспечит полное завершение процессов силикатообразования, что является необходимым условием для стеклообразования. Для подтверждения количества количественный рентгенофазовый анализ фритты, полученной при температурах 800, 850, 900 °С. Согласно полученным результатам на всех рентгенограммах наблюдается гало характерное для аморфной фазы, что указывает на присутствие стеклофазы, и максимумы отражения, отвечающие за кристаллическую фазу. Установлено, что синтезированный продукт состоит из аморфной фазы и кристаллической фазы представленной остаточным кварцем ( $d=3,342$  нм;  $2\Theta = 26,7^\circ$ ) и альбитом ( $d=3,18$  нм;  $2\Theta = 28,0^\circ$ ). Увеличение температуры обработки шихты с 800 до 900 °С приводит к увеличению количества стеклофазы с 75 до 85 %.

Температура синтеза фритты влияет на количество образующейся стеклофазы в материале. При увеличении температуры синтеза фритты с 800 до 1000 °С количество стеклофазы увеличивается с 75 до 83 %. Кристаллическая фаза фритты представлена остаточным кварцем и альбитом. Общее количество кристаллической фазы снижается в готовом материале с 18 до 10 % в зависимости от температуры вспенивания и выдержке при данной температуре.

Свойства готового материала, полученного при оптимальной температуре синтеза фритты 900 °С, зависят от режима вспенивания. С увеличением температуры вспенивания с 800 до 900 °С прочность и средняя плотность гранулированного материала уменьшаются в среднем в два раза. Для всех образцов характерно низкое водопоглощение менее 1 %. Оптимальным для получения пористого материала с улучшенными свойствами и качественной макроструктурой является температура вспенивания 850 °С с выдержкой 10 минут.

Синтезированный пористый стеклокерамический материал отличается относительно высокой прочностью, низким водопоглощением и низким коэффициентом теплопроводности, что позволяет расширить области применения. Материал с плотностью до 300 кг / см<sup>3</sup> рекомендуется в качестве теплоизоляционного для промышленного и строительного сектора. При плотности выше 300 кг / см<sup>3</sup> и прочности от 2,5 МПа назначение материала теплоизоляционно-конструкционное. Полученный на основе отходов искусственный гранулированный материал удовлетворяет основным требованиям, предъявляемым к эффективным пористым заполнителям. Технология получения пористого стеклокристаллического материала из отходов по способу низкотемпературного синтеза фритты является ресурсосберегающим и энергоэффективным решением.

### Литература

1. Abd Rashid, R.Z., Mohd Salleh, H., Ani M.H., Yunus, N.A., Akiyama T., Purwanto H. Reduction of low grade iron ore pellet using palm kernel shell // *Renewable Energy*. – 2014. – № 63. – P. 617 – 623.
2. Adiansyah J.S., Rosano M., Vink S., Keir G. A framework for a sustainable approach to mine tailings management: Disposal strategies // *Journal of Cleaner Production*. – 2015. – № 108. – P. 1050 – 1062.
3. Alani A., MacMullen J., Telik O., Zhang Z.Y. Investigation into the thermal performance of recycled glass screed for construction purposes // *Construction and Building Materials*. – 2012. – № 29. – P. 527 – 532.
4. Ali M.M., Agarwal S.K., Pahuja A. Potentials of copper slag utilisation in the manufacture of ordinary Portland cement // *Advances in Cement Research*. – 2013. – № 25. – P. 208 – 216.
5. Mueller A., Schnell, A., Ruebner K. The manufacture of lightweight aggregates from recycled masonry rubble. // *Construction and Building Materials*. – 2015. – № 98. – P. 376 – 387.
6. Drobíková K., Plachá D., Motykaa O., Gabor R., Mamulová Kutlákova K., Vallová S., Seidlerová J. Recycling of blast furnace sludge by briquetting with starch binder: Waste gas from thermal treatment utilizable as a fuel // *Waste Management*. – 2016. – № 48. – P. 471 – 477.
7. Edwards K.L., Axinte E., Tabacaru L.L. A critical study of the emergence of glass and glassy metals as «green» materials. // *Materials Design*. – 2013. – № 50. – P. 712 – 723.
8. Franks D.M., Boger D.V., Cote C.M., Mulligan, D.R. Sustainable development principles for the disposal of mining and mineral processing wastes // *Resources Policy*. – 2011. – № 36. – P. 114 – 122.
9. Piatak N.M., Parsons M.B., Seal R.R. Characteristics and environmental aspects of slag: A review // *Applied Geochemistry*. – 2015. – № 57. – P. 236 – 266.
10. Wang X., Jin Y., Wang Z., Nie Y., Huang Q., Wang Q. Development of lightweight aggregate from dry sewage sludge and coal ash // *Waste Management*. – 2009. – № 29. – P. 1330 – 1335.
11. Казьмина О.В., Верещагин В.И. Физико-химическое моделирование пеностеклокристаллических материалов // *Физика и химия стекла*. – С-Петербург, 2015. – № 41. – С. 122 – 126.
12. Казьмина О. В., Верещагин В. И., Семухин Б. С., Абияка А. Н. Низкотемпературный синтез стеклогранулята из шихт на основе кремнеземсодержащих компонентов для получения пеноматериалов // *Стекло и керамика*. – Москва, 2009. – № 10. – С. 5-8.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОЛЫ ТЕКУЩЕГО ПОТОКА ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ  
СЕВЕРСКОЙ ТЭС**

**С.А. Белкин, Р.Р. Нутфуллин**

*Научный руководитель доцент О.И. Налесник*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Каждый год в российской энергетике, наряду с электроэнергией и теплом, производится приблизительно 26 миллионов тонн золошлаковых отходов. Лишь небольшая их часть подвергается переработке (в некоторых отраслях всего до 15%), остальная масса хранится годами на золоотвалах, занимающих большие территории и пагубно влияющих на экологию [1]. Площадь таких золоотвалов в России на сегодняшний день составляет 20 тысяч гектаров, а количество суммарно хранящихся отходов на них достигает 1,5 миллиарда тонн. По самым неутешительным прогнозам, к 2020 году количество золошлаков достигнет 1,7 миллиардов тонн, а к 2030 году превысит отметку 2 миллиардов тонн, если ситуацию не изменить. На территорию Сибири приходится до 45% всей тепловой энергетики нашей страны, где угольные тепловые станции играют не последнюю роль. Северская же ТЭС сбрасывает до 260 тысяч тонн ежегодно. Текущий поток золошлаковых отходов в месте сброса делится на 2 части: около трети составляют шлаковые образования, выпадающие на дно канала при сбросе; и две трети приходится на золу, уносимую по каналу в золоотстойник.

**Объект:** Зольная пульпа в канале гидроудаления.

**Цель работы:** Изучить физико-химические свойства золы гидроудаления.

**Задачи исследования:**

1. Изучить структуру золы (определить гранулометрический состав, строение частиц).
2. Определить содержание магнитного концентрата во фракциях.
3. Определить содержание недожога в магнитных концентратах и немагнитных остатках.

**Методика:** Пробу золы слоем в 10 мм сушили в шкафу SNOL 58/350 при 80° С два часа. Рассев выполняли по ГОСТ [2] набором сит, установленных на вибростенде. Магнитную фракцию извлекали вручную неодимовым магнитом из золы слоем в 1 мм (расстояние между магнитом и поверхностью 10 мм). Магнитную фракцию перечисляли 1 раз. Содержание недожога определяли прокалкой в муфельной печи СНОЛ-1,6,2,5 1/10-ИЗМ при 800° С. Взвешивание проб выполнено на аналитических весах WA-200 с точностью 0,1 мг. Строение частиц и внешний вид рассмотрены на микроскопе MicroCapture e2.5.

**Анализ результатов:** Как видно из таблицы, менее 5% приходится на самую большую фракцию, в то время как самая мелкая фракция составляет 36%. Остальная масса равномерно распределена между остальными фракциями.

*Таблица*

*Результаты исследования фракций золы*

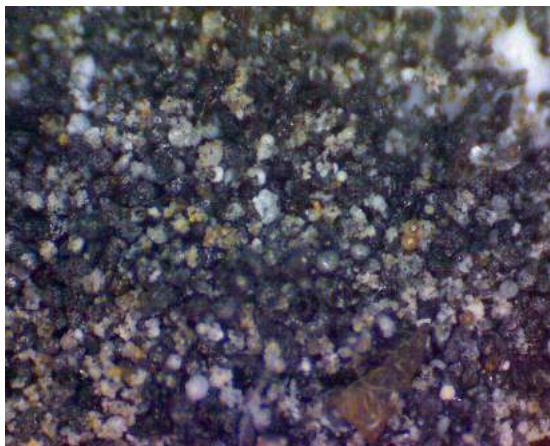
№ опыта	Фракция золы, мм	Содержание от общей массы, %	Магнитный концентрат		Немагнитный остаток	
			Содержание во фракции, %	Содержание недожога, %	Содержание во фракции, %	Содержание недожога, %
1	+0,25	4,87	23,04	3,63	76,96	70,24
2	-0,25+0,125	17,88	9,12	5,53	90,88	46,19
3	-0,125+0,1	10,24	6,72	7,01	93,28	37,28
4	-0,1+0,08	19,31	11,35	2,87	88,65	27,66
5	-0,08+0,04	11,64	16,63	0,92	83,37	10,95
6	-0,04	36,05	11,31	0,54	88,69	5,65

Выход магнитного концентрата от среднего диаметра фракции проходит через минимум. Это обусловлено тем, что основная масса магнетитовых шариков имеют меньший размер по сравнению с прочими частицами золы. При дальнейшем росте их диаметра происходит захват расплавленной поверхностью частиц золы. Поэтому выход магнитного концентрата растет у крупных фракций.

Содержание недожога в магнитном концентрате в 8-10 раз ниже, чем в немагнитном остатке, кроме самой крупной фракции. В ней разница недожога различается в 17 раз, то есть, немагнитный остаток самой крупной фракции состоит на 70% из угля.

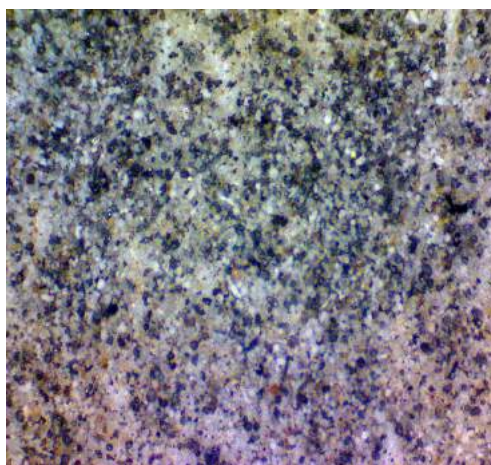
На рис. 1 показана средняя фракция золы (100-80 мкм). Она состоит из разноцветных шарообразных частиц белого, желтого, бежевого, коричневого, серого, черного цветов и угловатых черных частиц. При этом, черные круглые (предположительно – магнетит) реагируют на магнит.





*Рис. 1. Фракция -100+80 мкм*

На рис. 2 показана самая тонкая фракция (менее 40 мкм). Кроме шарообразных разноцветных частиц большая часть массы представлена обломками зерен золы серого и белого цвета.



*Рис. 2. Фракция -40 мкм*

Заключение.

В результате исследований установлено, что зола гидроудаления Северской ТЭС содержит значительное количество магнетита и угольного недожога, имеющие самостоятельное применение в различных отраслях промышленности [3]. Оставшаяся зола широко используется в производстве строительных материалов.

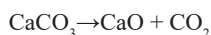
#### Литература

1. Состав и свойства золы и шлаков ТЭС: Справочное пособие / под редакцией В.А. Мелентьева. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 288 с.
2. ГОСТ 2093-82 Топливо твердое. Ситовой метод определения гранулометрического состава.
3. Кизельштейн Л.Я. Компоненты зол и шлаков ТЭЦ. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 227 с.

### ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ДООБОГАЩЕНИЯ ФЛОТОКОНЦЕНТРАТА РАСТВОРОМ АЗОТНОЙ КИСЛОТЫ

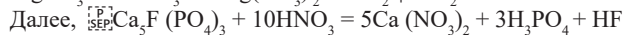
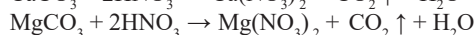
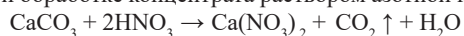
**Б.Ш. Болтаев, И.Н. Муродов**  
*Руководитель – доцент Н.А. Донияров*  
*Навоийский государственный горный институт, г. Навои, Узбекистан*

При изучении химического состава флотоконцентрата выявлено значительное количество (24-26%) свободного кальцита, которые при разложении фосфоритов кислотой в производстве аммофоса образуют устойчивую пену, мешающую ведению технологического процесса. Поэтому, для ликвидации пенообразования фосконцентрата обжигают, с целью удаления  $\text{CO}_2$ , за счет протекания реакции:

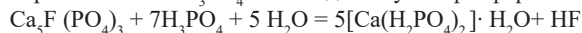


По литературным данным затраты на обжиг составляет до 48% от общей себестоимости продукции. Кроме того, не экологичны, из-за выделения различных вредных выбросов.

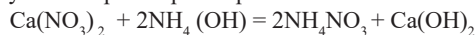
Поэтому нами исследовались возможности дообогачения флотоконцентрата с применением азотной кислоты. При обработке концентрата раствором азотной кислоты возможно протекании следующих химических реакций:



образовавшиеся  $\text{H}_3\text{PO}_4$  взаимодействует с фосфоритом



Растворимость  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$  очень высокая, (121/100г  $\text{H}_2\text{O}$ ) остаётся в растворе. Если после разделения фаз, полученный раствор нейтрализовать аммиаком получим аммиачную селитру.



Гидроксид кальция выпадает в осадок, т.к. растворимость ее в воде 0,126г/100г.

Для проверки данного суждения нами были поставлены опыты по определению степени декарбонизации концентрата от расхода и концентрации азотной кислоты.

Задача этих исследований были в другом аспекте. Для химического дообогачения использовали флотоконцентрат следующего состава (вес. %): 24,5  $\text{P}_2\text{O}_5$ ; 40,71  $\text{CaO}$ ; 11,2  $\text{CO}_2$ ; 1,24  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ; 1,05  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  1,75  $\text{MgO}$ ; 2,0 F; 1,94 нерастворимого остатка и азотную кислоту. Расход  $\text{HNO}_3$  брали из расчета на содержание свободного  $\text{CaCO}_3$ , которое составляло 25% от массы концентрата.

Обработка флотоконцентрата с раствором азотной кислоты осуществляли при температуре 25-30 °С в стеклянном реакторе при перемешивании в течение 20 мин. Реакция (1) протекает очень быстро (5-6 мин). Однако, для протекания реакции (4) необходимо определенное время, в связи с этим процесс перемешивания продлили до 20 мин. Полученную пульпу разделяли декантированием. Сгущенная часть промывалась водой, взятой в весовом соотношении к исходному флотоконцентрату 2:1. Результаты экспериментов приведены в табл.1 и 2.

Таблица 1

Влияние расхода кислоты на качество концентрата (конц.  $\text{HNO}_3$  – 50 %)

№	Расход $\text{HNO}_3$ , %	Выход концентрата, %	Содержание $\text{P}_2\text{O}_5$ , %	Извлечение $\text{P}_2\text{O}_5$ в концентрат, %
1	70	83,75	26,6	90,8
2	80	81,75	27,1	90,4
3	90	77,5	27,8	89,9
4	100	76,6	28,9	91,4
5	110	75,4	28,8	88,6
6	120	74,3	27,9	84,6
7	130	73,5	26,5	79,5
8	140	71,8	25,7	75,3

Из результатов (табл. 1) видно, что с повышением расхода  $\text{HNO}_3$  от 70% до 100%, содержание  $\text{P}_2\text{O}_5$  в концентрате увеличивается, за счет разложения  $\text{CaCO}_3$ . С повышением расхода кислоты, более 100% содержание  $\text{P}_2\text{O}_5$  в концентрате уменьшается. Это объясняется тем, что при высоком расходе кислоты фосфорит тоже частично разлагается вместе с  $\text{CaCO}_3$  и переходит в раствор.

Таблица 2

Влияние концентрации кислоты на качество концентрата (расход кислоты – 100 % от стехиометрического количества)

№	Расход $\text{HNO}_3$ , %	Выход концентрата, %	Содержание $\text{P}_2\text{O}_5$ , %	Извлечение $\text{P}_2\text{O}_5$ в концентрат, %
1	30	83,4	26,7	90,9
2	40	81,8	27,0	90,1
3	45	79,4	27,6	89,4
4	50	77,6	28,8	91,2
5	55	75,8	28,5	88,1
6	60	74,6	27,6	84,0
7	65	73,2	26,1	77,9
8	70	71,5	25,5	74,4

Концентрация азотной кислоты мало влияет (табл. 2) на качества получаемого концентрата. Однако, с увеличением ее концентрации приводит к переходу фосфора в раствор, в связи с этим, процесс надо вести в мягких условиях, т.е. с концентрацией кислоты не более 50%.

Таким образом, при дообогачении флотоконцентрата с раствором азотной кислоты оптимальный расход и концентрация азотной кислоты соответственно составляют 100 и 50%. При этом, выход концентрата составляет 77,6%. Содержание  $\text{P}_2\text{O}_5$  в концентрате 28,6%, при извлечении 91,4%.

**ПРОДУКТЫ ХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОКИСЛЕННЫХ УГЛЕЙ**

**Е.П. Василец, Г.К. Кудайберген, О.В. Арнт**

**Научный руководитель доцент А.Х. Жакина**

**ТОО «Институт органического синтеза и углехимии РК», г. Караганда, Казахстан**

Карагандинская область является крупным промышленным центром Казахстана с высокой концентрацией экологически грязного промышленного производства. Производственная деятельность шахт, рудников, обогатительных фабрик, транспортных, коммунальных и других предприятий связана с образованием большого количества пылегазовых выделений, сточных вод и твердых отходов.

Особенно в последние десятилетия, промышленная деятельность человека приводит к прогрессирующему загрязнению и деградации земель, разрушению поверхностного плодородного слоя почвы, насыщению его вредными для людей техногенными веществами и, соответственно, ухудшению условий окружающей среды. По подсчетам специалистов, на сегодняшний день в Казахстане доля таких земель, нуждающихся в реабилитации, весьма значительна и на ее естественное восстановление потребуются десятилетия. Большое количество накопленных промышленных отходов в области объясняется нежеланием предприятий вкладывать средства в утилизацию и рекультивацию отходов производства.

Промышленные отходы, включая токсичные, до настоящего времени складываются и хранятся в различных накопителях, зачастую без соблюдения соответствующих экологических норм и требований. В результате этого почва, подземные и поверхностные воды многих регионов подвержены интенсивному загрязнению. Географическое положение Карагандинской области и г. Караганды обуславливает интенсивное развитие промышленного производства, которое ведет к появлению в окружающей среде большого числа химических соединений, в том числе и тяжелых металлов (ТМ). Поэтому, проблема очистки почв от тяжелых металлов – одна из острейших в промышленной экологии.

В настоящее время разработан ряд физико-химических и биохимических способов санации почв [1-2]: физический метод экскавирования и захоронения загрязненных почв; физико-химические методы, основанные на промывке почв и экстракции загрязнителей растворителями; химические методы, включающие процессы выщелачивания и связывания загрязнителей. Термические способы реализуют в различных вариантах: нагрев на воздухе, в вакууме, пиролиз и другие. Перечисленные методы обладают высокой стоимостью, большой энергоемкостью, необходимостью работы с большими объемами воды, что препятствует их широкому применению. Экономически выгоден метод фиторемедиации – очистка почв от металлов с помощью растений.

Перспективными в плане технологичности и экономичности следует считать методы восстановления загрязненных почв сорбирующими веществами [3-5]. В качестве сорбентов предложены специально подобранные глинистые минералы (Россия), гуминовые кислоты торфа (Украина, Россия), способные эффективно связывать тяжелые металлы в нерастворимые и неподвижные комплексы, предотвращая тем самым их миграцию в растения и почву. Перспективность их определяется громадными ресурсами гуминосодержащего и минерального сырья. Детоксикация почв этими препаратами в 10-100 раз дешевле в сравнении с затратами по перечисленным выше методам. Наряду с детоксикацией они восстанавливают также многие физико-химические и биологические свойства почв.

Нами разработаны новые виды модифицированных углей и гуминовых кислот на основе угольного сырья Центрального Казахстана [6]. Все они проявляют высокую ионообменную активность и могут быть использованы для детоксикации городских почв (г.Караганда), загрязненных тяжелыми металлами.

В данной работе рассмотрена возможность использования для этих целей сульфогумата, полученного из окисленных Шубаркольских углей.

Нами проведены эксперименты с почвами, искусственно загрязненными солями тяжелых металлов. Для загрязнения почв использованы 0,05 н водные растворы азотнокислого свинца, сульфата меди и хлористого никеля. Для этого, исследуемые образцы (загрязненные почвы) выдерживали в водных растворах солей в течение суток, после чего отфильтровывали, промывали водой. Затем в водной фазе и в фильтрате комплексонометрическим титрованием определяли равновесную концентрацию ионов металла.

Исследования показали, что степень загрязненности исследуемых почв по отдельным элементам (свинцу, меди, никелю), значительно превышает ПДК. Отобранные загрязненные образцы почв были обработаны водным раствором детоксиканта. В качестве детоксиканта почвы использован сульфогумат (С-1), полученный сульфированием окисленного угля Шубаркольского месторождения серной кислотой. Детоксикацию проводили в статических условиях. Для выявления детоксикационной способности сульфогумата (С-1) готовили водные и ацетатные вытяжки, далее при комнатной температуре, соотношении сорбента:сорбата=1:25 проводили процесс сорбции. Содержание подвижных форм ионов металла в вытяжках определяли на атомно-эмиссионном спектрометре с индуктивно-связанной плазмой в сертифицированной лаборатории ТОО «Эконус» (г. Караганда). Связанные формы определяли по разности СОЕ и подвижных форм. Результаты исследования влияния сульфогумата на уровень очистки почвы от тяжелых металлов ( $Pb^{2+}$ ,  $Cu^{2+}$ ,  $Ni^{2+}$ ) приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы, результаты исследования показывают, что большую часть ионов металлов сульфогумат переводит в нетоксичную связанную форму. При этом содержание подвижных форм металлов, которые определяют токсичность почвы, снижается в присутствии сульфогумата для всех изучаемых ионов металлов. Так, степень связывания подвижных форм ионов свинца составляет 98%, ионов меди – 99,5%, ионов никеля – 96,5%.

Таблица 1

## Очистка почв, загрязненных ионами металлов сульфогуматом (С-1)

Образец	Me <sup>2+</sup>	Подвижные формы Me <sup>2+</sup> , мг-экв/г	Степень подвижности, %	Связанные формы Me <sup>2+</sup> , мг-экв/г	Степень связывания, %
Почва	Pb <sup>2+</sup>	0,1324	88,3	0,0175	11,7
(С-1)		0,0029	2,0	0,1475	98,0
Почва	Cu <sup>2+</sup>	0,1245	83,0	0,0255	17,0
(С-1)		0,0008	0,5	0,1493	99,5
Почва	Ni <sup>2+</sup>	0,1140	76,0	0,0360	24,0
(С-1)		0,0052	3,5	0,1448	96,5

Как известно, высокая сорбционная емкость гуминовых препаратов связана с наличием в их составе большого количества кислотных групп – карбоксильных, фенольных, сульфогрупп, способных к ионообменным реакциям. Процессы взаимодействия гуминовых кислот с тяжелыми металлами, включающие одновременное протекание процессов ионного обмена, адсорбции, соагуляции и окклюзии, обеспечивают эффективную детоксикацию почвы. Введение гуминовых препаратов в почву значительно увеличивают буферность, влагоемкость, водопроницаемость почв. Повышается урожайность, устойчивость к водной и ветровой эрозии, что подтверждено проведенными нами лабораторными и полевыми испытаниями.

Необратимая сорбция в нашем случае, может быть обусловлена взаимодействием сульфогумата с тяжелыми металлами, локализованными в почве в виде отдельных фаз. Реакция протекает внутри фазы сорбента (сульфогумата) с образованием различных комплексов, в том числе и билигандного типа Me-сульфогумат. Происходит «сшивка» матрицы сорбента с участием донорно-акцепторных или ионных связей. В начальные моменты взаимодействия почвы с раствором на поверхности твердой фазы присутствует большое число разнообразных вакантных адсорбционных центров различной природы. С увеличением времени контакта фаз количество этих позиций постепенно уменьшается по мере связывания их ионами металлов.

Таким образом, на основании проведенных испытаний и данных, полученных методом атомно-эмиссионной спектроскопии можно сделать вывод, что улучшение структуры почвы, повышение показателей газо- и водопроницаемости, влагоемкости и снижение токсичности можно достичь путем обработки почвы сульфогуматом, при этом снижается содержание тяжелых металлов в почве, повышается перевод подвижных форм ионов металлов в связанные.

Сульфогумат, полученный из отходов угледобычи, может быть рекомендован в качестве детоксиканта для техногенно загрязненных почв, способствующий снижению водной и ветровой эрозии.

Введение сульфогумата позволило снизить степень загрязненности почвы. В общей сложности, содержание тяжелых металлов в смесях почвы с сульфогуматом снизилось на 96,5-99,5% в зависимости от природы металла. При повышении дозы сульфогуминового препарата в почве возможна полная очистка ее от тяжелых металлов.

## Литература

- 1 Орлов Д.С., Малинина М.С., Мотузова Г.В. Химическое загрязнение почв и их охрана. – М.: Агропромиздат, 1973. – 120 с.
- 2 Рис Дж., Эллис Б. Инженерные и научные методы переработки загрязненных почв и почвенных вод // Химия в интересах устойчивого развития. – 1993. – № 2. – С. 281.
- 3 Демин В.В. Роль гуминовых кислот в необратимой сорбции и биохимии тяжелых металлов в почве // Изв. Тимирязев, с.-х. акад. – 1994. – №2. – С. 19 – 86.
- 4 Кирейчева Л.А., Глазунова И.В. Новые органоминеральные сорбентмелиоранты для детоксикации почв, загрязненных тяжелыми металлами // Доклады РАСХН. – 1994. – № 4. – С.16 – 18.
- 5 Шестопалов А.В., Безуглова О.С. Возможность применения бурого угля для детоксикации почв, загрязненных тяжелыми металлами // Изв. высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2000. – №2. – С. 88 – 91.
- 6 Аккулова З.Г., Амиранова А.К., Жакина А.Х., Кудайберген Г.К., Садыкова О.В., Рахимжанов К.З., Василец Е.П. Модифицированные гуминовые кислоты для решения экологических проблем // Экологическая безопасность: от идеи к результатам: Материалы Республиканского круглого стола. – Алматы, 2014. – С. 76 – 79.

**СРАВНЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ  
НА ЭЛЕКТРОФЛОТАЦИОННОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛАНТАНА И СКАНДИЯ**

**Е.Н. Гайдуков, А.В. Колесников**

*Научный руководитель профессор В.А. Колесников*

*Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, г. Москва, Россия*

За последние несколько десятков лет редкоземельные элементы стали очень важной частью множества наукоемких производств, таких, как электронная и электрооптическая отрасли, информационные технологии, биомедицина, охрана окружающей среды, энергосбережение и т.д. [1].

Одним из важных технологических этапов по получению солей, оксидов и гидроксидов индивидуальных редкоземельных элементов является извлечение их твердой фазы из растворов, полученных после выщелачивания руды [2]. Одна из отличительных черт редкоземельных элементов – схожесть их химических свойств, что достаточно сильно затрудняет их разделение и получение в чистом виде. В минеральном сырье и промышленных отходах редкие земли присутствуют в смесях с соединениями других элементов; кроме того, в процессе выщелачивания руды смесь обильно насыщается различными сторонними анионами. Также при всех промывных операциях некоторая часть дорогостоящих редкоземельных элементов теряется при утилизации или очистке промывных вод; если доля потерь для индивидуальной операции промывки очень мала, то в сумме после всех промывок доля потерь уже заметна. Поэтому, подходу с точки зрения ресурсосбережения, имеет смысл разрабатывать и внедрять новые технологии в том числе для извлечения малых концентраций редкоземельных элементов из промывных вод, остаточных сбросов, технологических «хвостов» и т.д.

Лантан и скандий являются одними из самых востребованных в промышленности и распространенных в земной коре редкоземельных элементов [3]. В 2014-2016 годах были проведены исследования, показывающие эффективность электрофлотационной технологии для извлечения труднорастворимых соединений редкоземельных элементов из модельных и реальных производственных водных растворов [4-7]. Как известно, добавление поверхностно-активных веществ позволяет повышать эффективность и интенсифицировать процесс электрофлотационного извлечения труднорастворимых и нерастворимых соединений, находящихся в растворе [8]. В данной работе приводятся материалы по сравнению влияния поверхностно-активных веществ на электрофлотационное извлечение для случаев нахождения в растворе лантана и скандия в качестве индивидуальных редкоземельных элементов (не в смеси).

Для проведения электрофлотационных опытов по извлечению лантана и скандия использовалась методика для общих случаев извлечения тяжелых и цветных металлов. Исследования по электрофлотационному извлечению проводились при комнатной температуре (20±2 °С) в непроточном электрофлотаторе объемом 500 мл с площадью поперечного сечения аппарата 10 см<sup>2</sup>; используемый анод – ОРТА (оксидный рутениево-титановый), катод – сетка из нержавеющей стали.

Для определения концентрации лантана и скандия использовался масс-спектрометр с индуктивно-связанной плазмой Thermo Scientific XSeries II.

В ходе различных предварительных испытаний были выявлены следующие основные параметры, при которых извлечение рассматриваемых редкоземельных элементов происходит наиболее эффективно:

Лантан: объемная плотность тока  $J = 0,4$  А/л, массовая концентрация ионов лантана  $c(\text{La}^{3+}) = 30-100$  мг/л, время процесса  $\tau = 10-20$  мин,  $\text{pH} = 10$ , массовая концентрация солей в фоновом электролите  $c(\text{Na}_x\text{An}_y) = 1-1,5$  г/л.

Скандий: объемная плотность тока  $J = 0,4$  А/л, массовая концентрация ионов скандия  $c(\text{Sc}^{3+}) = 30-100$  мг/л, время процесса  $\tau = 10-20$  мин,  $\text{pH} = 7$ , массовая концентрация солей в фоновом электролите  $c(\text{Na}_x\text{An}_y) = 1-1,5$  г/л. Изучение влияния поверхностно-активных веществ проводилось при описанных выше условиях.

В ходе исследования использовались поверхностно-активные вещества трех типов действия: катионное, анионное и неионогенное. Такой выбор обусловлен необходимостью всестороннего рассмотрения и сравнения взаимодействия труднорастворимых соединений лантана и скандия с поверхностно-активными веществами с диаметрально противоположными механизмами работы. Их основные параметры приведены в таблице 1.

*Таблица 1*

*Поверхностно-активные вещества, использованные при проведении электрофлотационных исследований*

Коммерческое название	Название соединения	Брутто-формула	Характер действия
NaDDS	додецилсульфат натрия	$\text{NaC}_{12}\text{H}_{25}\text{SO}_4$	анионный
Септапав	дидецилдиметиламмоний хлорид	$\text{C}_{22}\text{H}_{48}\text{ClN}$	катионный
ПЭО-1500	полиэтиленоксид	$\text{C}_{2n}\text{H}_{4n+2}\text{O}_{n+1}$	неионогенный

В ходе лабораторных испытаний поверхностно-активные вещества дозировались в исследуемый раствор после этапа корректировки  $\text{pH}$  до требуемого значения, то есть непосредственно перед загрузкой раствора в электрофлотационный модуль, при тщательном перемешивании. Концентрации всех поверхностно-активных веществ задавались не более 1 мг/л, то есть не в соответствии со стехиометрией (как в случае добавок в ионной флотации), а на микроуровне. Выбор солей (нитрат, сульфат и хлорид натрия) для создания фона обусловлен наличием в них анионов, наиболее часто встречающихся в процессах выщелачивания редкоземельных элементов из руды и смежных с ними операций; соответственно, обычно в системе они появляются при добавлении азотной,

серной и соляной кислот.

Таблица 2

Сопоставленные степени электрофлотационного извлечения для лантана и скандия в случае различных фоновых растворов и дозируемых поверхностно-активных веществ

Фон	Редкоземельный элемент	Степень извлечения $\alpha$ , %, в зависимости от типа поверхностно-активного вещества			
		Септапав (катионное)	NaDDS (анионное)	ПЭО (неионогенное)	Без добавок
NaNO <sub>3</sub>	La <sup>3+</sup>	98	96	96	58
	Se <sup>3+</sup>	97	64	80	99
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	La <sup>3+</sup>	97	97	56	68
	Se <sup>3+</sup>	45	22	88	92
NaCl	La <sup>3+</sup>	88	98	95	88
	Se <sup>3+</sup>	88	99	90	98

Анализируя данные, представленные в таблице 2, можно сказать, что добавление поверхностно-активных веществ различной природы положительно сказывается на эффективности извлечения лантана практически во всех случаях, повышая степень извлечения на 10-40% от начальной (т.е. электрофлотации без добавок), вплоть до 99%. Исключение составляют неионогенное поверхностно-активное вещество в сульфатном фоне и катионное в хлоридном – замечено небольшое негативное влияние и отсутствие эффекта, соответственно. В отличие от лантана, для скандия ситуация иная: без добавок степень извлечения может достигать 99%, а большая часть поверхностно-активных веществ снижают эффективность извлечения, и только некоторые не оказывают существенного влияния на процесс. Поэтому добавление поверхностно-активных веществ при электрофлотационной обработке скандийсодержащих растворов не рекомендуется; в случае, если они уже находятся в растворе, рекомендуется (по возможности) удалить их, чтобы обеспечить максимальную эффективность электрофлотационного процесса.

Эксперименты по фильтрации раствора через обеззоленные фильтры после электрофлотационного извлечения показали, что, вне зависимости от степени извлечения, достигнутой в ходе электрофлотации, после дополнительной фильтрации она всегда достигает 99,5% и более. Это справедливо как в случае лантана, так и скандия.

Таким образом, можно сделать вывод, что дисперсная фаза частиц при добавлении поверхностно-активных веществ достаточно крупная, что и было проверено на практике с помощью оптического микроскопа Биомед-5 с сорокакратным увеличением с установленной камерой Levenhuk C310 NG на 3Мпкс. Для труднорастворимых соединений лантана в зависимости от фонового электролита и используемых поверхностно-активных веществ средний размер частиц составил 10-20 мкм, для труднорастворимых соединений скандия – 20-40 мкм.

Частицы такого размера должны хорошо извлекаться электрофлотационным способом (при правильно подобранных прочих условиях), что явно заметно на результатах, полученных при электрофлотации лантана. Однако, для электрофлотационного извлечения скандия добавление поверхностно-активных веществ оказалось негативным фактором. При сильном увеличении на оптическом микроскопе становится заметно, что в условиях наличия добавок частицы скандия находятся в некоторой аморфной форме, образуя неустойчивые конгломераты; возможно, при проведении электрофлотационного процесса они могут распадаться, тем самым создавая мелкодисперсную фазу гидроксида скандия, которая оседает на дно электрофлотационного модуля, не имея возможности создать флотокомплекс с генерируемыми пузырьками водорода и кислорода.

#### Литература

1. Твердов А., Жура А., Никишичев С. Обзор рынка редкоземельных металлов / ГЛОБУС: Геология и бизнес №1 (25) февраль, 2013. – С. 16 – 19.
2. Химия и технология редких и рассеянных элементов. Часть 2 / Под ред. К.А. Большакова. – М: Высшая школа, 1976. – 360 с.
3. Коровин С.С., Зимина Г.В., Резник А.М. и др., Редкие и рассеянные элементы. Химия и технология. Книга 1 / Под. ред. С.С. Коровина. МИСиС, Москва, 1996. – 376 с.
4. Younis A., Kolesnikov A., Desyatov A. Efficient Removal of La (III) and Nd (III) from Aqueous Solutions Using Carbon Nanoparticles. / American Journal of Analytical Chemistry. – 2014. – №5. – P. 1273 – 1284.
5. Бродский В.А., Гайдукова А.М., Колесников В.А. Электрофлотационное извлечение ионов церия (III), (IV) из водных растворов // Гальванотехника и обработка поверхности. – 2014. – Т. 22. – № 4. – С. 44 – 48.
6. Гайдуков Е.Н., Колесников А.В., Гайдукова А.М. Извлечение и разделение труднорастворимых соединений лантана и церия из водных растворов с использованием электрохимического окисления и электрофлотации // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 9. – С.119 – 121.
7. Kolesnikov A.V., Gaidukov E.N., Kolesnikov V.A. The Role of Surfactants in Intensifying and Increasing The Efficiency of the Electroflotation Extraction of Sparingly Soluble Lanthanum Compounds. / Theor. Found. Chem. Eng. – 2016. – V. 50. – No. 2. – P. 142 – 147.
8. Колесников В.А., Ильин В.И., Капустин Ю.И. Электрофлотационная технология очистки сточных вод промышленных предприятий / Под ред. Колесникова В.А. – М.: Химия. – 2007. – 304 с.

**МОКРАЯ МАГНИТНАЯ СЕПАРАЦИЯ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ  
ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГОРОДА СЕВЕРСК**

Б.Д. Гимаев

*Научный руководитель доцент В.В. Тихонов*

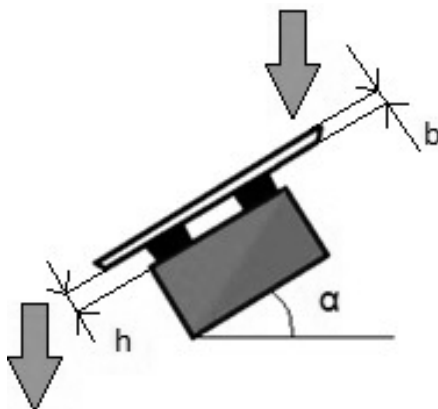
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Золошлаковые материалы (ЗШМ), могут стать самым ценным источником полезных ископаемых вторичного использования, за счет огромных запасов и своей доступности. На 2003 год в томских золоотвалах содержалось около 1 700 тыс. т. золы [1]. Большие территории золоотвалов с каждым годом растут, что существенно сказывается на экологии прилегающей местности [2].

Целью работы является определение эффективных параметров для проектирования магнитного сепаратора. Объектом исследования является золошлаковый материал, полученный на предприятии ТЭЦ г. Северск при сжигании кузбасского угля. Присутствие в отходах значительного количества железа в виде магнетита и оксида железа трехвалентного, определяет возможность их выделения методом магнитной сепарации [3].

В эксперименте использовался дисковый неодимовый магнит марки N138 с диаметром 50мм и высотой 30мм. Исходным сырьем являлась пульпа, с общей массой 260±1гр (250±1гр – вода, 10±1гр – ЗШМ). Твердая составляющая имела соотношение: 10±2% - магнитная часть, 90±2% - немагнитная часть. Соотношения концентраций получены на основании анализа реальных проб, взятых из пульпы ТЭЦ г. Северск, в период с мая по ноябрь 2016 года.

Для проведения эксперимента была собрана модельная установка. На магнит закреплялась пластиковая пластина, модель устанавливалась под определенным углом, и сверху осуществлялась подача сырья. Далее пульпа стекала самотеком, а магнитные частицы оставались в зоне действия магнитного поля. Контролируемыми параметрами были: угол наклона, толщина пластины, расстояние от магнита до пластины. Данная модель является имитацией барабана магнитного сепаратора, и ее целью было определить метод подачи сырья, поведение магнитных и немагнитных частиц в разной точке вращающегося барабана, и его эффективные параметры. По каждому параметру было проведено по 3 параллельных эксперимента.



*Рис. 1. Схема экспериментальной модельной установки, α – угол наклона пластины; h – расстояние от пластины до магнита; b – толщина пластины*

В таблице 1 представлены усредненные данные, полученные в ходе эксперимента, где:  $m_{\text{магн}}$  – магнитный концентрат на выходе;  $m_{\text{немагн}}$  – немагнитная часть, оставшаяся в зоне действия магнитного поля;  $m_{\text{магн}}'$  – магнитный концентрат не удержавшийся в зоне действия магнитного поля;  $m_{\text{немагн}}'$  – немагнитный остаток на выходе; % - процент извлеченного магнитного концентрата.

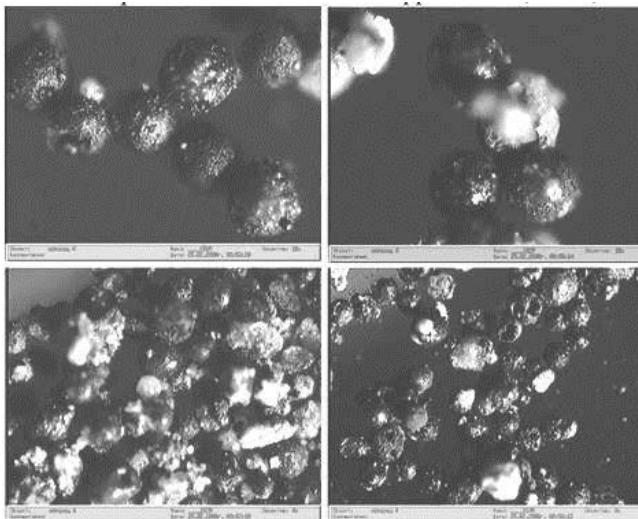
*Таблица 1*

*Определение эффективных параметров проектируемого магнитного барабана*

Угол наклона α	10°		25°		45°		60°			
Расстояние от пластины до магнита h·10 <sup>3</sup> , м	10	5	5	10	5	5	10	5		
Толщина пластины b·10 <sup>3</sup> , м	2	4	2	4	4	2	4	2	4	4
$m_{\text{магн}} \cdot 10^3$ , кг	0,690	0,644	0,721	0,705	0,601	0,541	0,520	0,683	0,603	0,542
$m_{\text{немагн}} \cdot 10^3$ , кг	0,295	0,308	0,243	0,235	0,238	0,145	0,145	0,162	0,133	0,120
$m_{\text{магн}}' \cdot 10^3$ , кг	0,138	0,131	0,123	0,103	0,185	0,170	0,175	0,180	0,128	0,247
$m_{\text{немагн}}' \cdot 10^3$ , кг	7,855	7,758	8,05	8,226	7,480	8,378	8,357	8,580	8,547	8,443
%	84	83	85	87	77	75	75	80	82	75

Из полученных данных можем сделать вывод, что единственным существенным параметром, влияющим на эффективность извлечения, являлся угол наклона.

Целью следующего эксперимента было определить расстояние зоны действия магнитного поля на магнетитовые частицы с удержанием на поверхности пластин разной толщины. Из ЗШМ многоступенчатой магнитной перемычкой, была выделена магнитная фракция массой  $2 \pm 0,1$  (рис. 2). Далее, магнетитовые частицы захватывались с помощью неодимового магнита и пластиковой пластиной между ними. В ходе эксперимента,



магнит поднимался вверх, а пластина с магнитной фракцией оставалась неподвижной, в результате чего, на определенной высоте действие магнитного поля ослабевало, и частицы падали вниз. На каждом интервале упавшая масса магнитных частиц взвешивалась. В таблице 3 приведены данные, полученные в ходе эксперимента, где  $m$  – масса магнитной фракции, оторвавшаяся от магнитного поля.

Рис. 2. Магнетитовые частицы, выделенные с помощью неодимового магнита (средний размер сферических частиц 40 мкм)

Таблица 2

*Исследование зависимости увеличения расстояния от неодимового магнита до магнитной фракции*

Расстояние от магнита до пластины $h \cdot 10^3$ , м	Оторвавшаяся масса $m \cdot 10^3$ , кг	
	Толщина пластины $b \cdot 10^3$ , м	
	1	5
10	0	0
20	0,010	0,010
30	0,010	0,015
40	0,015	0,015
50	0,190	1,200
55	1,300	1,860
60	1,910	1,985
65	1,970	2,000
70	1,990	
75	1,995	
80	2,000	

Делая выводы, можем сказать, что эффективными параметрами проектируемого магнитного сепаратора, при извлечении магнетита из ЗШМ, будут являться: угол наклона –  $10^\circ$ , расстояние от пластины до магнита –  $5 \cdot 10^{-3}$  м, толщина пластины –  $4 \cdot 10^{-3}$  м.

Таким образом, полученные результаты лягут в основу для дальнейшего проектирования и сборки магнитного сепаратора на постоянных магнитах для извлечения магнитной фракции из золы.

**Литература**

1. Соколова В.А., Шабаетова А.А. Сухая магнитная сепарация золошлаковых продуктов сгорания углей кузнецкого бассейна / Проблемы геологии и освоения недр: труды XVIII международного симпозиума имени академика М.А. Усова – Изд-во Томского политехнического университета 2014. – С. 277.
2. Зырянов В.В., Зырянов Д.В. Зола-уноса – техногенное сырье. – М.:ИИЦ «Маска», 2009. – 319 с.
3. Кизильштейн Л.Я., Дубов И.В. Компоненты зол и шлаков ТЭС. – М.:Энергомиздат, 1995. – 176 с



**ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАФИОЛЕТОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ  
МЕШАЮЩЕГО ВЛИЯНИЯ ИОНОВ ЗОЛОТА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ  
СОДЕРЖАНИЯ ПАЛЛАДИЯ**

**Э.В. Горчаков<sup>1</sup>, Т.С. Глызина<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Ставропольский государственный аграрный университет, г. Ставрополь, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

Определению палладия инверсионной вольтамперометрией мешают различные элементы периодической системы: родий, платина, серебро, железо, медь, железо и др. В большинстве случаев, они являются составными компонентами многих руд и пород (состав проб) и часто содержатся в очень больших количествах.

Для определения палладия из сложных матриц применяются ступенчатые схемы извлечения, включающие такие необходимые стадии как: разложение проб (т. е. количественный перевод анализируемого металла в водный раствор); концентрирование металла или отделение из определяемого раствора примесей, содержащего различное количество матричных элементов; дифференциация благородных металлов, близких по своим физико-химическим свойствам, их определение с использованием современных методов. Сочетание отдельных стадий концентрирования, разделения и количественного определения при разработке оптимальной схемы анализа – сложная многостадийная операция, но в тоже время, необходимая задача аналитических научно-практических исследований.

На базе ИНОЦ «Золото и платины» была разработана целая серия методик определения благородных металлов, а в частности и палладия. Методика заключается в том, что из одной навески приготовленной пробы проводится определение золота и палладия. По предлагаемой методике, в первую стадию происходит выделение золота с использованием экстракции. После удаления экстрагента проводится выделение комплексной соли палладия с помощью избирательного экстрагирования диметилглиоксимата палладия (II) в хлороформный слой. В работах Н.А. Колпаковой с сотр. [1] описана отработанная методика анализа золота [2] и палладия методом ИВ. Однако данная методика не предполагает определение палладия в присутствии даже незначительных концентраций ионов золота, которое в незначительных количествах приводит к искажению результатов анализа.

В ходе исследований была проведена модификация и адаптация методики инверсионного вольтамперометрического определения палладия с учетом мешающего влияния золота, содержащегося в различных по составу пробах. Была выявлена корреляционная зависимость полученных данных методом ИВ палладия в присутствии содержания золота в пробе, когда содержание золота в исследуемых образцах в 10 и более раз превышает содержание палладия [1].

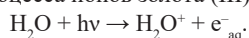
Согласно литературным данным, ионы золота (III) в растворе можно восстановить до элементарного состояния химическим способом с использованием различных реагентов. Золото, как правило, находящееся в виде комплексов или ионов, переходит в коллоидное состояние с образованием различного состава золей. В качестве восстановителей, применяемых для синтеза золотых золей, применяются различные и широко известные как органические, так и неорганические соединения [3].

Известно, что в промышленных целях, осаждение золота (III) из растворов, содержащих хлористоводородную кислоту, возможно при использовании диоксида серы. При данных условиях количественный переход золота в осадок происходит совместно с другими благородными металлами из исследуемого образца (в частности, палладий.) При обработке растворов, содержащих золото (III), цитратом натрия [4], образуется коллоидное золото. Проведенные исследования показали, что микроколичества ионов золота (III) данным способом восстанавливаются во временном периоде более трех часов. Данное явление объясняется тем, что скорость образования зародышей металлического золота незначительна при небольших концентрациях ионов золота (III), поэтому восстановление ионов золота (III) увеличивается во времени.

Способ с образования неполярографируемого комплекса гуминовыми кислотами или трилоном-Б не устраняет мешающего влияние ионов золота (III) при определении палладия (II). Было установлено, что ИВ-определение палладия (II) невозможно из-за перекрытия аналитических сигналов в ходе инверсионного вольтамперометрического определения.

В работах Агеевой Л.Д. [5] сорбционное концентрирование ионов платины (IV), золота (III) и других благородных металлов проводилось активированным углем (восстановитель) из растворов, облученных УФ. В данном процессе происходит восстановление палладия, что является неприемлемым для определения ИВ. Согласно литературным данным, использование метода фотохимического восстановления с использованием щавелевой или муравьиной кислотами, ионов железа (II) является фактором, устраняющим негативное влияние ионов золота (III), на определение палладия [6, 7].

Облучение растворов УФ значительно уменьшает время и увеличивает скорость восстановительного процесса ионов золота (III). При ультрафиолетовом облучении водных растворов возникает течение реакции



Под воздействием ультрафиолетового излучения в растворах содержащих органические кислоты возникают различные нестабильные органические соединения (радикалы), которые так же являются активными восстановителями ионов золота (III). Согласно этому, применение ультрафиолетового излучения изменяет кинетику восстановления ионов золота (III).

Были проведены исследования процесса фотохимического восстановления золота (III) в растворах содержащих органические кислоты: лимонную, муравьиную, щавелевую. Согласно данным, использование

органических кислот для восстановления золота возможно только в присутствии щавелевой кислоты, в этом случае ионы золота (III) восстанавливаются полностью. Таким образом, применение технологии определения палладия в присутствии большого числа мешающих компонентов матрицы пробы является приемлемым.

*Выражаем искреннюю благодарность своему научному руководителю за многолетний труд и бесценный вклад в развитии науки РФ в области физической и аналитической химии д.х.н., заслуженному профессору РФ Колпаковой Н.А*

#### Литература

1. Колпакова Н.А., Горчаков Э.В., Карачаков Д.М. Определение палладия в золоторудном сырье методом инверсионной вольтамперометрии // Журнал аналитической химии. – 2009. – Т.64. – № 1. – С. 52 – 56.
2. Ascensao Trancoso M., Barros Joao S. Determination of gold in complex sulphide minerals by differential-pulse anodic stripping voltammetry after anion- exchange separation // Analyst. – 1989, V. 114. – № 9. – P. 1053 – 1056.
3. Аналитическая химия золота / Под ред. Бусев А. И., Иванов В. М. – М.: Наука, 1973 – 123 с.
4. Gorchakov E.V., Fedota N.V., Belyaev V.A., Bagamaev B.M., Perevezentseva D.O. Determination of cysteine in biology solids by electrochemical methods with gold colloidal particles // World Applied Sciences Journal. – 2014. – V. 29. – № 12. – P. 1591 – 1594.
5. Агеева Л.Д. Сорбционное концентрирование платины, палладия и золота активированным углем с последующим определением элементов рентгенофлуоресцентным методом: Дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2007.
6. Фотоперенос электрона и его прикладные аспекты / Под ред. Крюков А. М., Шерстюк В. П., Дилунг И. – Киев: Наукова думка, 1973. – 123 с.
7. Золотые наночастицы. Синтез. Свойства, биомедицинское применение / Под ред. Л.А. Дыкман, В.А. Богатырев, С.Ю. Щеголев, Н.Г. Хлебцов. – М.: Наука, 2008. – 318 с.

### ПОЛУЧЕНИЕ СЕРОЗОЛОБИТУМНЫХ СМЕСЕЙ НА ОСНОВЕ ЗОЛЫ И ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕРЫ

**А.Б. Доржиева, У.В. Худорожко**

*Научный руководитель доцент И.В. Фролова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время вместе с тем, что теплоэнергодетрали (ТЭЦ) России вырабатывают потребное количество энергии для страны, они также представляют ощутимую экологическую опасность для окружающей среды. Опасными являются выделения в атмосферу зольных остатков, поскольку они представляют собой мелкодисперсную пыль. Значительную часть отходов ТЭЦ составляют золошлаковые отходы. Также, помимо вредного воздействия и отходов теплоэнергодетралей, существует и проблема все возрастающего количества производимой серы по сравнению с ее потребным количеством. В настоящее время идет тенденция превышения производства серы над ее потреблением в ряде стран (Россия, Казахстан, США, Канада). Также увеличивается количество золы уноса Северной ТЭЦ, которая представляет собой экологическую опасность.

Рост интенсивности движения автотранспорта приводит к существенному увеличению износа и разрушения дорожных покрытий. Поэтому актуальным вопросом по сей день остается вопрос об использовании серы и золы в дорожном строительстве с целью улучшения дорожно-транспортного покрытия [2].

Решение двух основных проблем: поиск путей использования большого количества непотребной золы и серы, а также улучшения эксплуатационных качеств дорожных покрытий за счет изготовления битумов на основе серозолобитумных смесей.

Требования к компонентам серозолобитумных смесей. Зола – несгораемый остаток, который образуется из минеральных примесей топлива в результате его полного сгорания и имеющий зерна, размер которых меньше 0,16 мм [3, 4].

Одними из важнейших физических характеристик золошлаковых отходов являются:

- зерновой состав (определяется видом топлива);
- насыпная плотность (зависит от зернового, химического и фазового составов золы);
- истинная плотность (удельный вес);
- водонасыщение (зависит от количества частиц с различными видами пор и микропор);
- способность к морозному пучению;
- химическая активность – важное свойство, от которого зависит возможность использования золы в качестве самостоятельных вяжущих или в качестве компонента комплексных вяжущих [1].

Золошлаковые смеси должны удовлетворять требованиям, представленным в таблице 1 [5].

Также золошлаковые смеси должны быть:

- однородными по составу;
- влажность должна быть не более 12 % по массе;
- не должны иметь в своем составе свободной окиси кальция (CaO);
- количество водорастворимых соединений в не должно превышать 1 % массы;
- потери при прокаливании не должны превышать 20 % массы [5].

Серу можно применять при строительстве и ремонте автомобильных дорог:

- в асфальтобетонных смесях, заменяя часть битумного материала;

**СЕКЦИЯ 15. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

- в серобетонных смесях для использования в дорожных покрытиях, а также изготовления штучных изделий (различные плиты: укрепительные, тротуарные; бордюрных камней и т.д.);  
- для приготовления композиционных серосодержащих материалов, которые используются в роли вяжущего в гидроизоляционных и горячих антикоррозионных мастиках [2].

Серобитумвяжущие (СБВ) и смеси, приготовленные на их основе, обладают более высокими физико-механическими показателями, а также улучшенными реологическими свойствами, по сравнению с обычными битумами и асфальтобетонами [2].

Требования к зерновому составу серы представлены в таблице 2.

**Таблица 1**

**Требования к золошлаковым смесям**

Зерновой состав, % массы	
мельче 5 мм, не менее	100
мельче 1,25 мм, не более	88
мельче 0,315 мм, не более	75
мельче 0,071 мм	15-35
Пористость, % объема, не более	47
Коэффициент водостойкости образцов из смеси золы с битумом, не менее	0,6
Показатель битумоемкости, г на 100 см <sup>3</sup> (абсолютного объема), не более	100

**Таблица 2**

**Требования к зерновому составу серы**

Разновидность серы	Остаток, %, не более, на сите размером, мм		Прохождение через сито 200 мм, %, не менее
	0,14	0,071	
Комовая	-	-	95
Молотая класса	-	-	-
2	0,1	3,5	-
3	3,0	4,0	-

Объектами исследования в ходе работы были: сера Норильского горно-металлургического комбината и зола Северской ТЭЦ.

Элементный состав золы северской ТЭЦ, определенный методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой, включает: Be – 2,776 г/т; Sc – 14,5 г/т; V – 75,6 г/т; Cr – 157,2 г/т; Co – 16,7 г/т; Ni – 47,52 г/т; Cu – 70,76 г/т; Zn – 56,1 г/т; Ga – 15,37 г/т; Rb – 71,2 г/т; Sr – 392,7 г/т; Y – 35,3 г/т; Zr – 337,9 г/т; Nb – 23,04 г/т; Mo – 1,495 г/т; Cd – 0,4182 г/т; Sn – 2,259 г/т; Cs – 4,861 г/т; Ba – 914,6 г/т; La – 43,62 г/т; Ce – 89,87 г/т; Pr – 10,26 г/т; Nd – 38,01 г/т; Sm – 7,375 г/т; Eu – 1,377 г/т; Gd – 7,492 г/т; Tb – 0,9931 г/т; Dy – 6,273 г/т; Ho – 1,221 г/т; Er – 3,419 г/т; Tm – 0,5096 г/т; Yb – 3,778 г/т; Lu – 0,5471 г/т; Hf – 7,63 г/т; Ta – 1,786 г/т; W – 3,708 г/т; Pb – 21,79 г/т; Th – 16,74 г/т; U – 6,691 г/т.

Химический состав золы Северской ТЭЦ был определен методом рентгенофлуоресцентного анализа, данные представлены в таблице 3.

**Таблица 3**

**Химический состав золы Северской ТЭЦ**

	Содержание оксидов, %											
	SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> общ.	MnO	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	п.п.п.	SO <sub>3</sub>
Зола ТЭЦ	52,59	0,71	17,06	13,93	0,30	1,54	3,18	0,61	2,00	0,28	7,44	0,139

Структура и свойства технической серы соответствуют ГОСТ 127.1-93. Сера является термопластичным связующим с температурой плавления 113 °С, низкой химической активностью, достаточной механической прочностью, низкой себестоимостью и доступностью. Так же она плохо проводит электрический ток, в воде и большинстве неорганических кислот не растворяется, но хорошо растворима в сероуглероде, безводном аммиаке, анилине и других органических растворителях. Основные свойства серы приведены в таблице 4.

**Таблица 4**

**Свойства технической серы**

показатель	Температура, °С		
	20	122	150
Прочность, г/см <sup>3</sup>	2,1	1,96 – 1,99	1,6 – 1,81
Прочность при сжатии, МПа	12 – 22	-	-
Твердость по шкале Мосса	1 – 2	-	-
Вязкость, Па·с	-	0,011 – 0,012	0,0065 – 0,0070
Поверхностное натяжение, Н/м	-	-	0,055
Теплоемкость, кДж/кг	0,7	1,47	1,84

Таким образом, проведенные исследования химического и элементного состава золы Северской ТЭЦ показывают на возможность её использования в качестве сырьевого компонента для производства серозолобитумных смесей.

### Литература

1. Волокотин О.Г. Физико-технические процессы получения силикатных расплавов и материалов на их основе в низкотемпературной плазме: Дис. ... докт. техн. наук. – Томск, 2016 г. – 283 с.
2. Галдина В.Д. Серобитумные вяжущие: монография / В. Д. Галдина. – Омск: СибАДИ, 2011. – 124 с.
3. Глухова М.В. Топливо-энергетический комплекс Российской Федерации и экологическая безопасность / М.В. Глухова. – М.: Изд.-во Новый век, 2003. – 172 с.
4. Лялик Г.Н. Электроэнергетика и природа / Г.Н. Лялик. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 352 с.
5. Методические рекомендации по технологии применения в асфальтобетоне отвальных золошлаковых смесей теплоэлектростанций, Министерство транспортного строительства, Москва 1978. – 12 с.
6. Методические рекомендации по применению асфальтобетонов с добавкой серы и по технологии строительства из них дорожных покрытий, Министерство транспортного строительства, Москва 1986. – 9 с.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕАБОТКИ ИЛЬМЕНитОВЫХ КОНЦЕНТРАТОВ

К.Л. Занавескин<sup>1,2</sup>, Л.А. Черезова<sup>3</sup>, О.В. Бурмакина<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва, Россия

<sup>2</sup> Филиал АО «Научно-исследовательский физико-химический институт им. Л.Я. Карпова», г. Москва, Россия

<sup>3</sup> ПАО «ВСМПО-АВИСМА», г. Березники, Россия

Крупнейшим мировым производителем металлического титана и изделий из него является ПАО «ВСМПО-АВИСМА». На долю этой компании приходится около 30% мирового производства титана. Процесс производства титана осуществляется по методу Кроля, в основе которого лежит восстановление тетрахлорида титана расплавленным металлическим магнием. Последующая вакуумная сепарация хлорида магния и остаточного магния позволяет получить высококачественную титановую губку.

Исходным сырьём для получения тетрахлорида титана являются ильменитовые концентраты. В табл. 1 представлен типичный химический состав ильменитового концентрата (Вольногорский горно-металлургический комбинат), который применяется на предприятии. Восстановительная плавка ильменита обеспечивает комплексность переработки ильменитового концентрата. Процесс плавки позволяет обогатить сырьё и получить титановый шлак, при этом основная масса железа выделяется в качестве товарной продукции – чугуна. Плавку проводят в рудотермических электродуговых печах переменного тока с использованием в качестве восстановителя антрацита. В процессе плавки образующиеся расплавы чугуна и титанового шлака расслаиваются из-за разности их плотностей. По окончании плавки из нижней части печи вначале осуществляют выпуск жидкого чугуна, а затем титанового шлака.

Таблица 1

Химический состав ильменитового концентрата

TiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	MnO	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	Прочие
63,60	29,10	2,10	1,90	0,95	0,94	0,25	0,49	0,19	0,48

В табл. 2 представлен типичный химический состав получаемого титанового шлака. Весь титан и часть железа входят в его состав в форме псевдобрукит - карроит кристаллической структуры типа X<sub>2</sub><sup>3+</sup>TiO<sub>5</sub> - Y<sup>2+</sup>Ti<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, где X трехвалентный металл, такой как Ti, Al, V, Cr, и т.д., а Y двухвалентный металл, такой как Mg, Fe, или Mn. В виде отдельных фаз титановый шлак содержит кварц, крестобалит и стеклянную фазу, которая в основном состоит из оксидов кальция, калия, алюминия и кремния. Содержание диоксида титана в титановом шлаке не превышает ~85%, поскольку увеличение содержания титана повышает температуру плавления шлака, что приводит к сложностям выпуска титанового шлака из рудотермической печи. По этой причине остаточное содержание железа в шлаке составляет около 6-8% в пересчете на высший оксид.

Таблица 2

Химический состав титанового шлака

TiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	MnO	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	Прочие
85,20	7,58	2,51	0,85	1,23	0,81	0,34	0,66	0,32	0,50

Таким образом, восстановительная плавка ильменита позволяет повысить содержание диоксида титана в сырьё приблизительно на 20%, а содержание примесей в нем остаётся на высоком уровне и составляет до 15%. При этом из-за высоких энергетических затрат на стадию плавки цена шлака возрастает приблизительно в 6-7 раз по сравнению со стоимостью исходного ильменитового концентрата.

Титановый шлак измельчается в шаровой мельнице и смешивается с антрацитом и хлоридом натрия.

Приготовленная таким образом шихта поступает на стадию хлорирования. Хлорирование осуществляется в реакторе, заполненном расплавом хлорида натрия при температуре ~750°C. В нижнюю часть реактора через фурмы подают анодный хлор газ, шихта дозируется из верхней части реактора на зеркало расплава. В процессе диоксид титана в присутствии углерода взаимодействует с хлором, что приводит к образованию тетрахлорида титана и оксидов углерода. Примеси, содержащиеся в шлаке, также хлорируются, при этом часть образующихся хлоридов покидает реакционную зону в составе парогазовой смеси, которая в основном состоит из паров тетрахлорида титана, оксидов углерода, остаточного количества хлора, хлоридов алюминия, железа и пыли непрореагировавших компонентов шихты. Хлориды алюминия и железа вступают в химическое взаимодействие с хлоридом натрия, образуя тетрахлоралюминат натрия (NaAlCl<sub>4</sub>) и тетрахлорферрат натрия (NaFeCl<sub>4</sub>). Парциальное давление и степень диссоциации этих соединений при температуре процесса незначительны, поэтому они накапливаются в расплаве. Кроме того, в расплаве накапливаются высококипящие хлориды металлов, в том числе хлориды магния, калия и кальция, а также трудно хлорируемые примеси такие как кварц, кристобалит и стеклянная фаза. Для обеспечения заданной производительности титановых хлораторов, а также полного усвоения хлора, действующая концентрация TiO<sub>2</sub> в расплаве поддерживается на уровне 5-10%, а углерода 10-15%. Чтобы избежать чрезмерного накопления примесей производят обновление расплава путём подачи хлорида натрия, содержащегося в шихте, и периодического слива расплава. Совместно с расплавом из реактора выводится и часть непрореагировавшего диоксида титана и углерода. Отработанный расплав размывается водой, при этом оставшаяся твердая фаза, состоящая в основном из оксидов кремния и титана, вывозится на полигон, а сточные воды подвергается очистке от ионов тяжелых металлов. Потери диоксида титана, связанные с выводом отработанного расплава титановых хлораторов, составляют около 7%. Из-за высокой себестоимости производства титанового шлака столь существенные потери TiO<sub>2</sub> снижают технико-экономические показатели производства. Кроме того, отсутствие решений по переработки образующихся твердых отходов ухудшает экологическую ситуацию на предприятии.

Повышение эффективности комплексной переработки ильменитовых концентратов может быть достигнуто за счёт возврата диоксида титана из нерастворимого остатка отработанного расплава титановых хлораторов.

Изучение химического состава проб твердого остатка показало, что его состав непостоянен. В табл. 3 представлены данные усреднённого химического состава нерастворимого остатка.

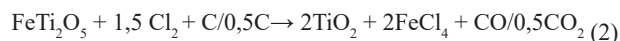
**Таблица 3**

**Химический состав нерастворимого остатка расплава титановых хлораторов**

TiO <sub>2</sub>	Fe <sub>общ</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	MnO	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	C
30-50	2-3	6-8	12-21	0,3-0,4	0,5-0,6	0,1-0,2	0,2-0,4	0,1	13-20

Для исследования вещественного состава проба нерастворимого остатка была разделена путём ситования на узкие фракции. Каждая из полученных фракций подвергалась делению по плотности в тяжелой жидкости – бромформе (плотность 2,89 г/мл). Полученные легкие и тяжелые фракции исследовались методами атомно-эмиссионного анализа с индуктивно связанной плазмой, растровой электронной микроскопии и рентгенодифракционного анализа.

Главными компонентами фазы структуры псевдобрукита в титановом шлаке является твердый раствор FeTi<sub>2</sub>O<sub>5</sub> – Ti<sub>3</sub>O<sub>5</sub>. Воздействие хлора на компоненты твердого раствора в присутствии углерода описывается следующими уравнениями:



Таким образом, хлорирование титанового шлака приводит к разложению фазы псевдобрукита и образованию в прохлорированном остатке диоксида титана в форме рутила и анатаза.

Другими компонентами твердого остатка являются диоксид кремния, представленный в форме кварца и кристобалита, стеклянная фаза и углерод.

Проведенные исследования показали принципиальную возможность выделения диоксида титана из нерастворимого остатка. Максимальное раскрытие сростков диоксида титана со стеклянной фазой и диоксидом кремния наблюдается в классе крупности -160 мкм. Выход данного класса крупности составляет 36% от общей массы нерастворимого остатка. В процессе хлорирования происходит уменьшение размеров зерен за счёт превращения диоксида титана в TiCl<sub>4</sub>, что приводит к раскрытию сростков. Разница в плотностях тяжелого компонента – диоксида титана и легких компонентов – диоксида кремния и стеклянной фазы позволят провести обогащение нерастворимого остатка методами гравитационной сепарации. При этом фракцию с крупностью зерен более 160 мкм целесообразно возвращать на стадию подготовки шихты к хлорированию, поскольку её дробление и последующее хлорирование приводит к раскрытию сростков диоксида титана.

## РАСЧЕТ БАЛАНСА ПРОДУКТОВ ОБОГАЩЕНИЯ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОТЕРЬ

В.А. Кандинский, А.А. Бегунов

*Научный руководитель профессор В.И. Удовицкий*

*Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева,  
г. Кемерово, Россия*

В методике расчета норм показателей качества (НПК) углей и продуктов их переработки, разработанной в 1983 г. специалистами института «Укрниуглеобогащение», института ДонУГИ и института Горного дела им. А.А. Скочинского, представлены расчеты НПК углей, продуктов рассортировки, брикетов, продуктов обогащения [4].

Показан пример расчета практического баланса продуктов обогащения из теоретического с учетом норм взаимозасорения.

Расчет потерь в Методике [4] не рассматривается.

Методика расчета баланса продуктов обогащения по обогатительной фабрике и производственному объединению, опубликованная в 1985 г., разработана в соответствии с мероприятиями, проводимыми в отрасли по реализации основных положений Постановления № 695 в области совершенствования планирования и повышения эффективности работы (приказ Министра угольной промышленности СССР от 30.08.79 г. № 427) [5].

Методика обеспечивает получение научно обоснованных показателей баланса продуктов обогащения, используемых при разработке проектов планов производства углеобогажительных фабрик, оценке их текущей производственной деятельности и проведении научно-исследовательских работ.

Методика определяет расчет качественно-количественных характеристик продуктов обогащения вероятностными методами с использованием погрешности разделения в гравитационных аппаратах с водной средой и среднего вероятного отклонения для тяжелосредного обогащения методами математического моделирования технологических процессов обогатительной фабрики.

Расчет потерь в Методике [5] также не рассматривается.

В 1987 г. разработаны типовые методические указания (ТМУ) по определению, учету, экономической оценке и нормированию потерь твердых полезных ископаемых. В работе использованы типовые методические указания 1973 г., подготовленные на основе сборника руководящих материалов [8].

В ТМУ указаны причинные связи потерь в следующих процессах переработки минерального сырья: рудоподготовка; обогащение; гидрометаллургия; пирометаллургия.

Нормативы потерь полезных ископаемых при добыче определяются при подготовке проектов разработки месторождений твердых полезных ископаемых и годовых планов развития горных работ, а также при списании запасов полезных ископаемых, поставленных на государственный учет. Определения нормативов и видов потерь приведены в публикациях [6, 1].

На основе Методики [4] создана Инструкция по определению и нормированию потерь угля (сланца), которая содержит в себе как способ расчета баланса продуктов переработки, так и метод расчета непосредственно потерь в зависимости от процесса обогащения [2].

Согласно [2, 3] расчет выхода и зольности потерь угля с отходами обогащения проводится в зависимости от процессов обогащения и количества выделяемых продуктов: двух или трех.

В итоге, в практический баланс продуктов обогащения сводятся потери угля в отходах по каждому процессу отдельно и суммируются в общие потери.

Расчет баланса продуктов обогащения осуществляется с применением нормативов засорения продуктов обогащения посторонними фракциями. Нормативы характеризуют эффективность работы обогатительных аппаратов, встроенных в рассчитываемую технологическую цепочку. Содержание таблицы нормативов засорения посторонними фракциями не отражает всю номенклатуру аппаратов, используемых на сегодняшний день в России, что безусловно мешает ее универсальному применению при разработке проектов строящихся и реконструируемых предприятий. Также не учитывается при оценке качества переработки на действующих производствах возможность самостоятельной разработки норматива технической службой предприятия по согласованию с бассейновым институтом.

Подробно анализ методов прогнозирования результатов переработки и технологической эффективности обогатительных аппаратов рассмотрен в монографии [9].

Исторически развитие методик расчета выглядит следующим образом – первоначально ориентировочные показатели переработки принимались по данным работы аналогичных машин на действующих фабриках, перерабатывающих аналогичное сырье. В дальнейшем, когда требования к точности прогноза увеличились, был предложен ряд методов расчета ожидаемых результатов переработки, основанный на определении теоретических показателей по данным расслоения пробы исследуемого угля и продуктов обогащения в тяжелых жидкостях, внесении поправок, учитывающих взаимное засорение продуктов разделения в промышленных условиях.

При управлении технологией гравитационного разделения необходимо знать фракционный состав машинных классов для определения оптимальных плотностей разделения, при которых достигается максимальный выход суммарного концентрата планируемой зольности.

На основании вышеизложенного и с целью универсального применения для различных типов обогатительных аппаратов и вариантов их расположения в технологической цепочке, а также учета особенностей перерабатываемого сырья, остро встает вопрос обновления методов расчета потерь при переработке минерального сырья и создания методики, позволяющей для одного и того же сырья рассчитать эффективность различных

вариантов технологической схемы.

По мнению авторов, расчет баланса продуктов обогащения в новой методике предлагается проводить с использованием вероятностных методов распределения фракций в продукты обогащения на основе действующих норм ВНТП 3-92, а расчет потерь, помимо фактического качества добытых и поступивших в переработку углей (сланцев) (масса, плотность, зольность, удельная теплота сгорания, механическая прочность, влажность, содержание серы и др.), необходимо привязывать к экономической целесообразности извлечения полезного компонента в готовую продукцию при существующем уровне развития техники и технологии с учетом требований рынка.

Описание алгоритма метода расчета практического баланса продуктов обогащения.

Создание базы данных ситовых и фракционных составов углей шахтопластов, которые перерабатываются (или простоит переработать) на действующей или проектируемой обогатительной фабрике.

Расчет гранулометрического и фракционного составов пластов, приведенных к фактической зольности каждого из них.

Определение выхода и зольности продуктов подготовительной классификации после дробления крупного класса.

Расчет ситового и фракционного состава шихты по машинным классам с учетом дробления крупного угля, истирания.

Для требуемого значения планируемой зольности суммарного концентрата проводится расчет процесса обогащения крупного машинного класса от минимальной до максимальной плотности разделения с заданным шагом. Вычисления проводят до тех пор, пока выполняется условие: зольность крупного концентрата должна превысить 2,5 %.

Расчет операции обезвоживания крупного концентрата.

Определение плотности разделения, при которой получается наименьшее значение зольности крупного концентрата.

Расчет процесса гравитационного обогащения мелкого класса в тяжелосредних гидроциклонах или отсадочных машинах от минимальной до максимальной плотности разделения с учетом среднего вероятного отклонения или коэффициента погрешности разделения, эффективности операций обезвоживания.

Определение технологических показателей концентратов на винтовых сепараторах и флотационных машинах. Для флотации показатели принимаются равными среднестатистическим значениям по обогатительной фабрике или полученным в результате обработки результатов лабораторных экспериментов по программе для ЭВМ [7].

Определение минимально возможной зольности обезвоженного концентрата мелкого класса.

Расчет возможных вариантов получения суммарного обезвоженного концентрата требуемой зольности, отличающейся от заданной на 0,05 % по абсолютной величине.

Из всех вариантов выбирается наибольший выход суммарного концентрата и соответствующие этому варианту плотности разделения в операциях обогащения крупного и мелкого классов.

Предложенный метод расчета баланса продуктов обогащения позволяет рассчитать максимальный возможный выход суммарного концентрата, величина которого сравнивается с фактически достигнутой на обогатительной фабрике. По разности выходов анализируются потери горючей массы и вырабатываются рекомендации для улучшения технологии обогащения.

### **Литература**

1. Александров И.Л. К вопросу о нормировании потерь твердых полезных ископаемых при первичной переработке (в порядке обсуждения) // Рациональное освоение недр. – 2012. – № 3. – С. 6 – 13.
2. Инструкция по определению и нормированию потерь угля (сланца) при переработке. РД 03-306-99. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 11.08.99 №62. Внесено изменение [РДИ 03-473(306)-02], утвержденное постановлением Госгортехнадзора России от 27.06.2002 №39.
3. Инструкция по учету добычи угля (сланца) и продуктов обогащения на шахтах (разрезах) и обогатительных фабриках Минтопэнерго России / [утв. Минтопэнерго России 21.01.1993].
4. Методика расчета норм показателей качества углей и продуктов их переработки (с изменениями № 1 от 21.10.1993г. №-23-29-1124) / Министерство угольной промышленности СССР. – 1987.
5. Методика расчета баланса продуктов обогащения по обогатительной фабрике и производственному объединению (временная) / ЦНИЭИуголь; [утв. Министерством угольной промышленности СССР 26.11.1984]. – М., 1985.
6. Правила охраны недр при переработке минерального сырья. ПБ 07-600-03 / [утв. Госгортехнадзором России 6.06.2003].
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016611796. Планирование факторного эксперимента и опытов крутого восхождения. Кандинский В.А., Удовицкий В.И. Заявка № 2015662600. Дата поступления 21.12.2015. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 10.02.2016.
8. Типовые методические указания по определению, учету, экономической оценке и нормированию потерь твердых полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов при переработке минерального сырья / АН СССР; [утв. Госгортехнадзором СССР 23.06.1987]. – М., 1987.
9. Удовицкий В.И. Моделирование подготовительных и основных процессов переработки каменных углей. – Кемерово: Кузбассвузиздат, 1998. – 500 с.

**ТЕХНОГЕННЫЕ РЕСУРСЫ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА  
ГИПЕРПРЕССОВАННОГО КИРПИЧА**

**С.А. Китаева**

*Научный руководитель доцент Б.В. Талпа*

*Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия*

Объектом исследования явились известняки ракушечники неогена района города Бахчисарая Крымского полуострова, а также одновозрастные вскрышные карбонатные породы месторождений песка на территории Ростовской области.

Со времен Древней Греции из этих известняков сооружались здания с использованием известково-песчаного цемента для кладки. На сегодняшний день известняки также используются местным населением: методом пиления получают готовый продукт. Но, к сожалению, он не удовлетворяет современным требованиям теплоизоляции и прочности, поэтому из него строят только одноэтажные здания. В процессе пиления образуется большое количество отходов. На сегодняшний день только на Крымском полуострове скопилось сотни тысяч тонн этих отходов. В Ростовской области они являются вскрышей месторождений строительных песков, утилизируются в малых количествах и представляют также практический интерес для использования их в качестве техногенного сырья для производства безобжигового, высокопрочного, лицевого гиперпрессованного кирпича. Гиперпрессование – это холодная сварка сыпучих минеральных материалов при высоких давлениях в присутствии воды и вяжущих компонентов с последующей выдержкой на складе созревания (3-5 суток).



*Рис. Отходы добычи и переработки известняка-ракушечника*

Технико-экономическая эффективность изготовления кирпича определяется следующими показателями:

- организация производства в непосредственной близости нахождения основного сырья;
- экологически чистая технология;
- использование промышленных отходов, не пригодных для повторного применения;
- отсутствие обжига изделий и необходимости иметь дорогостоящие печи;
- возможность изготовления кирпича с разными цветовыми оттенками;
- высокая прочность и эрозионная устойчивость;
- точность и строгость геометрических форм;
- подверженность механической обработке (тесанный кирпич);
- возможность производства элементов «дикого камня».

Известняки такого типа широко распространены на юге России и используются во многих городах в качестве сырья для производства гиперпрессованного кирпича. Примером являются такие города как Анапа, Ставрополь, Ростов-на-Дону, Аксай. В Ставрополе имеется 3 завода по производству гиперпрессованного кирпича [1].

По качеству и эстетике, получаемые продукты (кирпич и плитка) практически не имеют себе равных:

- Лицевые поверхности любого цвета имеют вид тесненной бумаги, выстаивая без проблем морозы и снега, ливни и солнце, солевые и пылевые бури.
- Большое значение в кирпичной кладке из гиперпрессованного кирпича имеет фактура поверхности кирпича. Шероховатые поверхности имеют матовый, бархатистый цвет, на гладких, глянцевых поверхностях



будут блики, а кристаллы кальцита дают искру на поверхности кладки.

□ Архитектура здания, разнообразие размеров, фактур и цветов кирпича, а если использовать разные цвета швов и пространственного рисунка, то это дает практически бесконечное число вариантов внешнего вида фасада [2].

Для изготовления цветного кирпича следует применять щелочестойкие пигменты. Наиболее приемлемыми являются минеральные пигменты. Кирпич на основе исследованных известняков-ракушечников имеет желтый и светло-зеленый (оливковый) цвет. Поэтому может быть окрашен всеми видами минеральных пигментов.

На основе имеющихся данных по производству кирпича мы сделали вывод, что данные отходы можно использовать в производстве гиперпрессованного кирпича методом холодной сварки.

Экспериментальные работы проводились в лаборатории «Технологической минералогии и новых видов минерального сырья» Института наук о Земле и ЦКП «Строительные инновации» Южного Федерального университета.

Для приготовления формовочной смеси применялись вяжущее, минеральные составляющие, пигменты и вода.

В качестве вяжущего компонента использовался портландцемент марки М 500.

В качестве минеральной составляющей формовочной смеси использованы отходы добычи и переработки известняков-ракушечников Бахчисарайского и Новочеркасского месторождений. Для дальнейших испытаний из проб изготавливались сырьевые смеси из фракции менее 3,0 мм. В виду низкого выхода необходимой для испытаний фракции менее 3,0 мм пробы дробилась в щековой дробилке ДГЩ с установленным зазором на 3,0 мм, после чего сырье направлялось на составление сырьевых смесей, смешивание, прессование, выдержку и испытания.

**Таблица 1**

**Результаты испытаний сырьевых смесей на основе отходов добычи и переработки известняка ракушечника Бахчисарайского месторождения (Крымский полуостров), отпрессованных при удельном давлении прессования 300 кгс/см<sup>2</sup> (3 кН)**

№п.п	Известняк %	Цемент %	Предел прочности при сжатии, кгс/см <sup>2</sup>	Марка кирпича
1	94	6	135,7	<b>125</b>
2	92	8	162	<b>150</b>
3	90	10	189	<b>175</b>
4	88	12	216	<b>200</b>

**Таблица 2**

**Результаты испытаний сырьевых смесей на основе отходов добычи и переработки известняка-ракушечника Бахчисарайского месторождения (Крымский полуостров), отпрессованных при удельном давлении прессования 400 кгс/см<sup>2</sup> (4 кН)**

№п.п	Известняк %	Цемент %	Предел прочности при сжатии, кгс/см <sup>2</sup>	Марка кирпича
1	94	6	152,2	<b>150</b>
2	92	8	177	<b>175</b>
3	90	10	202	<b>200</b>
4	88	12	228,4	<b>225</b>

**Таблица 3**

**Результаты испытаний сырьевых смесей на основе отходов добычи и переработки известняка-ракушечника Бахчисарайского месторождения (Крымский полуостров), отпрессованных при удельном давлении прессования 500 кгс/см<sup>2</sup> (5 кН)**

№п.п	Известняк %	Цемент %	Предел прочности при сжатии, кгс/см <sup>2</sup>	Марка кирпича
1	94	6	204,7	<b>200</b>
2	92	8	235	<b>225</b>
3	90	10	266	<b>250</b>
4	88	12	299,4	<b>275</b>

Рекомендуемый состав сырьевой смеси для производства кирпича марки 200: отходы добычи и переработки известняка-ракушечника 94% цемент 6%, давление прессования 500 кгс/см<sup>2</sup> (5кН).

Аналогичные исследования проведены с известняками – ракушечниками Новочеркасского месторождения. Оптимальный состав сырьевой смеси для производства кирпича марки 200 на основе известняков-ракушечников (нижний слой) вскрыши Новочеркасского месторождения строительных песков (90 %), цемент (10%), давление прессования 500 кгс/см<sup>2</sup> (5 кН).

Комплексная переработка минерального сырья, добываемого из недр, была и остается одной из важных и сложных проблем. Рациональное ее решение для любого месторождения минерального сырья позволяет не

только сократить или полностью исключить образование отходов, загрязняющих окружающую среду, но и повысить эффективность капиталовложений и сократить срок их окупаемости. Поэтому совершенствование и разработка новых технологических процессов и схем комплексной переработки минерального сырья приобретает особую актуальность в условиях рыночной экономики, что особенно актуально для многих регионов России, где добываются, перерабатываются карбонатные породы (известняки, доломиты, мраморы) и образуются горно-промышленные отходы, являющихся техногенными ресурсами карбонатных пород для производства гиперпрессованного кирпича.

#### Литература

1. Талпа Б.В. Безобжиговый кирпич из техногенного карбонатного сырья Юга России // Строительные материалы. – 2005. – № 11. – С. 50 – 52.
2. Талпа Б.В., Санчес С. Производство гиперпрессованных изделий для интенсивно развивающейся стройиндустрии – новый высокодоходный бизнес в России // Образование и наука – основной ресурс третьего тысячелетия: Материалы юбилейной международной научно-практической конференции. – Ростов-на-Дону, 2006. – С.729 – 733.

### МОДИФИЦИРОВАНИЕ ПОРОШКОБРАЗНЫХ НАПОЛНИТЕЛЕЙ

**А.Е. Колесников, Г.В. Курмель, А.С. Шипулин**

*Научный руководитель доцент О.К. Семакина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Высокая эффективность применения композиционных материалов во всех отраслях народного хозяйства предопределяет увеличение выпуска полимеров, стабилизаторов и других компонентов для производства полимерных композиционных материалов и совершенствования их технологий. Большие потенциальные возможности в создании материалов с любыми, заранее заданными свойствами заложены в композициях с полимерной матрицей, позволяющих реализовать большое число возможных комбинаций различных веществ, входящих в полимерный композит.

Большинство полимерных материалов обладают малой огнестойкостью, являются горючими. Снижение горючести полимерных материалов достигается в основном путем их химической модификации, нанесением огнезащитных покрытий и введением в материал наполнителей, отвердителей, стабилизаторов, антипиренов, красителей и других добавок. Выбор состава композиции зависит от свойств основного полимера и способности его совмещаться с добавками, от заданных физико-механических свойств и качеств композиции (твердость, негорючесть, морозостойкость и т. д.), а также от ее способности перерабатываться. Наиболее распространенным и эффективным методом замедления горения является применение антипиренов.

Эффективность и механизм действия добавок определяются главным образом способом введения их в композицию и природой, как самой добавки, так и компонентов композиционной системы. В значительной степени свойства наполненных полимеров определяются процессами взаимодействия компонентов на границе раздела фаз полимер - наполнитель.

Указанные процессы могут регулироваться с помощью веществ, модифицирующих поверхность наполнителя - поверхностно-активные вещества и другие органические соединения, обуславливающие физико-механические свойства наполненных полимерных материалов [2, 4]. Основная роль модификатора сводится к осуществлению лучшего распределения наполнителя в полимерной среде и возможности его диспергируемости в полимере.

Данная работа посвящена изучению поверхностных свойств компонентов, входящих в полимерную композицию, предназначенную для изготовления кабельной изоляции. Целью работы является:

- измерение удельных седиментационных объемов компонентов, входящих в полимерную композицию, в полярной (водной) и аполярной (октан) средах и оценка их поверхностных свойств;
- определение коэффициента смачивания твердых материалов и их совместимости с полимерной композицией;
- модифицирование поверхности наполнителей различными реагентами и выбор оптимального расхода модификатора.

В данной работе объектом исследования является полиолефиновая композиция, содержащая следующие компоненты (в %): 02015-сополимер пропилена - 56,4; антипирены декабромдифенилоксид (ДБДФО) – 20 и  $\text{Sb}_2\text{O}_3$  - 8; наполнитель тальк – 15; стабилизаторы ирганокс 1010 -0,2 и стеарат кальция -0,4.

На свойства композиций кроме типа и содержания добавок влияют форма частиц и характер их поверхности. Для того чтобы частицы компонентов не мигрировали на поверхность, не собирались в агрегаты, а равномерно распределялись в полимерной матрице, поверхность их должна быть гидрофобной. Поэтому первым этапом исследований являлось изучение поверхностных свойств всех компонентов, входящих в полимерную композицию, по удельным седиментационным объемам порошков в жидкостях различной полярности [1].

Величина объема, занимаемого одной и той же навеской в жидкостях разной полярности, позволяет оценить их смачиваемость, исходя из коэффициента смачивания  $K = V_i / V_{\text{air}}$ ,

где  $V_i$ ,  $V_{\text{air}}$  – удельный седиментационный объем в воде и в гептане, соответственно,  $\text{см}^3/\text{г}$ .

**СЕКЦИЯ 15. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

В начале эксперимента был определен удельный седиментационный объем каждого компонента, входящего в состав полимерной композиции. Полученные результаты представлены в табл. 1, из которой видно, что максимально гидрофобным компонентом является стеарат кальция, у которого удельный седиментационный объем в воде составляет 20 см<sup>3</sup>/г. Менее гидрофобным является ирганокс, у которого объем седимента в воде (2,4 см<sup>3</sup>/г.) незначительно превышает объем осадка в октане (1,75 см<sup>3</sup>/г.). Остальные компоненты - ДБДФО, тальк и оксид сурьмы – являются гидрофильными материалами.

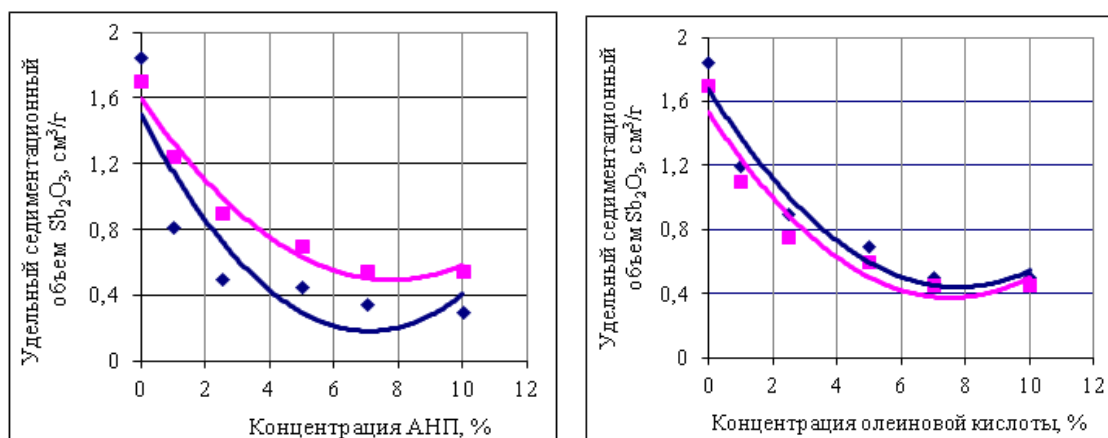
**Таблица 1**

**Седиментационный объем компонентов**

Материал	Удельный седиментационный объем, см <sup>3</sup> /г		К
	в октане	в воде	
ДБДФО	0,85	0,53	0,62
Стеарат кальция	4,00	20,00	5,00
Sb <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1,85	1,70	0,9
Тальк	2,50	1,65	0,66
Ирганокс 1010	1,75	2,40	1,37

Таким образом, не все добавки полимерной композиции имеют гидрофобную поверхность. Для изменения характера поверхности добавок используют модификаторы (или аппреты), введение необходимого количества которых, способствует смачиваемости вводимых компонентов в базовую марку полиолефина. Сущность модификации заключается в обработке добавок веществами, способными к химическому взаимодействию с реакционноспособными группами, расположенными на поверхности. В данной работе в качестве аппретов использовались следующие вещества: растворы олеиновой кислоты и аминитропарафина (концентрацией от 1 % до 10 %). В предыдущих исследованиях [3] было проведено модифицирование поверхности наполнителя – талька, выбран аппрет и установлена оптимальная его концентрация. В данной работе проводилась модификация поверхности оксида сурьмы.

Сущность модификации заключалась в следующем: 1 г Sb<sub>2</sub>O<sub>3</sub> обрабатывался 0,5 мл раствора указанной концентрации. После чего модифицированный оксид сурьмы сушился в вытяжном шкафу до постоянного веса и определялся удельный седиментационный объем. На основании полученных результатов построены графики зависимости удельного седиментационного объема Sb<sub>2</sub>O<sub>3</sub> от концентрации АНП (рис. 1, а) и олеиновой кислоты (рис. 1, б). Максимальная гидрофобизация поверхности оксида сурьмы происходит при концентрации АНП равной 2,5 %, т. е. оптимальный расход АНП составляет 11,5 мг/г Sb<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, что согласуется с максимальным значением коэффициентом смачивания  $K = 1,80$  (табл. 2).



а

б

**Рис. 1. Зависимость удельного седиментационного объема Sb<sub>2</sub>O<sub>3</sub> от концентрации АНП (а) и олеиновой кислоты (б):**

◆ – в гептане; ■ – в воде

Таблица 2

**Коэффициент смачивания  $Sb_2O_3$ , обработанного аппретами**

Аппрет	<i>K</i>	Аппрет	<i>K</i>
АНП (1%)	1,56	Олеиновая кислота (1%)	1,00
АНП (2,5%)	1,80	Олеиновая кислота (2,5%)	0,71
АНП (5%)	1,67	Олеиновая кислота (5%)	0,75
АНП (7%)	1,57	Олеиновая кислота (7%)	0,80
АНП (10%)	1,73	Олеиновая кислота (10%)	1,00

Результаты эксперимента, полученные с олеиновой кислотой, свидетельствуют о нерациональном ее применении в качестве аппрета для  $Sb_2O_3$ , т. к. коэффициент смачивания не превышает 1 (табл. 2).

В результате проделанной работы были сделаны следующие выводы:

1. Определены удельные седиментационные объемы всех порошкообразных компонентов, входящих в полимерную композицию, в жидкостях различной полярности. Найдено, что гидрофобной поверхностью обладает стеарат кальция и ирганокс 1010, остальные компоненты имеют гидрофильную поверхность.

Эффективность модификаторов предложено определять по коэффициенту смачивания *K*, рассчитываемому по отношению удельных седиментационных объемов порошков в полярной и аполярной среде.

Произведена гидрофобизация поверхности антипирена  $Sb_2O_3$  двумя модификаторами: аминотропарафином и олеиновой кислотой. Наиболее эффективным аппретом является АНП, оптимальный расход которого составляет 11,5 мг/г порошка.

Результаты работы имеют практическую значимость и могут быть использованы в производстве высоконаполненных концентратов полиолефинов для изоляции кабелей, для изготовления водопроводных и канализационных труб, в автомобилестроении и др. Кроме того, они могут быть использованы при решении других задач, связанных с гранулированием тонкодисперсных частиц аналогичной природы.

#### Литературы

1. Бабенко С.А., Семакина О.К. Поверхностные явления в гетерогенных системах с твердой фазой. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 210 с.
2. Пат. № 2573517 Россия МКИ 08 J 3/20. Способ получения электроизоляционной композиции / Семакина О.К., Бабенко С.А., Денисова С.А. и др. Заявлено 30.05.14; Опубл. 20.01.2016, Бюл. № 2. – 5 с.
3. Фоменко А.Н., Николаев Н.В., Семакина О.К. Исследование поверхностных свойств наполнителей для полимерной композиции // Химия и химическая технология в XXI веке: Материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых. -Халилова М.И., Халилов Я.Х., Аббасова Н.И., Ахмедов М.М. Исследование особенностей адсорбционного взаимодействия гидрофобизатора и частиц кальцитосодержащих пород // Химия и химическая технология. – 2013. – Т. 6. – № 8. – С. 47 – 49.

### ВОЗДЕЙСТВИЕ НАНОСЕКУНДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИМПУЛЬСОВ НА СУЛЬФИДНУЮ РУДУ

**В.В. Крымский, Ю.Г. Мингажева**

*Научный руководитель профессор В.В. Крымский*

*Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск, Россия*

В настоящее время извлечение тонкодисперсных, вкрапленных микро- и наночастиц благородных металлов из упорных сульфидных руд представляет сложную задачу. Для решения этой задачи применяют все чаще нетрадиционные способы энергетических воздействий, такие как: электроимпульсный, магнитно-импульсный, лазерный, плазменный, электрохимический, ультразвуковой, воздействие наносекундных электромагнитных импульсов (НЭМИ). Применение НЭМИ как способ быстрого разрушения тонкодисперсных минеральных комплексов при переработке труднообогатимой упорной руды представляет собой особый интерес. Руда имеет непостоянный состав, разную электропроводность и собственные дефекты, что затрудняет однозначную интерпретацию результатов при электроимпульсной обработке.

Применение электрических разрядов для разрушения горных пород встречается в работах Л.А. Юткина [6,7]. Им же предложены и запатентованы способы дробления монолитных объектов электрическим тепловым взрывом, извлечения токопроводящих включений из полезных ископаемых. Все устройства основаны на электрогидравлическом воздействии на вещество. Технологическая возможность применения электрогидравлического эффекта основана на возникновении сверхдлинных искровых разрядов, мощных инфра- и ультразвуковых колебаний в обрабатываемой среде. При данном воздействии происходит резонансное разрушение крупных объектов на отдельные кристаллы, которые в свою очередь вступают в интенсивную химическую реакцию с другими компонентами, происходит процесс полимеризации, разрыв сорбционных и химических связей [5].

С развитием электроники, появились новые виды генераторов электромагнитных импульсов, отличающихся

параметрами выходных сигналов: длительность, частота, амплитуда, мощность излучателей электромагнитных импульсов. В работах [1,2] рассмотрено применение мощных наносекундных электромагнитных импульсов (МЭМИ) для обработки золотосодержащих руд. В исследованиях использовались импульсы длительностью 1-50 нс, амплитудой до 50 кВ, длительностью фронта 1 нс, частота повторения 10-1000 Гц. В качестве формирователей импульсов были использованы специальные разрядные устройства разных видов. В работах [3-5] отмечается, что при предварительной обработке золотосодержащей руды МЭМИ можно достигнуть прирост извлечения золота при цианировании на 4-12 %, из концентратов на 10-45%, из хвостов обогатительных фабрик на 30-80 %. Теоретически объяснение обогащения руды данным методом основано на образовании каналов пробоя и микротрещин во вмещающей минеральной матрице. Однако недостатком этого метода является большое потребление энергии.

В данной работе предлагается использование экономичных электронных генераторов. Они создают импульсы длительностью 1 нс с фронтом 0,1 нс, амплитуда импульсов 15 кВ, частота повторения 1 кГц, потребляемая от электрической сети мощность менее 100 Вт. Из-за малой длительности импульса, у нас не возникает электрический пробой. Изменяется принцип воздействия на измельченную руду. Для обработки используется специальный излучатель. Он может иметь форму стержня или пластины. Фактически используется принцип излучения импульсного электромагнитного поля.

Нами были проведены экспериментальные исследования по воздействию НЭМИ на водные растворы с золотосодержащей рудой в процессе извлечения золота. Опыты проводились в сертифицированной лаборатории ЗАО НПФ «БЗК» в Республике Башкортостан.

Для обработки использовалась сульфидная измельченная руда ПЗ-2 с содержанием золота и серебра 2,80 и 9,00 г/т соответственно. Размер частиц порядка 50 мкм.

В центр сосуда помещался излучатель. Излучатель выполнен из графита с круглым сечением диаметра 6,5 мм, длина 85 мм. Один вывод генератора соединялся с излучателем. Второй вывод соединялся с сосудом.

Содержание металлов в руде и образцах определялось с помощью атомно-абсорбционного спектрометра «Спектр 2А» в сертифицированной лаборатории. В табл. 1 приведена абсолютная погрешность  $\Delta$  измерений содержания металлов в суспензиях.

**Таблица 1**

**Абсолютная погрешность измерений содержания металлов**

Содержание, мг/л	1,00	3,00	5,00	10,00
Погрешность $\Delta$ , мг/л	0,08	0,20	0,30	0,50

**Опыт 1:** Суспензия готовилась из 250 г руды и 500 мл дистиллированной воды. Объем суспензии 550 мл. Обработка производилась в цилиндрическом металлическом сосуде из железа, диаметр 95 мм, высота 110 мм. Излучатель: стержень из графита, диаметр 6,5 мм, длина 85 мм. Время облучения: 20 минут.

После облучения в облученную суспензию залили водный раствор из цианида натрия с концентрацией 12 г/л и гидроксида натрия – 0,6 г/л. Время выдержки в цианиде 6 часов.

Проводился анализ следующих проб: «Исходная 0» - сухая руда; «Исходная 1» - суспензия с добавлением дистиллированной воды; «Облученная 1» - облученная суспензия.

При обработке руды НЭМИ, процесс извлечения серебра и золота улучшается:

- в сухой пробе «Исходная 0» извлечение Au=0,56 г/т, Ag=3,34 г/т.
- в залитой водой, пробе «Исходная 1» извлечение Au=0,52 г/т, Ag=3,16 г/т.
- в облученной пробе «Облученная» – Au=1,25 г/т, Ag=3,52 г/т.

Для удобства представляем результаты проведенных опытов в табл. 2.

**Таблица 2**

**Содержание элементов**

Исходная 0		Исходная 1		Облученная	
Au, г/т	Ag, г/т	Au, г/т	Ag, г/т	Au, г/т	Ag, г/т
0,56	3,34	0,52	3,16	1,55	3,52

Также исследовалась сульфидная измельченная руда ТЮК 4 с содержанием золота и серебра 2,22 и 22,68 г/т соответственно. Размер частиц порядка 50 мкм.

**Опыт 2:** Суспензия готовилась из 250 г руды и 500 мл дистиллированной воды. В суспензию добавлено 30 г раствора NaCl. Объем суспензии 560 мл. Обработка при тех же условиях, как и в опыте 2. Время облучения: 20 минут. После облучения в облученную суспензию залили водный раствор из цианида натрия с концентрацией 12 г/л и гидроксида натрия – 0,6 г/л. Время выдержки в цианиде 6 часа.

Проводился анализ следующих проб: «Исходная 0» - сухая руда; «Исходная 1» - суспензия с добавлением дистиллированной воды; «Облученная 1» - облученная суспензия, «Облученная 2» - облученная суспензия с предварительным добавлением NaCl.

По результатам можно сделать следующие выводы:

1. Обработка НЭМИ повышает эффективность извлечения:
  - в сухой пробе «Исходная 0» извлечение Au=1,27 г/т, Ag =8,43 г/т.;

- в залитой водой, пробе «Исходная 1» извлечение Au=1,24 г/т, Ag=8,45 г/т;
  - в облученной пробе «Облученная 1» – Au=1,48 г/т, Ag=9,24 г/т;
  - 2. При добавлении NaCl происходит самое большее извлечение золота и серебра:
  - в облученной пробе «Облученная 2» – Au=1,55 г/т, Ag=12,60 г/т.
- Для удобства представляем результаты проведенных опытов в табл. 3.

Таблица 3

Содержание элементов

Исходная 0		Исходная 1		Облученная 1		Облученная 2	
Au, г/т	Ag, г/т	Au, г/т	Ag, г/т	Au, г/т	Ag, г/т	Au, г/т	Ag, г/т
1,27	8,43	1,24	8,45	1,48	9,24	1,55	12,60

**Выводы.** По проведенным исследованиям можно сделать следующие выводы: воздействие НЭМИ является эффективным средством для изменения поверхности сульфидных золотосодержащих руд, в следствие которого повышается флотационные и физико-химические свойства обрабатываемого вещества. На примере упорных руд ТЮК 4 и ПЗ-2 показано, что облучение НЭМИ суспензии из руды и дистиллированной воды перед цианированием, увеличивает извлечение золота на 10-20%, серебра – до 50%.

Литература

1. Бунин И. Ж., Рязанцева М.В., Хабарова И. А. Воздействие высоковольтных наносекундных импульсов на сульфидные минералы и их технологические свойства // Вестник Тамбовского университета. Серия: Естественные и технические науки. 2013. №4-2. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/o-sposobah-povysheniya-effektivnosti-obogasheniya-vkraplennyh-medno-nikelevyih-rud> (дата обращения: 27.09.2016).
2. Бунин И.Ж., Бунина Н.С., Вдовин В.А. и др. Экспериментальное исследование нетеплового воздействия мощных электромагнитных импульсов на упорное золотосодержащее сырье // Изв. АН. Сер. Физическая. 2001. Т. 65. № 12. С. 1788 – 1792.
3. Чантурия В.А., Бунин И.Ж., Ковалев А.Т. Роль истечения газа из каналов наносекундного пробоя в процессе электроимпульсной дезинтеграции сульфидных минералов // Изв. РАН. Сер. Физическая. 2010. Т. 74. № 5. С. 714 – 717.
4. Чантурия В.А., Бунин И.Ж., Ковалев А.Т., Копорулина Е.В. О процессах формирования микро- и нанофаз на поверхности сульфидных минералов при воздействии наносекундных электромагнитных импульсов // Изв. РАН. Сер. Физическая. 2012. Т. 76. № 7. С. 846 – 850.
5. Чантурия В.А., Вигдергауз В.Е. Электрохимия сульфидов. Теория и практика флотации – М.: Издательский дом «Руда и металлы», 2008. – 272 с.
6. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в горном деле. – Строительные материалы, изделия и реконструкции, 1955, № 9, с.13 – 15.
7. Юткин Л.А. Электрогидравлическое дробление. Л.: ЛДНТП, ч.1, 1959. – 36 с.

**КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ КАЛИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА**

**Е.В. Лаевская, Д.В. Чередниченко, П.Д. Воробьев, Ю.В. Матрунчик**

*Научный руководитель заведующая лабораторией Е. В. Воробьева*

*Институт общей и неорганической химии Национальной академии наук Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь*

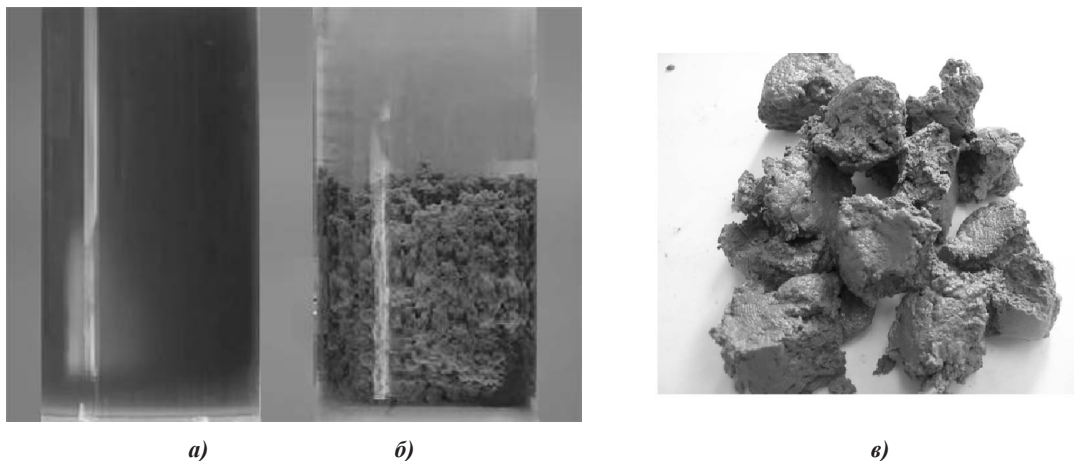
Суть процесса обогащения сильвинитовых руд сводится к отделению хлорида калия (KCl) от других составляющих (галит и глина), которые являются отходами производства. Глиносодержащие отходы, представляющие собой суспензию глины в концентрированном солевом растворе хлоридов калия и натрия, накапливаются в шламохранилищах, галитовые – складированы в отвалах на поверхности земли. Масштабная добыча и переработка сильвинитовых руд оказывают значительное отрицательное техногенное воздействие на экосистему региона, что проявляется, прежде всего, в оседании земной поверхности над отработанными подземными выработками и отчуждении больших площадей плодородных земель для хранения отходов обогатительных фабрик. Складирование глинисто-солевых шламов в накопителях приводит к химическому загрязнению подземных вод и почв, образованию избыточных рассолов, требует безвозвратного отчуждения значительных площадей сельскохозяйственных земель. Хранение огромного количества жидких отходов калийного производства, проблема их переработки и утилизации является чрезвычайно актуальной экологической проблемой, к решению которой в течение нескольких десятилетий привлечено внимание химиков и горняков.

Глинистую составляющую выделяют на начальных стадиях процесса обогащения сильвинитовой руды (до обработки флотационными, гидрофобизирующими и антислеживающими реагентами, необходимыми для получения калийных удобрений) [2]. В глиносодержащих отходах калийного производства содержится до 12 % KCl, 15–20 % NaCl, 35–40 % глинистых минералов, остальное – вода. Действующие технологии добычи и

обогащения калийной руды направлены на максимально полное извлечение калийной соли, однако с глинисто-солевыми шламами в шламохранилища ежегодно направляются сотни тысяч тонн хлорида калия. Кроме калия, в этих отходах содержатся другие ценные компоненты – натрий, бор, магний, кальций, железо и отсутствуют токсичные химические вещества.

С позиций ресурсосбережения и рационального природопользования вопросы переработки и использования отходов калийного производства требуют серьезного подхода. Необходима разработка новых технологий, дополняющих основное производство калийных удобрений, позволяющих переработать отходы в целевые продукты и снизить потери хлорида калия. Непосредственное использование глиносодержащих отходов калийного производства практически невозможно, что обусловлено его жидкой формой и высоким содержанием водорастворимых солей. До настоящего времени попытки разработать способ переработки и использования глинисто-солевых отходов не были успешными. К примеру, предлагаемые способы удаления жидкой фазы путем сушки при термообработке являются энергозатратными, так как глина тонкодисперсна (70 % частиц с размером 20 мкм, удельная поверхность – более 15 м<sup>2</sup>/г) и хорошо удерживает влагу. Отсутствие в составе шламов крупных частиц или прочных агломератов из мелких частиц глины делает технически невозможным разделение дисперсий с помощью разного рода фильтрующих перегородок, а тонкодисперсный состав существенно снижает эффективность разделения в поле центробежных сил. Кроме того, предлагаемые ранее способы не ориентированы на ресурсосбережение, так как не позволяют выделить из глинисто-солевых шламов полезные продукты, в первую очередь, калий.

Сотрудниками Института общей и неорганической химии НАН Беларуси разработана новая комплексная технология переработки глинисто-солевых отходов калийного производства, основанная на химическом процессе фазового разделения с использованием полимерных флокулянтов. Целенаправленное воздействие полимеров на глинисто-солевую дисперсию обеспечивает структурирование глинистого осадка (рис. 1) и позволяет механически отделить жидкую фазу (солевой раствор) на фильтрующем оборудовании от твердой фазы (глина).



*Рис. 1. Фотографии солевой дисперсии глины в исходном состоянии (а), после введения флокулянта(б) и после фильтрации (в)*

Разработанная технология переработки глиносодержащих отходов калийного производства обеспечивает выделение и использование жидкой солевой фазы и получение гранулированного продукта на основе твердой фазы. Фазовое разделение предварительно сфлуктурированной глинисто-солевой дисперсии осуществляется на ленточном фильтр-прессе. Жидкая фаза (солевой раствор) возвращается в основной процесс обогащения сильвинитовых руд. Твердая фаза после отделения солевого раствора (продукт глинистый минерализованный) представляет собой однородную пластичную массу с влажностью 28–30 % и содержит (масс. % по сухому веществу) глины – 75–80, хлорида калия (KCl) 8–10, хлорида натрия (NaCl) 12–14, полимера 0,1–0,2, микроэлементы. Полимер оказывает существенное влияние на структуру и свойства глинистого материала: повышает пластичность, улучшает влагоудерживающие способности, снижает скорость вымывания питательных элементов, уменьшает адгезионную способность. Благодаря ценному составу и свойствам, продукт глинистый минерализованный представляет интерес в качестве удобрения – источника питательных элементов, необходимых растениям для роста и развития.

Известно, что с практической точки зрения хранение, транспортировку и внесение в почву удобрений целесообразно осуществлять в гранулированной форме. Установлено, что в процессе гранулирования продукт глинистый минерализованный хорошо совмещается как с минеральными солями (калийные, азотные, фосфорные), так и органическими веществами (торф, сапропель, гуматы), благодаря чему на одной технологической линии могут быть получены гранулированные удобрения широкого состава. Это позволяет не только использовать ценный состав продукта глинистого минерализованного (калий, натрий, микроэлементы), но и усилить его компонентами, необходимыми для питания растений.

Применительно к продукту глинистому минерализованному, исходя из его уплотняемости и формуемости, наиболее подходящим способом гранулирования является метод агломерации или окатывания [1].



Выбор конкретного типа оборудования для гранулирования продукта глинистого минерализованного затруднен из-за формирования кусков размером от 1 до 5 см при «срезании» пласта с фильтроткани ленточного фильтра (рис. 2) и высокой влажности продукта глинистого минерализованного.

**Рис. 2. Обезвоженный глинисто-солевой шлам калийного производства**

Показано, что для достижения высокого выхода гранул товарной фракции (1–5 мм), обладающих высокой механической прочностью, процесс гранулирования необходимо проводить при влажности гранулируемого материала 12–18 %. Регулирование влажности сырьевой смеси достигается введением в процесс ретура в

количестве 40–50 % от общей массы гранулируемого материала. В указанном интервале влажности гранулируемый материал обладает максимальной пластической прочностью за счет проявления капиллярных сил сцепления. На основании полученных результатов исследования сделан вывод о необходимости предварительного смешения влажного продукта глинистого минерализованного с ретуром, что позволит разбить куски влажного материала, достичь равномерного распределения ретура и оптимальной влажности гранулируемого материала по всему объему. Установлено, что процесс гранулирования продукта глинистого минерализованного следует проводить в смесителе-грануляторе с лопастями, имеющими широкий захват, что обеспечивает активное перемешивание материала.

Агрохимические испытания удобрения на основе продукта глинистого минерализованного, выполненные в 2012–2015 гг. показали, что при его использовании урожай сахарной и столовой свеклы увеличивается на 30–54, картофеля на 32–38 ц/га, биометрические показатели (высота, диаметр, длина корня) ели и сосны возрастают в 1,3–1,8 раза по сравнению со стандартным калийным удобрением при одинаковом внесении по калию. Урожай свеклы и картофеля, выращенных на дерново-подзолистой рыхлосупесчаной почве после внесения мелиоранта на основе продукта глинистого минерализованного, увеличился на 53 и 34 ц/га, соответственно.

Таким образом, разработанная комплексная технология переработки глинисто-солевых отходов калийного производства позволяет решить актуальную прикладную проблему калийной промышленности. Основой технологии является выделение из отходов жидкой фазы с высоким содержанием хлористого калия, которая возвращается в технологический процесс, и получение гранулированных удобрений на основе твердой фазы глиносодержащих отходов.

#### Литература

1. Гранулирование удобрений / П. В. Классен, И. Г. Гришаев. -Москва: «Химия», 1982. -315 с.
2. Технология калийных удобрений / Под ред. В.В Печковского. – Мн: Вышэйш. школа, 1968. – 264 с.

## ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТОГО ЗАПОЛНИТЕЛЯ ИЗ ДАЦИТОВЫХ ПОРФИРОВ

**Б.М. Махмудов**

*Научный руководитель доцент У.А. Газиев*

*Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Узбекистан*

Объектами исследования для получения пористого заполнителя послужили дацитовые порфиры месторождения Каракия, наиболее мощного магматического образования и самое близкое из перечисленных семи месторождений к городам. Алмалыку, Ангрену, Ташкенту как крупных районных центров Республики Узбекистан и зауглероженная Ангренская каолинистая зауглероженная глина-отход угледобывающей промышленности.

Соотношение компонентов принимали в следующих количествах: дацитовые порфиры, как основное исходное сырье в шихте, составило 90%, а в качестве пластифицирующей добавки – каолинистая зауглероженная глина 10%.

Следовательно, при существующих темпах производительности разреза, в отвал ежегодно выбрасывается более 3 млн. тонн зауглероженного пласта каолинистой глины.

Для экспериментальных исследований пробы глины отбирали непосредственно в карьере, в составе которой содержится до 40% угля в тонкодисперсном состоянии.

Дацитовый порфир дробили на щековой дробилке, затем обрабатывали на вальцах тонкого помола, просеивали на сите с диаметром отверстия 1,25 мм.

По лабораторным исследованиям можно разработать технологию и режимы производства гравиеподобного пористого заполнителя. Планируя экспериментальную часть этой работы, в основу был положен технологический процесс производства керамзита, хотя объектами исследования оказались материалы не вспучивающиеся, а спекаемые, т.е. с уменьшением в объеме каждой гранулы – дацитовый порфир с каолинистой глиной, которые,



как установлено, не вспучиваются, а спекаются. Однако в связи тем, что агломерационный процесс спекания, из-за значительной потери тепла при спекании, не может обеспечить полноту химических реакций между оксидом кальция и оксидами кремния, глинозема, железа, калия, натрия содержащихся в дацитовых порфирах, необходимо было изыскать такой спекаемый агрегат как вращающаяся печь, применяемый для вспучивания монтмориллонитового сырья, так как аккумуляция тепла в такой печи обеспечивает необходимые процессы, запланированные в данной работе.

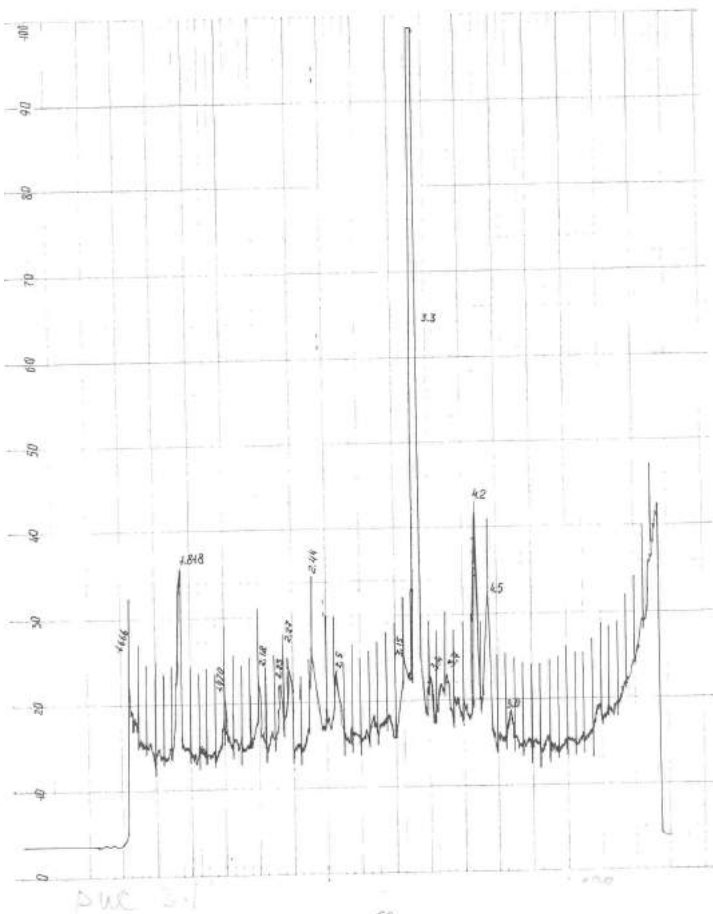
Образование месторождений дацитовых порфиров – вулканических стекловатных пород в Центрально-Азиатском регионе – Казахстане, Киргизстане и Узбекистане приурочено к отдельным участкам при развитии вулканизма в наземных условиях.

Петрографический анализ дацитовых порфиров показал вкрапление плагиоклаза, темноцветных материалов биотита величиной 0,3-1 мм, кварца. Основная масса породы состоит из хлорита, кальцита, магматита, апатита. Стекол в породе нет, структура слоистая.

Изучение физико-механических свойств показало, что температура вспучивания 1250 – 1300 °С, объемная масса спеченного материала > 1, коэффициент вспучивания 1,2. Механическая прочность при сжатии породы перпендикулярно слоям 15,0 МПа, а прочность по слоистой структуре 2,5 МПа. Однако следует отметить, что после разрушения дацитовой породы образуется до 90% щебня лещадной формы

Ангренскую глину предварительно выдерживали при +20 °С, затем измельчали и просеивали через сито № 1,25 мм.

Для определения полноты физико-химических свойств необходимо определить фазовый состав. Рентгеноструктурный анализ готовой продукции, обожженной при 1150 °С, показал рефлексы с  $d = 0,423$ ; 0,387; 0,245; 0,230 нм, характерных для шпинелей и кордиерита с межплотными расстояниями  $d = 0,4004$ ;



0,344; 0,265; 0,211; 0,167 нм. Кроме этого, отмечаются пики с  $d = 0,424$ ; 0,336; 0,227; 0,182; 0,166; 0,153 нм, характерные для кварца. Сравнение рентгенограмм пористого заполнителя, полученного агломерационным путем с заполнителем, изготовленного по керамзитовой технологии показало, что пики, характерные для новообразований в пористом заполнителе гравиеподобной смеси несколько увеличены, обуславливающие более полное химическое взаимодействие между ангреной глиной, карбонатами и ангидрита  $Fe_2CO_3$ . Количество новообразований увеличилось за счет тонкого измельчения исходных материалов сырья. На рис. 1 представлена рентгенограмма обожженного пористого заполнителя гравиеподобной формы, обожженной при 1150 °С в течение 20 минут. Он имеет повышенную прочность при сдавливании в цилиндре (более 5 МПа) [1], однако у него снижается водопоглощение до 12% особенно у мелких фракций (5 мм). Поэтому считаем, что оптимальная температура спекания пористого заполнителя не должна превышать 1100 °С при выдержке 20-25 мин.

**Рис. 1. Рентгенограмма пористого заполнителя гравиеподобной формы, обожженного при 1150 °С выдержке 20 минут**

В зависимости от указанных трех составов, по содержанию глины, изготавливали шихту и увлажняли из расчета влажности шихты 15-18%. Формовку гранул в лабораторных условиях осуществляли на шнековом грануляторе.

Формовали гранулы диаметром 5-20 мм. После формовки гранулы высушивали и ставили на спекание в предварительно разогретую муфельную печь до 1100 – 1150 °С. Выдержка при обжиге составляла 20-30-40 минут,

исходя из режима вспучивания стандартного керамзита во вращающейся печи. В связи с тем, что дацитовые порфиры не вспучиваемое сырье, то гранулы обжигали в указанном режиме.

Для обжига гранул в разогретой печи необходимо было изготовить поддоны из специального огнестойкого металла в виде небольшого протвиня, на который насыпали определенное количество гранул диаметром 5 или 20 мм. Время выдержки соблюдали при двух температурах от 1100 до 1150 °С. Результаты проведенных экспериментов сведены в таблицы 1.

Таблица 1

*Физико-механические свойства гравиеподобного заполнителя по керамзитовой технологии*

№	Свойства заполнителя	Единица измерения	Фракции, мм	
			5-10	10-20
Выдержка 20 мин при температуре 1100 °С				
1	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	610	600
2	Прочность при сдавливании в цилиндре	МПа	3,0	2,3
3	Водопоглощения	%	16,5	17,3
4	Потери масс при:			
	- прокаливании	%	Нет	1,2
	- железистом распаде	%	Нет	0,8
	- силикатном распаде	%	Нет	1,6
	- кипячении в воде	%	Нет	0,5
5	Морозостойкость	циклы	15	15
Выдержка 30 мин при температуре 1100 °С				
1	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	650	630
2	Прочность при сдавливании в цилиндре	МПа	4,9	4,5
3	Водопоглощения	%	15,4	16,4
4	Потери масс при:			
	- прокаливании	%	Нет	Нет
	- железистом распаде	%	Нет	Нет
	- силикатном распаде	%	Нет	Нет
	- кипячении в воде	%	Нет	Нет
5	Морозостойкость	циклы	25	25
Выдержка 40 мин при температуре 1150 °С				
1	Плотность	кг/м <sup>3</sup>	660	630
2	Прочность при сдавливании в цилиндре	МПа	5,5	5,1
3	Водопоглощения	%	12,3	14,1
4	Потери масс при:			
	- прокаливании	%	Нет	Нет
	- железистом распаде	%	Нет	Нет
	- силикатном распаде	%	Нет	Нет
	- кипячении в воде	%	Нет	Нет
5	Морозостойкость	циклы	25	25

По результатам эксперимента (табл.1) можно заключить, что температура 1100 °С при выдержке 20 минут по всем показателям обожженные гранулы удовлетворяют требования КМК на аглопорит, а по прочностным показателям превышают требования на керамзит. Однако необходимо отметить, что при обжиге одной фракции 5 или 20 мм материал действительно нормально и хорошо спекался, поэтому необходимы исследования обжига гранул одновременно двух фракций 5-10 мм и 10-20 мм.

**Литература**

1. Петров В.П. Теоретические и практические основы получения пористых заполнителей из топливосодержащих отходов промышленности: Диссертация ... докт. техн. наук. – Самара, 2007. – 402 с.

**ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ТРЕХСЛОЙНЫЕ СТЕНОВЫЕ ПАНЕЛИ СО СРЕДНИМ  
ЭФФЕКТИВНЫМ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫМ СЛОЕМ ИЗ НИЗКОПРОЧНЫХ БЕТОНОВ  
НА ОСНОВЕ РИСОВОЙ ШЕЛУХИ**

**Б.А. Махсудов**

*Научный руководитель профессор Х.А. Акрамов*

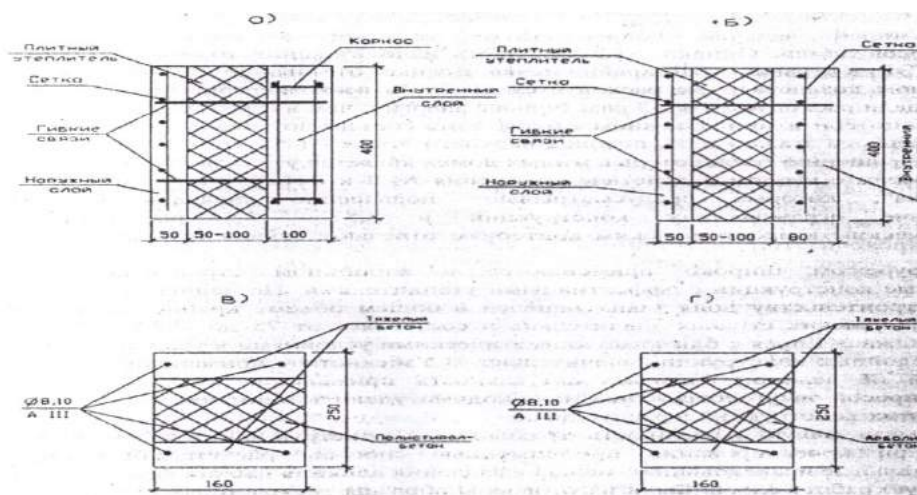
*Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Республика Узбекистан*

Основной проблемой современного этапа развития жилищно-гражданского строительства является обеспечение значительной экономии топливно-энергетических ресурсов не только при производстве строительных материалов и изделий, но и при эксплуатации зданий и сооружений, на отопление которых тратится до 20 % всех энергоресурсов.

Проведенные работы показали, что в настоящее время наружные стены сплошной (однородной) конструкции, в легкобетонные, кирпичные, деревянные и ячеистобетонные не удовлетворяют современным теплотехническим и экономическим критериям. Для обеспечения теплозащитных свойств, независимо от основного материала, конструкция стены должна быть слоистой с использованием эффективного утеплителя.

Применение трехслойных ограждающих конструкций за счет повышенного термического сопротивления утеплителя даже при уменьшении толщины стен и крыш (в 2–3 раза) позволяет повысить их сопротивление теплопередаче в 2–2,5 раза сократить расход материала, обеспечить стабильный тепловлажностный режим в помещениях, для которых заданный микроклимат является решающим фактором с точки зрения эксплуатационных требований.

Техническая целесообразность применения трехслойных конструкций в строительстве объясняется и возможностью облегчения веса ограждающих конструкций, что позволяет увеличивать пролеты между опорными конструкциями и создавать свободную планировку сельскохозяйственных объектов, уменьшить инерционную массу, повысить сейсмостойкость здания.



*Рис. 1. Трехслойные железобетонные образцы а,б - с гибкими связями; в,г - с монолитными слоями*

Использование трехслойных конструкций способствует также повышению качества строительства – улучшению теплозащитных свойств сооружений; увеличению звукоизолирующей способности конструкций; приданию зданиям и сооружениям современного вида, требуемых декоративных и художественных качеств.

Трехслойные конструкции состоят из двух наружных железобетонных слоев и слоя утеплителя между ними. Наружные слои соединяются между собой, как правило, в процессе изготовления с помощью сварных арматурных каркасов или другими способами, обеспечивающими общую прочность и жесткость панели (рис. 1). В качестве утепляющего слоя применяют пенопласты, пеностекло, пенополистирол, минераловатные блоки, а также различные низкопрочные бетоны, такие как керамзитобетон, крупнопористый бетон, перлитобетон, арболитобетон и другие бетоны, средняя плотность которых составляет 400...800 кг /м<sup>3</sup>.

С позиций ресурсосбережения и решения экономических задач перспективно использование для среднего утепляющего слоя арболитобетона, обладающего высокими теплозащитными свойствами ( $\lambda_0 = 0,07...0,1$  Вт/м °С). Для его производства в республике имеется практически неограниченная сырьевая база (стебли хлопчатника) и обеспечивается воспроизводимость сырья для заполнителя. Арболитобетон — лёгкий бетон на основе цементного вяжущего, органических заполнителей (до 80-90% объёма) и химических добавок. Также известен как древобетон. В качестве органического заполнителя применяется измельчённая древесина (древобетон), костра льна или конопля (костробетон), дроблёная рисовая солома или дроблёные стебли хлопчатника. Для минерализации наполнителя используют хлорид кальция, нитрат кальция, жидкое стекло или иные вещества, блокирующие негативное действие органических веществ на затвердевание цемента.

Арболитобетон обладает повышенной прочностью на изгиб, очень хорошо поглощает звуковые волны.

Арболитобетон не поддерживает горение, удобен для обработки. Конструкционные виды обладают высоким показателем прочности на изгиб, могут восстанавливать свою форму после временного превышения предельных нагрузок.

К недостаткам арболитобетона можно отнести пониженную влагостойкость. Наружная поверхность конструкций из арболитобетона, соприкасающихся с атмосферной влагой, должна иметь защитный отделочный слой. Влажность воздуха в помещениях со стенами из арболитобетона желательно поддерживать не выше 75%.

Утилизация отходов рисопереработки в энергосберегающем режиме позволит сократить площади сельскохозяйственных земель, занимаемых этими отходами и снизить выбросы токсичных веществ в атмосферу, выделяемых при пиролизе рисовой шелухи вследствие деструкции ее компонентов.

Одним из перспективных направлений утилизации рисовой шелухи без ее термохимической переработки является создание новых теплоизоляционных материалов с использованием рисовой шелухи в качестве наполнителя.



*Рис. 2. Рисовая шелуха*

В условиях активного проведения политики внедрения ресурсосберегающих технологий и предотвращения загрязнения окружающей среды существенное значение приобретает утилизация рисовой шелухи в энергосберегающем режиме, то есть в ее естественном виде, в частности, получение композиционных материалов различного назначения. При этом решаются как задачи комплексного использования растительного сырья, так и экологические проблемы в регионах рисопереработки (рис. 2).

Следует отметить, также что в настоящее время одной из актуальных задач современной технологии строительных теплоизоляционных материалов является поиск альтернативных видов сырья для замены дорогостоящих и дефицитных ингредиентов, к которым относятся, например, полимерные наполнители.

Теплоизоляционные материалы широко применяются в отечественной и зарубежной практике при строительстве жилых и промышленных зданий, а также для теплозащиты технологического, энергетического и холодильного оборудования. Теплоизоляционные материалы – разновидность строительных материалов, характеризующихся малой теплопроводностью. Разность температур в средах, разделенных ограждением, приводит к переходу тепла от нагретой к холодной среде.

Объемный вес бетона, приготовленного на основе рисовой шелухи приравнивается к объемной массе самого легкого бетона. Основным параметром бетона на основании рисовой шелухи является хорошая теплоизоляция. Приготовлении бетона на основе рисовой шелухи в лабораторных условиях с добавлением воды вместе с жидким стеклом, дает возможность промывания пыли, обволакивающей рисовую шелуху. Добавление жидкого стекла улучшает цементацию рисовой шелухи.

При приготовлении трехслойных панелей с утеплителем два слоя из тяжелого бетона и теплоизолирующий слой соединяется с помощью гибкой связи. При использовании для теплоизолирующего слоя особо легкого бетона на основании рисовой шелухи дает возможность наилучшей связи между слоями трехслойной панели. В качестве связующего в трехслойных панелях используется портландцемент, который придает прочность и эффективность изделиям. Использование рисовой шелухи при приготовлении трехслойных панелей дает возможность утилизации отходов сельхозпродуктов и приводит к понижению себестоимости панелей. Такие панели являются энергосберегающими и приводят к значительной экономии энергоносителей.

#### Литература

1. Акрамов Х.А. Работа трехслойных железобетонных стеновых панелей. «Бетон и железобетон». – Москва, 2001.
2. Акрамов Х.А. Трехслойные изгибаемые железобетонные стеновые панели с гибкими связями и эффективным утеплителем. – Ташкент: Фан, 1999.

ОБЕСКРЕМНИВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ

И.С. Медянкина

Научный руководитель ст.н.с. Л.А. Пасечник

Институт химии твердого тела УрО РАН, г. Екатеринбург, Россия

Вопрос утилизации отходов (шламов, шлаков, хвостов) металлургических производств не теряет своей актуальности, а публикационная активность в направлении рационального природопользования во всем мире с каждым годом неуклонно растет. Большая часть разрабатываемых способов переработки отходов не находит своего применения в промышленном масштабе, поэтому вопрос по комплексному использованию сырья остается открытым. Несомненно, основным источником получения разных видов кремнезема является кварцевый песок, но альтернативным источником, могут стать текущие техногенные отходы, для добычи и разведывания которых материальные вложения уже не требуются.

В проводимой работе рассматриваются процессы гидрохимического и термического фторирования гидрофторидом аммония ( $\text{NH}_2\text{HF}_4$ ) техногенных отходов с содержанием кремния 10 и 50 мас. % – красный шлам глиноземного производства и хвосты мокрой магнитной сепарации после обогащения титаномагнетитовой руды.

Метод спекания предусматривает обескремнивание (сублимация гексафторосиликата аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$  в процессе взаимодействия реагента с сырьем и улавливание сублимата водным раствором [1]. Осаждение  $\text{SiO}_2$  с использованием  $\text{NH}_4\text{OH}$  следует выделить в отдельную стадию. Процесс фторирования начинается при смешивании исходного сырья с реагентом при комнатной температуре и продолжается до 270 °С в реакторе. При повышении температуры газообразный  $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$  выводится из реактора потоком воздуха и улавливается водным раствором. Продолжительность и температурный режим фторирования можно изменять в зависимости от требуемого состава конечных продуктов – комплексных фторометаллатов аммония или фторидов металлов.

Твердые спеки после фторирования при 350 °С хвостов и при 400 °С красного шлама практически полностью растворяются в 1 %  $\text{HCl}$ . Не выщелачивается только магнетит, исходно входящий в состав хвостов. В водный раствор при кипячении переходит от 10 до 40 % железа. После пирогидролитического вскрытия профторированного спека остаются нерастворимыми фториды алюминия и кальция.

Нейтрализация раствора поглощения гексафторосиликата аммония аммиаком приводит к осаждению  $\text{SiO}_2$  по реакции (1). Легко отделяемый из раствора фторида аммония аморфный  $\text{SiO}_2$  получается в нанодисперсном состоянии достаточно высокой степени чистоты.



Гидрохимическое фторирование раствором  $(\text{NH}_2\text{HF}_4)$  показало возможность отделения кремния в виде растворимого комплекса  $(\text{NH}_4)_2\text{SiF}_6$ . Фтороаммонийные комплексные соли алюминия, железа и титана остаются в нерастворимом остатке. Из высококремнистого красного шлама (20 %  $\text{SiO}_2$ ) получен продукт с содержанием  $\text{SiO}_2 \geq 50\%$ , удельная поверхность чистого  $\text{SiO}_2$  составила 350  $\text{дм}^3/\text{г}$ . Определены структурные и морфологические особенности конечного целевого продукта – наноразмерного кремнезема, который может найти применение для наукоемких отраслей производства – электроника, энергетика, оптика, металлургия, медицина и фармацевтика [2].

Оксид кремния относительно невысокой степени чистоты найдет применение для изготовления тепло- и огнестойких резин, как компонент строительных смесей и полимерных материалов и др. Промежуточное соединение – гексафторосиликат аммония является антисептическим и инсектицидным средством в сельском хозяйстве, для фторирования воды и др. [3]. Еще один продукт – смесь фторидов кальция и алюминия может быть использована при производстве электролитического алюминия.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Комплексной программы фундаментальных научных исследований Президиума Уральского отделения РАН (проект № 15-11-3-20).*

Литература

1. Синтез наночастиц аморфного кремнезема фторидным методом / Римкевич В.С., Пушкин А.А. [и др.] // Перспективные материалы. – 2011. – № 13. – С. 768 – 774.
2. Борисов В.А. Определение оптимальных параметров сублимационной очистки гексафторосиликата аммония от примесей / В.А. Борисов, А.Н. Дьяченко, А.С. Кантаев // Известия Томского политехнического университета, – 2010. – № 3. – Т. 317. – С. 73–76.
3. Чукин Г.Д. Химия поверхности и строение дисперсного кремнезема. – М.: Принта, 2008. – 172 с.

## АЛЬТЕРНАТИВА МИНЕРАЛЬНЫМ СЫРЬЕВЫМ РЕСУРСАМ

А.А. Мухамедбаев, Т.Ж. Пиримов

Научный руководитель доцент А.А. Мухамедбаев

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г. Ташкент, Республика Узбекистан

Ташкентский химико-технологический институт, г. Ташкент, Республика Узбекистан

Вопросы энерго- и ресурсосбережения в XXI веке становятся более большими точками во всех отраслях технологического производства. С каждым годом увеличиваются объемы использования естественных не восстанавливаемых минеральных сырьевых ресурсов. Одной из таких отраслей является химическая технология строительных материалов, в частности производство цементного вяжущего [1-3].

В последние годы в мировой цементной промышленности наблюдается существенное снижение доли клинкера в цементе. По данным [4], в 1990 г. содержание клинкера в цементе составляло 0,9 кг/кг, а в 2003 г. оно снизилось до 0,85 кг/кг цемента. Это означает, что 0,15 кг/кг цемента составляют альтернативные материалы, которые рассматриваются как добавки. Немаловажным фактором использования таких материалов является возможность изготовления цементов с низкой себестоимостью, используя отходы других производств.

Одной из направлений утилизации отходов в производстве цемента является использование их в качестве минеральной добавки к цементу. На сегодняшний день производство портландцемента с содержанием минеральных добавок (ПЦ Д-20) лидирует в сегменте этого вяжущего. Это и обуславливает изыскание и нахождение новых активных минеральных добавок.

Общезвестно [5], что глины при естественном состоянии не демонстрируют свою гидравлическую активность. Термическая активация большинства глин и глинистых веществ при температуре 500-900 °С приводит к проявлению этого свойства. Гидравлическая активность оценивается по поглощению количества СаО испытуемым веществом за определенный промежуток времени. Максимум разложения глинистых минералов лежит для всех глин в области реальных температур дегидратации 600-700°С.

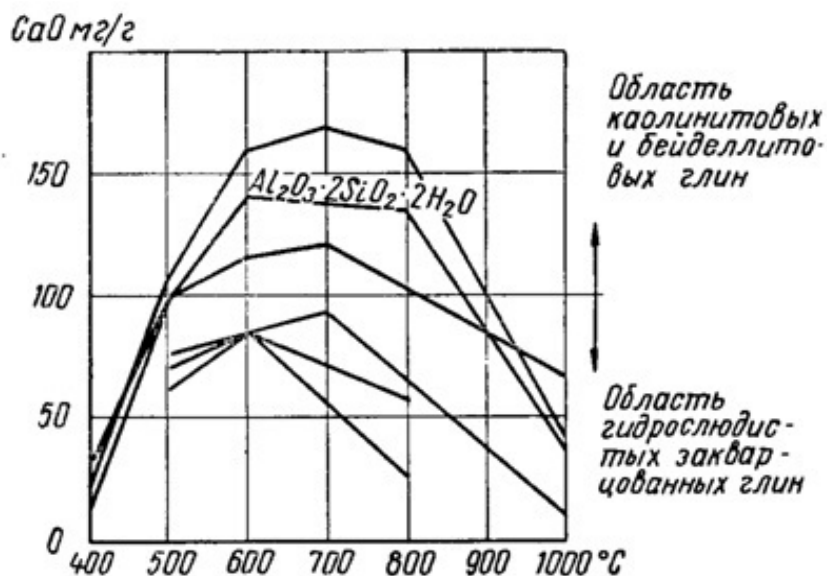


Рисунок. Гидравлическая активность обожженных глин [5]

В связи с этим наши исследования были направлены на нахождение и разработку новой минеральной добавки на основе отходов промышленности.

В исследованиях использовали топливные золошлаки, глиеж, сталеплавильные шлаки и предварительно термообработанный песчаный отход каолина (ТООК). Во всех случаях в роли основного компонента минеральной добавки использовали ТООК. В качестве контрольного цемента был выбран портландцемент М 400 Д-0. Приведенные в таблице составы измельчали в лабораторной шаровой мельнице МБЛ-1 в течение 60 минут, при котором достигается требуемая тонина помола вяжущего ( $S_{уд} \geq 3000 \text{ см}^2/\text{г}$ ). Определение прочности составов проводили после пропарки и 28 суточного твердения в воде. Результаты исследований приведены в таблице.

Результаты исследований показали возможность использования самой ТООК в составе цемента до 20%, при котором не ухудшаются прочностные характеристики цемента. Также исследования показали возможность использования ТООК с другими минеральными добавками. В этом случае увеличение общего количества минеральной добавки более 25% по массе приводило к ухудшению прочности вяжущего.

Таким образом, исследованиями было установлено возможность использования ТООК в качестве активной минеральной добавки к цементу. Получение портландцементы марки М400 Д-20 при использовании ТООК и ее

**СЕКЦИЯ 15. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

смесей с другими минеральными добавками.

*Таблица*

**Прочностные характеристики цементов**

пример	Состав цемента, мас. %				Предел прочности при сжатии, МПа	
	клинкер	гипс	ТООК	Минеральная добавка	После пропарки при 95 °С	28 сут. водного хранения
б/д цем.	95	5	-	-	28,5	42,2
				Топливные золошлаки		
1	80	5	15	-	27,9	43,8
2	75	5	20	-	28,1	44,2
3	60	5	35	-	26,0	38,4
4	80	5	5	10	27,3	40,7
5	75	5	15	5	28,0	42,7
6	60	5	15	20	25,2	37,6
				Глиеж		
7	80	5	5	10	27,9	43,8
8	75	5	15	5	28,1	44,2
9	70	5	5	20	24,2	39,0
				Сталеплавильные шлаки		
10	80	5	5	10	26,2	41,7
11	75	5	15	5	28,0	42,3
12	70	5	5	20	25,3	40,1

**Литература**

1. Рояк С.М., Рояк Г.С. Специальные цементы: Учеб. пособие для вузов. -2е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1983. – 279 с.
2. Теория цемента / Под ред. А.А. Пашенко. – К.: Будівельник, 1991. – 168 с.
3. Колокольников В.С. Производство цемента. Учеб. пос. для индив. и бригад. обуч. рабочих на производстве. М., «Вышш. школа», 1967. – 303 с.
4. Кройчук Л.А. Цементы с пониженным содержанием клинкера в мировой цементной промышленности // Строительные материалы. – 2006. – № 9. – С. 45 – 47.
5. Книгина Г.И. Строительные материалы из горелых пород. – М.: «Стройиздат», 1966. – 204 с.

**УДАЛЕНИЕ ИОНОВ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ С ПОМОЩЬЮ ПРИРОДНЫХ ЦЕОЛИТОВ**

**А.М. Овчаренко, Н.Б. Шахова**

*Научный руководитель доцент Ю.Ю. Мирошниченко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Проблема получения питьевой воды, удовлетворяющей нормативным требованиям согласно СанПиН 2.1.4.1074 – 01, актуальна для многих регионов России [3]. По химическому составу примеси можно разделить на два типа: минеральные и органические [1]. Основную трудность при водоподготовке вызывают ионы тяжелых металлов, таких как железо, никель, марганец, цинк, медь, свинец [2]. К органическим примесям относятся гумусовые вещества, вымываемые из почв и торфяников. Совместное присутствие указанных примесей может способствовать образованию коллоидных растворов, что создает дополнительные сложности в технологиях водоподготовки [4].

В последние годы стремительно возрастает интерес к природным цеолитам, ввиду их молекулярно-ситовых свойств, сорбционной активности и селективности по отношению к катионам металлов [6]. Основными месторождениями в Сибири являются Пашенское месторождение, расположенное в Красноярском крае и Пеггаское, расположенное в Кемеровской области. Химические состав цеолитовой породы (Пеггаское месторождение) представлен следующими оксидами, мас. %: SiO<sub>2</sub> – 62,7; Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 13,6; CaO – 5; MgO – 2,5; K<sub>2</sub>O – 5; Na<sub>2</sub>O – 2,1; H<sub>2</sub>O – 9.

Целью настоящей работы является исследование возможности улавливания ионов тяжелых металлов с помощью цеолитсодержащих пород Пашенского и Пеггаского месторождений.

Материалы и методы исследования

Для определения степени улавливания ионов металлов была изготовлена гибридная установка на основе СВС фильтрующего элемента и цеолитовой колонны, схема установки представлена на рисунке 1.

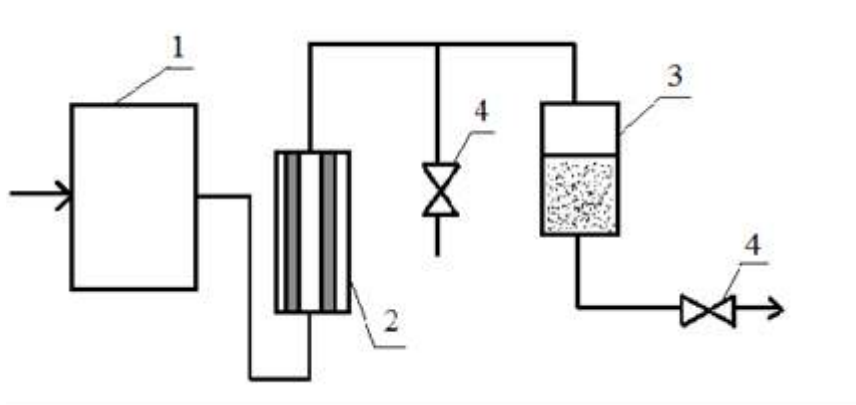


Рис. 1 Блок-схема гибридной установки: 1 – переставный насос ТУР-372,1; 2 – СВС-фильтрующий элемент (получены в ИФВТ ТПУ) [5], 3 - цеолитовая колонна; 4 – отводы.

Концентрацию ионов железа (II) определяли фотоколориметрически согласно ГОСТ 4011-72 с о-фенантролином, марганца согласно ГОСТ 4974-72, цинка согласно ГОСТ 18293-72, меди согласно ГОСТ 4388-72, свинца согласно ГОСТ 18293-72, хрома согласно ГОСТ 52962-2008, никеля по методике с диметилглиоксимом по методике [7] с помощью прибора КФК-3.

Результаты и их обсуждение

В таблицах 1 и 2 приведены значения концентраций ионов исходных модельных растворов до и после фильтрации через СВС-фильтр, через колонку с цеолитами при  $V_d = 6,6$  м/ч, а также приведены значения ПДК для всех катионов.

Таблица 1

Концентрация ионов в воде до и после фильтрации через СВС-фильтр и Пашенский цеолит

Концентрация, мг/л	Ионы						
	Fe <sup>2+</sup>	Cu <sup>2+</sup>	Ni <sup>2+</sup>	Mn <sup>2+</sup>	Zn <sup>2+</sup>	Pb <sup>2+</sup>	Cr <sup>6+</sup>
Исходная	3,00	4,11	5,52	5,85	5,21	7,05	1,50
После СВС-фильтра	2,45	3,81	5,35	5,45	4,87	6,73	1,50
После колонны с Пашенским цеолитом	0,22	<0,002	<0,001	1,15	0,71	0,03	1,5
ПДК, по СанПиН 2.1.4.1074 – 01	0,3	1,0	0,1	0,1	5,0	0,03	0,05

Таблица 2

Концентрация ионов в воде до и после фильтрации через СВС-фильтр и Пеггаский цеолит

Концентрация, мг/л	Ионы						
	Fe <sup>2+</sup>	Cu <sup>2+</sup>	Ni <sup>2+</sup>	Mn <sup>2+</sup>	Zn <sup>2+</sup>	Pb <sup>2+</sup>	Cr <sup>6+</sup>
Исходная	3,00	4,11	5,52	5,85	5,21	7,05	1,50
После СВС-фильтра	2,51	3,71	5,35	5,42	4,81	6,73	1,50
После колонны с Пеггаским цеолитом	0,06	<0,002	<0,001	1,40	0,65	0,03	1,50
ПДК, по СанПиН 2.1.4.1074 – 01	0,3	1,0	0,1	0,1	5,0	0,03	0,05

Из таблиц 1 и 2 видно, что фильтрование через СВС фильтр модельных растворов не приводит к уменьшению концентрации ионов. Следовательно, использование СВС фильтров как самостоятельных фильтрующих элементов от ионов металлов не дает положительного эффекта.

При фильтровании как на Пашенском, так и на Пеггаском цеолитах практически одинаково сорбируются ионы. Концентрация ионов железа, меди, никеля, цинка в воде не превышает ПДК согласно СанПиН 2.1.4.1074 – 01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству. Исключение составляет ионы хрома, которые не сорбируются на цеолитах.

Эффективность процесса фильтрования через гибридную установку была исследована на подземной воде п. Барабинка (Томская область). Исходный состав воды приведен в таблице 3.



**Таблица 3**

**Результаты анализа воды на водоочистой станции п. Барабинка**

Показатели качества воды	Cu <sup>2+</sup> , мг/л	Fe <sup>2+</sup> , мг/л	Mn <sup>2+</sup> , мг/л	Ni <sup>2+</sup> , мг/л	Pb <sup>2+</sup> , мг/л	Zn <sup>2+</sup> , мг/л
До обработки	0,004	8,86	1,24	0,056	0,032	0,019
После фильтрации через гибридную остановку	<0,002	0,10	0,09	<0,001	<0,001	<0,005
ПДК	1,0	0,3	0,1	0,1	0,03	5,0

Как видно из таблицы 3, обработка подземной воды на гибридной установке приводит к снижению концентрации всех ионов, практически, к полному удалению железа, снижению концентрации ионов марганца до значений, не превышающих ПДК.

Природные цеолиты могут хорошо дополнять классические технологии водоподготовки при очистке воды от ионов тяжелых металлов. В результате проведенных исследований можно рекомендовать данную гибридную установку для очистки воды от ионов тяжелых металлов.

**Выводы**

1. На примере модельных растворов показана эффективность использования цеолитов Пашенского и Пегасского месторождений для снижения концентрации ионов железа, никеля, меди, свинца и цинка до нормативных значений при линейной скорости фильтрования 6,6 м/ч.

2. Показана зависимость интенсивности сорбции ионов марганца на Пашенском и Пегаском цеолитах от линейной скорости фильтрования для цеолитовой колонны с заданными размерами.

#### Литература

1. Громовласов А.А., Копылов А.С., Пильщиков А.П. Водоподготовка: процессы и аппараты. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 272 с.
2. Даниленко Н.Б. Реакции в разбавленных растворах солей, протекающих при диспергировании металлов импульсными электрическими разрядами: Дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2007 г. – С. 13-27.
3. Драгинский В.Л., Алексеев А.П., Гетманцев С.В. Коагуляция в технологии очистки природных вод. – М.: Науч. изд., 2005. – 576 с.
4. Мачехина К.И. Процесс очистки подземных вод от коллоидных соединений железа и его аппаратное оформление: Дисс. ... канд. тех. наук. – Томск, 2013 г. – 121 с.
5. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As<sup>5+</sup>, Cr<sup>6+</sup>, Ni<sup>2+</sup> из водных сред // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 8–3. – С. 666 – 670.
6. Мержанов А.Г., Боровинская И.П. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез неорганических соединений // Доклады АН СССР. – 1972. – Т. 204. – № 2. – С. 366 – 369.
7. Юрмазова Т.А., Шиян Л.Н., Мачехина К.И. Определение кинетических параметров реакций окисления железосодержащих подземных вод озоном и кислородом воздуха для технологий водоподготовки // Современные проблемы науки и образования: элект. научный журн. 13.09.2014. URL: <http://www.science-education.ru/119-14536> (дата обращения 14.07.2014).

### ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЗОВОГО СОСТАВА ГИДРОМАГНЕЗИТОВОЙ ПОРОДЫ

**А.В. Охлопкова, Н.М. Старостин, А.А. Дитц, И.Б. Ревва**

*Научный руководитель доцент Н.А. Митина*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Гидромагнетитовая порода представляет собой сложный набор минералов – гидрокарбонатов магния, которые описываются системой MgO-CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O [1]. Это группы минералов с общей формулой xMgCO<sub>3</sub>·yMg(OH)<sub>2</sub>·zH<sub>2</sub>O и MgCO<sub>3</sub>·xH<sub>2</sub>O.

К гидрокарбонатам магния относятся барингтонит MgCO<sub>3</sub>·2H<sub>2</sub>O, несквигонит MgCO<sub>3</sub>·3H<sub>2</sub>O, лансфордит MgCO<sub>3</sub>·5H<sub>2</sub>O, покровскит Mg<sub>2</sub>(CO<sub>3</sub>)(OH)<sub>2</sub>·0.5H<sub>2</sub>O, артинит Mg<sub>2</sub>(CO<sub>3</sub>)(OH)<sub>2</sub>·3H<sub>2</sub>O, гидромагнетит Mg<sub>5</sub>(CO<sub>3</sub>)<sub>4</sub>(OH)<sub>2</sub>·4H<sub>2</sub>O, дипингит Mg<sub>5</sub>(CO<sub>3</sub>)<sub>4</sub>(OH)<sub>2</sub>·5H<sub>2</sub>O, шелковит Mg<sub>7</sub>(CO<sub>3</sub>)<sub>5</sub>(OH)<sub>4</sub>·24H<sub>2</sub>O, при этом гидрокарбонаты с общей формулой xMgCO<sub>3</sub>·yMg(OH)<sub>2</sub>·zH<sub>2</sub>O подразделяются еще на легкую и тяжелую форму с содержанием воды до 4H<sub>2</sub>O и до 5H<sub>2</sub>O соответственно. Образуется данная порода при выветривании ультраосновных пород – магнетитов, а также при естественной карбонизации бруситов. Залегают в виде прожилков и корок в серпентинитах и представляет собой серую высокодисперсную рыхлую породу. Высокое содержание оксида магния в гидромагнетитовой породе может являться предпосылкой ее использования в технологиях магнетитовых материалов, как магнетитовых вяжущих материалов, так и магнетитовых огнеупоров. Однако, природные гидрокарбонаты магния практически не применяются как высокомагнетитовое сырье, а используется для производства высокочистого оксида магния [2] в химической, фармацевтической промышленности. Кроме этого, в связи с особенностями поведения при нагревании и выделении при этом газообразных веществ, не

поддерживающих горение данные минеральные вещества могут использоваться как добавка антипирена в полимерных материалах [3].

Таким образом, в основе принципов использования природных гидрокарбонатов магния лежит их поведение при термической обработке. В связи с этим, целью данной работы является исследование изменения фазового состава и свойств гидромагнетитовой породы при термической обработке.

Использовали гидромагнетитовую породу Халиловского месторождения (Оренбургская область), химический состав породы представлен в таблице 1. Повышенное содержание (до 9,86 мас. %) оксида кремния в пробах гидромагнетита Халиловского месторождения объясняется наличием серпентиновых пород (рис. 2).

Таблица 1

Химический состав гидромагнетитовой породы Халиловского месторождения

Содержание оксидов, мас. %							
MgO	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MnO	Δ m <sub>уп</sub>	Сумма
44,23	9,86	0,69	0,52	1,17	0,029	45,33	100,00

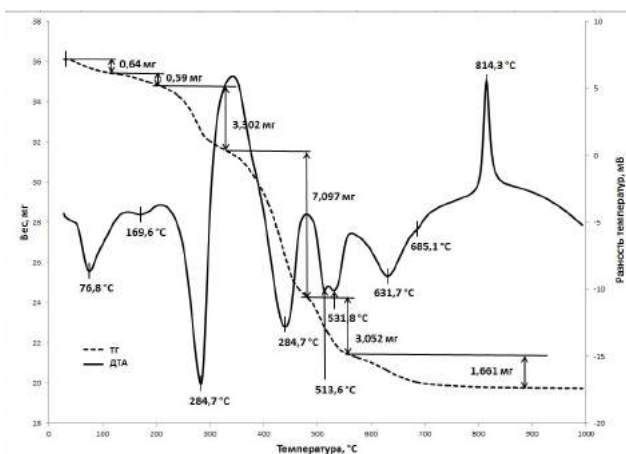


Рис. 1. Термограмма гидромагнетитовой породы Халиловского месторождения

Исследование изменения фазового состава проводили с помощью совмещенного термического анализа дифференциально-сканирующей калориметрии (ТГ/ДТА). Для этого использовали прибор для синхронного термического анализа STA 449 F3 Jupiter® NETZSCH (Германия). Образцы нагревались в воздухе с 25 до 1000 °C со скоростью 10 град/мин. Микроструктура образцов наблюдалась с помощью электронного-сканирующего микроскопа JEOL JSM 6000.

При нагревании гидромагнетитовой породы происходит разложение исходных минеральных фаз, что подтверждается наличием на термограмме (рис. 1) значительного количества эндотермических эффектов. По данным рентгенофазового анализа (рис. 2) это гидромагнетит  $Mg_5(CO_3)_4(OH)_2 \cdot 4H_2O$ , дипингит  $Mg_5(CO_3)_4(OH)_2 \cdot 5H_2O$  и несквегонит  $MgCO_3 \cdot 3H_2O$ . При этом происходит потеря кристаллизационной воды при 220-320 °C, далее отщепляется гидроксильная группа при 436,3 °C, в диапазоне температур 500-560 °C начинается декарбонизация, практически заканчивающаяся при 631,7 и 685,1 °C, здесь же происходит полная дегидратация клинохризотила. Экзотермический эффект с максимумом при 814,3 °C соответствует кристаллизации форстерита.

Для качественного подтверждения фазового состава гидромагнетитовой породы пробы прокаливали при температурах 400, 500, 600, 700, 800 и 1000 °C. После прокаливания определяли фазовый состав с помощью рентгенофазового анализа. Рентгенограммы получены на рентгеновском дифрактометре ДРОН-3 с использованием

излучением Си-анода, шаг сканирования 4°/мин, время измерения интенсивности в точках сканирования 1 с, напряжение на трубке 35 кВ, сила тока 25 мА.

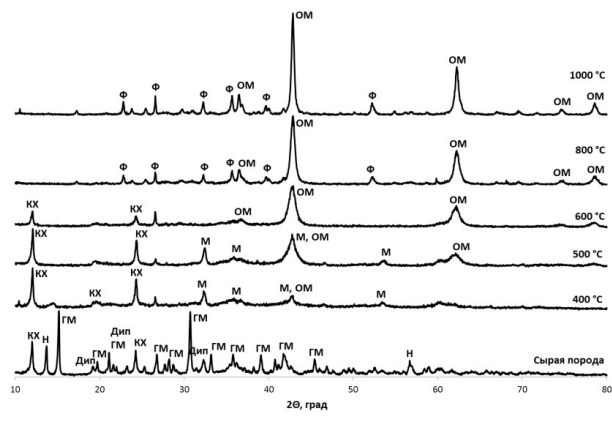


Рис. 2. Рентгенограмма гидромагнетита, исходного и прокаленного при разных температурах:  
ГМ – гидромагнетит; Дип – дипингит; КХ – клинохризотил; Н – несквегонит; М – магнетит; Ф – форстерит; ОМ – оксид магния

Данные термического анализа хорошо подтверждаются рентгенофазовым анализом (рис. 2). Фазовый состав исходной пробы гидромагнезита представлен гидрокарбонатными фазами: гидромагнезит  $Mg_5(CO_3)_4(OH)_2 \cdot 4H_2O$ , дипингит  $Mg_5(CO_3)_4(OH)_2 \cdot 5H_2O$  и несквегонит  $MgCO_3 \cdot 3H_2O$ . Также отмечается небольшая серпентинизация, выраженная в присутствии минерала клинохризотила  $Mg_3Si_2O_5(OH)_4$ , стабильного вплоть до температуры 600 °С. Нагревание пробы до температуры более 600 °С приводит к перекристаллизации его в форстерит, рефлексы которого отмечаются с 800 °С.

Нагрев гидромагнезитовой породы до температуры 400-500 °С аморфизует гидрокарбонатные фазы. Рефлексы гидрокарбонатов магния практически исчезают, но регистрируется слабокристаллическая фаза  $MgCO_3$ . Подъем температуры до 600 °С существенно меняет фазовый состав; на рентгенограмме (рис. 2) доминируют уширенные рефлексы оксида магния. Дальнейшее повышение температуры до 800-1000 °С способствует получению частиц MgO с более совершенной кристаллической структурой.

Таким образом, термический анализ гидромагнезитовой породы в совокупности с рентгенофазовым анализом позволил установить изменение фазового состава при прокаливании. Изменение фазового состава породы напрямую связано с изменением структуры и свойств минералов, слагающих породу. Это особенно важно и позволит сделать заключение об эффективном использовании данного уникального природного минерального образования.

#### Литература

1. Hopkinson L., Kristova P., Rutt K., Cressey G. Phase transitions in the system MgO–CO<sub>2</sub>–H<sub>2</sub>O during CO<sub>2</sub> degassing of Mg-bearing solutions // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2012. – V. 76. – P. 1 – 13.
2. Unluer C., Al-Tabbaa A. Characterization of light and heavy hydrated magnesium carbonates using thermal analysis // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. – 2014. – V. 115. – Is. 1. – P. 595 – 607.
3. Unluer C., Al-Tabbaa A. Impact of hydrated magnesium carbonate additives on the carbonation of reactive MgO cements // *Cement and Concrete Research*. – 2013. – V. 54. – P. 87 – 97.

### **ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И СОДЕРЖАНИЯ ЦЕННЫХ КОМПОНЕНТОВ В ЗОЛАХ УНОСА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЮЖНО-АФРИКАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

**М.С. Полонский, В.А. Желнорович**

*Научный руководитель доцент О.И. Налесник*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Структура мирового производства электроэнергии в двадцать первом веке изменяется с каждым днём. Тем не менее, наибольшую долю в нём (от 40 до 60% по различным источникам) занимают теплоэлектростанции. При сгорании угольного топлива в их топках достигается температура 1500 – 1700 °С, при этом образуются отходящие газы, состоящие в основном из углекислого газа и азота, уносящие вместе с собой мелкодисперсную минеральную золу (золу уноса). В соответствии с законами об охране воздушного бассейна, во всех странах отходящие газы подвергаются тщательной очистке, в процессе которой зола уноса улавливается электро- и рукавными фильтрами. В технологически развитых странах (Франции, Германии) зола уноса целиком используется в индустрии стройматериалов (производство цемента, кирпичей, штукатурных растворов и так далее), в остальных же странах, в том числе и в России, зола удаляется вместе со шлаком и накапливается на золоотвалах вблизи теплоэлектростанций, которые по своей суммарной площади уже превысили отметку в 20 тысяч гектар.

Очевидно, что подобное расположение золоотвалов вызывает ряд экологических проблем. Таковыми являются: сокращение площадей, пригодных для развития городской инфраструктуры и сельскохозяйственного использования; опасность загрязнения окружающей среды через вынос золы с водой на прилегающие территории и в водоёмы при разливах рек или прорывах дамб; просачивание воды отстоя вглубь земли с последующим загрязнением водоносных слоёв; распыление зол ветрами в засушливых климатических зонах. Как показывает опыт развитых стран, одним из вариантов решения данной проблемы можно считать использование золы в целом или её отдельных компонентов в различных отраслях промышленности.

Особую ценность в золах уноса представляют формирующиеся в них шарообразные муллитовые частицы – алюмосиликатные плавающие микросферы белого, желтоватого и коричневатого цветов. Такие микросферы имеют насыпную плотность от 0,35 до 0,4 г/см<sup>3</sup> и используются при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Магнетитовые микрошарики образуются при плавлении магнетита в факеле горения углей и последующем его застывании в виде сфер правильной формы. Данные сферы можно применять во многих промышленных областях: от природно-легированного железного концентрата до компонента тяжелосреднего обогащения полезных ископаемых [1].

В золе уноса содержатся несгоревшие угольные частицы, отправляемые как на вторичное энергетическое использование, так и в литейное производство.

Основной целью данного исследования стало изучение гранулометрического состава и структуры золы уноса, а также содержания в ней ценных компонентов. В исследовании использовались образцы зол уноса с трёх теплоэлектростанций Южно-Африканской Республики: №1 – MALTA, №2 – KRIEL, №3 – MATIMBA.

В процессе исследования образцов южноафриканской золы были проведены следующие эксперименты:

1. Ситовой анализ образцов для определения гранулометрического состава согласно ГОСТ 2093-82 [3].

2. Извлечение магнитной части из каждой отдельной фракции. Магнитная фракция была выделена методом извлечения при помощи неодимового постоянного магнита, расположенного на расстоянии 10 миллиметров от слоя золы толщиной 1 мм.

3. Прокаливание немагнитной и магнитной фракций для установления количества недогоревшего угля в муфельной электропечи при 800 °С в течение 5 часов, с последующей фиксацией изменения массы образцов.

4. Установление насыпной плотности через просыпание немагнитных частей фракций в мерный цилиндр.

5. Анализ немагнитной и магнитной частей отдельных фракций при помощи микроскопа USB Digital Microscope (20x-800x) и выделение плавающей микросферы.

Результаты экспериментов были систематизированы и представлены таблицами, одна из которых приводится ниже.

Таблица

Результаты исследования состава образца южноафриканской золы №3

Граничные размеры фракций, мм	$\omega$ , %	$\omega_{\text{маг}}$ , %	$\omega_{\text{нед}}$ , %	$\rho_{\text{нас}}$ , г/см <sup>3</sup>
-0,04+0	45,10	2,17	0,54	0,836
-0,063+0,04	18,68	7,96	13,25	0,800
-0,08+0,063	8,43	9,66	0,92	0,764
-0,1+0,08	5,16	13,19	1,01	0,726
+0,1	22,63	18,22	2,42	0,694

где:  $\omega$  – массовая доля золы данной дисперсности,  $\omega_{\text{маг}}$  – массовая доля магнитного концентрата в отделившихся фракциях образца,  $\omega_{\text{нед}}$  – массовая доля угольного недожога в отделившихся фракциях образца,  $\rho_{\text{нас}}$  – насыпная плотность немагнитных частей фракций образца.

По имеющимся данным были построены суммарные характеристики для фракций золы до выделения магнетита и отдельно для магнитных частей этих фракций. Одна из характеристик приводится на рисунке.

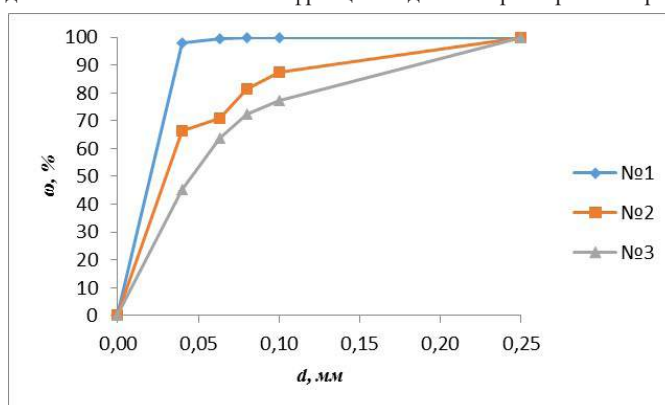


Рис. Суммарная характеристика распределения массы образца по фракциям  $d$  – размер частиц золы

Посредством ситового анализа было установлено распределение массы трёх образцов зол уноса по фракциям (отражено на суммарной характеристике выше). Наибольшая массовая доля во всех трёх образцах золы ожидаемо пришлась на самую мелкодисперсную фракцию – 40 мкм и менее. Наиболее ярко выражено подобная тенденция наблюдалась в образце золы со станции MALTA, где на самую мелкую фракцию пришлось 97,83 мас. %.

Микроскопический анализ показал, что наименьшим количеством ценных для промышленности компонентов обладает зола с электростанции MALTA. Она более светлая, чем золы с двух других электростанций, что объясняется малым содержанием магнитной фракции и недогоревшего угля в ней. Основная её масса представлена бесформенными осколками размером до нескольких мкм, встречаются также белые и светло-серые шарики с матовой поверхностью размерами до 10 мкм и более. Имеются в небольшом количестве чёрные шарики правильной (магнитная фракция) и неправильной (возможно, недогоревший уголь) формы. К этой золе близок образец, взятый со станции MATIMBA, имеющий, впрочем, часть белых шариков-микросфер.

Светлая масса золы со станции KRIEL имеет более выраженную шарообразную структуру с включениями бело-серых шариков размерами до 1 мкм и их конгломератов размерами до 10 – 20 мкм. Присутствуют в незначительных количествах блестящие белые, чёрные шарики (магнитная фракция) и частицы недогоревшего угля.

Исходя из уже имевшихся данных микроскопического анализа, во всех трёх образцах золы предполагалось обнаружить крайне малую массовую долю как магнетита, так и недогоревшего угля ввиду светлого цвета золы и преобладания глинозёма в составе. Как и предполагалось, магнетит, крайне неравномерно распределённый по фракциям, составил лишь 0,48 % от массы образца золы со станции MALTA; 4,17 % со станции KRIEL и 8,08 % со станции MATIMBA, соответственно. Недогоревший уголь, содержащийся в немагнитной части фракций, был представлен в среднем 1,78; 5,59 и 1,64 % для трёх образцов, соответственно. Подобные низкие значения

оказались характерны и для магнитной фракции всех трёх образцов.

Содержание плавающей микросферы в золе станции MALTA крайне ничтожно. В микроскоп видны только единицы белых блестящих шариков. В золах других станций фиксируется содержание их менее 0,15 % весовых. Частицы имеют размер от 100 до 40 мкм, все они белого цвета.

Ранее проведенные на кафедре общей химии и химической технологии ТПУ исследования золы Северской тепловой электростанции показали высокое содержание и коммерческую целесообразность извлечения вышеуказанных ценных компонентов при её комплексной переработке. Исходя из анализа полученных нами данных, можно сделать вывод, что выделение магнетита, угольного недожога и плавающей микросферы из Южно-Африканских зол уноса экономически невыгодно вследствие малого их содержания. В данном случае наиболее оптимальным представляется использование этих зол в качестве добавки к строительным материалам: для получения бетонов повышенной прочности и водонепроницаемости, кирпича с большими значениями пористости и удобоукладываемых штукатурных растворов. Однако, для более точной рекомендации использования этих зол необходимы дополнительные исследования.

#### **Литература**

1. Кизильштейн Л.Я., Дубов И.В., Шпицглюз А.Л., Парада С.Г. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 176 с.
2. Состав и свойства золы и шлака ТЭС: справочное пособие / В. Г. Пантелеев [и др.]; под ред. В. А. Мелентьева. – Ленинград: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. – 285 с.
3. ГОСТ 2093-82 «Топливо твёрдое. Ситовой метод определения гранулометрического состава». – Изд. офиц. – Москва: Издательство стандартов, 1983. – 27 с.: ил. – Государственные стандарты.

### **ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАФИОЛЕТА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПАЛЛАДИЯ МЕТОДОМ ИНВЕРСИОННОЙ ВОЛЬТАМПЕРОМЕТРИИ В МИНЕРАЛЬНОМ СЫРЬЕ**

**Ж.К. Сабитова**

*Научный руководитель профессор Н.А. Колпакова*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Палладий – довольно редкий металл, содержание которого в земной коре составляет  $1 \cdot 10^{-6}$  % по массе. Характеризуется сложностью выделения из руд и сложностью последующего рафинирования. Основным источником получения палладия служат сырая платина и шламы от электролитического получения никеля.

Геохимики могут назвать порядка 30 минералов, в составе которых присутствует этот металл. Самыми известными минералами, содержащими в своем составе палладий, являются палладит, брэггит, станнопалладит и потарит. Некоторые соединения до сих пор не имеют названий, из-за малоизученности ввиду своей редкости [3].

Металл платиновой группы весьма ценен и применяется в таких областях как: приборостроение, химическая, электронная, электротехническая, автомобильная промышленности, кроме того, его используют в ювелирных сплавах, для протезирования зубов и т.д. Обзор современных исследований говорит о том, что постоянно выявляются новые неожиданные области, где можно использовать этот благородный металл.

Учитывая все возрастающие потребности в минеральном сырье и ограниченные возможности его добычи важно повышение эффективности определения металлов в минеральном сырье. Так, в Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года затронута тема об усовершенствовании используемых методов исследования веществ, позволяющих получать всестороннюю аналитическую характеристику геологического вещества на основе элементного анализа [4].

Перспективным методом определения как микро-, так и макроколичеств платиновых металлов в минеральных рудах и рудных концентратах является метод инверсионной вольтамперометрии (ИВ) [1].

В данной работе изучено поведение палладия при облучении его ультрафиолетом, положительно сказывающееся на устранение мешающего влияния водорода при определении палладия методом инверсионной вольтамперометрии.

Ультрафиолетовое облучение (УФО) – это принципиально новый способ избавления от помех, применяемый нами при электроконцентрировании палладия на поверхность углеродсодержащих электродов.

Облучение раствора УФ не только сдвигает равновесие между двумя фазами на поверхности твердой частицы или в ее объеме, но и меняет установившееся до облучения распределение частиц между различными формами адсорбции водорода на палладию.

На рис. 1 приведены вольтамперные кривые электроокисления осадка палладий-водород, осажденного из раствора 1М KCl +0,1 М HCl при потенциале электролиза минус 0,8 В. В области потенциалов минус 0,1...0,2 В происходит электроокисление молекулярного водорода, адсорбированного на осадках палладия; в области потенциалов 0,3...0,5 В происходит совместное электроокисление водорода, адсорбированного палладием и собственно палладия [2].

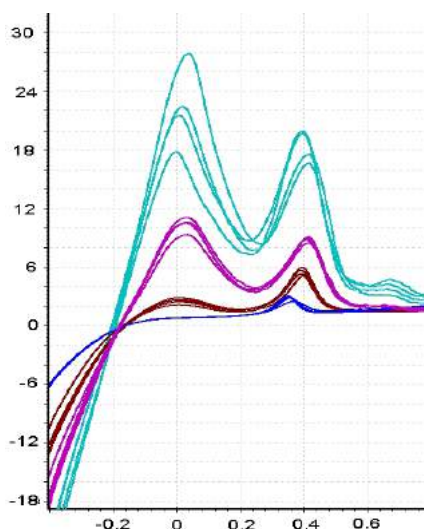


Рис. 1. Вольтамперные кривые электроокисления осадков палладий-водород с поверхности углеродсодержащего электрода. Фон 1М КСl + 0,1М НСl,  $E_s = -0,8$  В,  $t_s = 60$  с,  $C_{Pd}$ : 1 – 0,1 мг/л, 2 – 0,5 мг/л, 3 – 1,0 мг/л, 4 – 1,5 мг/л.

Из рис. 1 видно, что при увеличении содержания палладия в электролитическом осадке происходит увеличение: тока анодного пика электроокисления молекулярного водорода, адсорбированного на палладию и тока анодного пика равномерного электроокисления палладия и атомарного водорода из твердого раствора палладий-водород. При этом потенциал пика равномерного электроокисления палладия и водорода смещается в катодную область потенциалов.

Чем больше водорода растворено в палладию, тем процесс выхода водорода будет более длителен, тем больше потенциал анодного пика будет смещен в катодную область потенциалов. Вследствие этого ток электроокисления водорода может перекрывать анодный пик палладия. Это обусловлено постоянством величины скорости диффузии водорода из палладия.

В результате проведенных исследований по разработанной методике определения палладия в минеральном сырье методом ИВ было проведено определение содержания палладия методом инверсионной вольтамперометрии в стандартных образцах состава (СО) медно-никелевых руд. Ниже на рис. 2 приведены процентные значения относительных погрешностей определения содержания палладия в стандартных образцах (СО) медно-никелевых руд Норильского комбината.

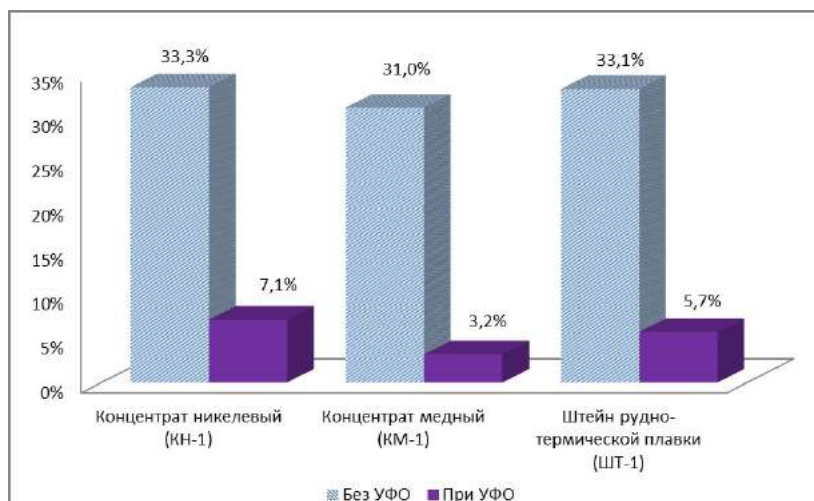


Рис. 2. Диаграмма относительных погрешностей определения палладия методом ИВ в стандартных образцах медно-никелевых руд Норильского комбината

Исходя из рисунка 2, результаты определения палладия методом ИВ в стандартных образцах без облучения раствора УФ, показывают значения относительной погрешности, близкие к 30%, в то время как значение относительной погрешности в растворе, облученном УФ, не превышает и 10%.

Таким образом, в данной работе описан способ избавления от помех, связанных с мешающим влиянием водорода при определении палладия методом инверсионной вольтамперометрии, с помощью ультрафиолетового облучения растворов при электроконцентрировании палладия. Показано, что облучение раствора при

электроконцентрировании палладия позволяет снизить ошибку определения с 30 % до 10 %.

#### Литература

1. Колпакова Н.А., Горчаков Э.В., Романенко С.В., Гольц Л.Г. Определение платиновых металлов в золоторудном сырье методом инверсионной вольтамперометрии // Научный журнал «Успехи современного естествознания» - 2007. – №10. – С.87 – 88.
2. Мансуров Г.Н., Петрий О.А. Электрохимия тонких металлических пленок // Вестник МГУ. – 2011. – №4. – С. 131 – 137.
3. Палладий [Электронный ресурс]: Химический каталог // Химическая энциклопедия. Том 3. – URL: <http://www.ximicat.com/> (дата обращения: 25.01.2017).
4. Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года. Утверждена распоряжением правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. N 1039-р.

### ВОВЛЕЧЕНИЕ В БЕЗОТХОДНУЮ ПИРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКУЮ ПЕРЕРАБОТКУ ВЫСОКОТИТАНИСТЫХ ТИТАНОМАГНЕТИТОВ

К.И. Смирнов

*Научный руководитель профессор В.Е. Роцин*

*Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск, Россия*

**Введение.** Высокотитанистые титаномагнетиты являются перспективным сырьем для получения железа, ванадия и диоксида титана. Только на территории РФ на их долю приходится 13% запасов Fe, 48% Ti и 92% V. Частным случаем высокотитанистых титаномагнетитов является ильменит. Переработка ильменитовых руд и концентратов осуществляется гидрометаллургическим и пирометаллургическим методами. Гидрометаллургический метод производится с целью получения концентрата диоксида титана. При этом образуются побочные малоиспользуемые продукты – соли железа и ванадия [1, 6]. Пирометаллургический метод используется для получения железа из ильменитовых концентратов. Следует отметить, что пирометаллургические схемы и агрегаты переработки ильменитов исторически целенаправленно на переработку богатых железом (мономентальных) руд. Использование ильменитовых концентратов в классической схеме (в доменной печи) возможно, но ограничивается максимальным, не препятствующим ходу плавки содержанием оксидов титана 8% [2]. Переработка ильменитов в агрегатах внедоменной металлургии, например, Iron making technology mark three, требует разбавления шлака до состава, соответствующего доменным [3]. Образование большого количества шлака при пирометаллургических методах вызывает огромные энергетические затраты, связанные с его плавлением, а также сопровождается безвозвратной потерей титана и ванадия.

Таким образом, включение комплексного сырья в традиционные технологические схемы не отвечает требованиям комплексного использования полезных ископаемых. Невозможность его использования обусловлена устаревшими представлениями о механизме восстановления железа, которые разрабатывались применительно к его извлечению из богатых руд. Безотходная переработка комплексных руд может быть реализована по технологиям, основанным на новых представлениях о механизме восстановления металлов.

**Целью данной работы** является исследование возможности переработки титаномагнетитовых руд и получаемых из этих руд концентратов с получением первородного железа и оксидного концентрата титана и ванадия без добавления флюсующих и шлакообразующих материалов.

**Методика проведения экспериментов.** В качестве материала для проведения экспериментов использовали ильменитовый концентрат состава (масс. %):

Компонент	TiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>
Содержание	45,0...47,0	14,0...18,0	33,0 ...36,0	0,600	<01,00	<0,030	<0,300
Среднее	46,20	16,45	34,20	0,420	0,890	0,015	0,240

Эксперименты проводили в 2 этапа. Первый этап – твердофазное восстановление железа в кристаллической решетке комплексного оксида. В рабочее пространство печи сопротивления устанавливали графитовый тигель с шихтой. В тигель помещали ильменитовый концентрат в виде частиц размером <0,4 мм и восстановитель с избытком, в качестве которого использовали шубаркульский энергетический уголь, сверху насыпали уголь для предотвращения поступления в реакционную зону атмосферного кислорода. Печь нагревали до температуры 1300°C и выдерживали в течение 120 минут. После выдержки печь отключали, образцы охлаждали вместе с печью до комнатной температуры. Полученный материал подвергали магнитной сепарации для удаления остаточного угля и золы.

На втором этапе производили разделение продуктов восстановления плавлением. В рабочее пространство печи сопротивления устанавливали корундовый тигель с шихтой. В качестве шихты использовали ильменитовый концентрат после восстановительного обжига и магнитной сепарации. Печь нагревали до температуры 1550°C и в течении часа температуру повышали до 1650 °C. В процессе нагрева от 1550 °C до 1650°C отбирали пробы шлака намораживанием на предварительно подогретый стальной прут. Далее печь выключали, металл охлаждали вместе с печью до комнатной температуры. После этого тигель извлекали из печи и доставали металл.

Полученные образцы продукта восстановления, металла и шлака заливали эпоксидной смолой, шлифовали и исследовали на оптическом и электронном микроскопах. Химический состав фаз определяли микрорентгеноспектральным методом на микроскопе JSM-6460LV фирмы JEOL.

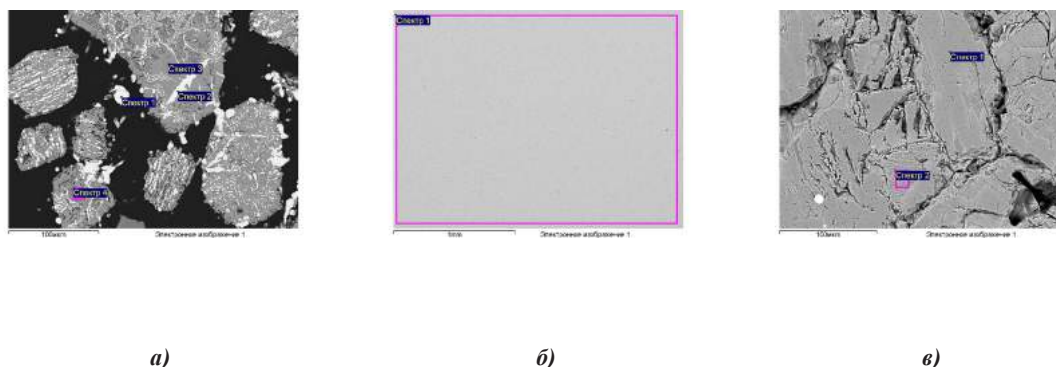


Рис. Продукты восстановительного обжига (а) и разделительной плавки– металл (б) и шлак (в)

**Результаты экспериментов.** После восстановительного обжига на поверхности и внутри кусков ильменита обнаруживаются выделения металлической фазы (рис., а). В то же время ни на поверхности образцов ни, тем более, внутри них нет золы и остатков угля. Таким образом, при твёрдофазном восстановлении не происходит загрязнение продуктов восстановления – углеродом металла или оксидами золы – шлака.

В результате разделения восстановленного материала образовался слиток чистого первородного железа без примеси титана (рис., б) и шлак, в котором наблюдаются редкие металлические включения (рис., в). В шлаке наблюдаются 3 фазы: фаза, обогащенная оксидами титана, ильменит новой генерации в виде дендритов и силикатная фаза, заполняющая междендритное пространство. Но в шлаке обнаруживается алюминий, появление которого обусловлено растворением в шлаке глинозема корундового тигля.

Таблица

Состав фаз, ат. %

Спектр	O	Al	Si	Ti	V	Mn	Fe	Фаза
Концентрат после восстановительного обжига при 1300 °С и выдержке 120 минут (рис., а)								
Спектр 1	–	–	–	1.5	–	–	98.5	металл
Спектр 2	–	–	–	2.2	–	–	97.8	металл
Спектр 3	66.4	–	–	29.3	0.4	0.5	3.2	общий концентрат оксидов титана и ванадия
Спектр 4	65.2	–	0.1	29.5	0.2	1.0	4.0	общий концентрат оксидов титана и ванадия
Металл после разделительной плавки (рис., б)								
Спектр 1	–	–	–	–	–	–	100	
Шлак после разделительной плавки (рис., в)								
Спектр 1	64.4	8.1	–	25.7	0.3	–	1.66	общий концентрат оксидов титана и ванадия
Спектр 2	64.5	8.5	8.3	5.9	–	–	10.33	ильменит новой генерации и силикатная фаза

**Обсуждение результатов.** В ильмените железо находится в одной оксидной кристаллической решетке с более трудно восстанавливаемыми элементами – титаном и ванадием. В восстановительных условиях при относительно низкой температуре (ниже температуры плавления железа и оксидной фазы) происходит твёрдофазное восстановление железа. Восстановление титана и ванадия требует более высоких температур, поэтому эти элементы остаются в оксидной фазе. Как было показано в работе [4], восстановление заключается не в удалении кислорода, а происходит путём передачи по оксидной фазе электронов восстановителя (угля) восстанавливаемым катионам железа. Вследствие этого восстановление железа проходит во всем объеме исходного куска руды. Отсутствие подвода восстановителя к месту выделения металла внутри оксидной фазы исключает попадание углерода в металл, а золы угля в объём оксида. Тем самым твёрдофазное селективное восстановление железа в объёме оксида позволяет получать чистое первородное железо и не понижает концентрации  $TiO_2$  в оксидной фазе.

Нагрев продуктов восстановительного обжига выше температуры плавления железа без восстановителя сопровождается плавлением и коагуляцией металлических частиц, оседанием металла на дно тигля. При этом тугоплавкий и вязкий гетерогенный шлак с высоким содержанием оксидов титана легко намораживается на стальной прут, оставляя в тигле только чистое первородное железо.

Таким образом, в результате низкотемпературного восстановительного обжига происходит селективное восстановление железа, которое можно осадить в относительно тугоплавком оксидном остатке. Используя приемы низкотемпературного восстановления и пирометаллургического разделения можно вовлечь в безотходную



переработку высокотитанистые титаномагнетиты, получая чистое железо и неразбавленный общий концентрат оксидов титана и ванадия.

Выводы:

1. В лабораторных условиях опробован процесс твердофазного восстановления железа из ильменитового концентрата с сохранением титана и ванадия в оксидной фазе.
2. Разделительной плавкой без добавления шлакообразующих и флюсующих материалов удастся получить чистое первородное железо и общий концентрат оксидов титана и ванадия.

#### **Литература**

1. Гудима Н.В., Шейн Я. П. Краткий справочник по металлургии цветных металлов. – М.: Металлургия, 1975. – 536 с.
2. Леонтьев Л.И., Ватолин Н. А., Шаврин С.Л., Шумаков Н.С. Пирометаллургическая переработка комплексных руд. – М.: Металлургия, 1997. – 432 с.
3. Панишев Н.В., Рашников В.Ф., Дубровский Б.А., Редин Е.В. Металлизация шпатовых железняков и титаномагнетитов Челябинской области // Реконструкция промышленных предприятий – прорывные технологии в металлургии и машиностроении: Восьмой международный промышленный форум. – Челябинск, 2016. – С. 48 – 49.
4. Роцин В.Е., Роцин А.В. Селективное восстановление металлов в решетке комплексных оксидов // Металлы. – 2013. – №2. – С. 12 – 20.
5. Смирнов, К.И. Селективное извлечение железа из комплексных железо-титановых оксидов // Энергетики и металлурги настоящему и будущему России: материалы 17-й всероссийской конференции студентов, аспирантов и специалистов / под общ. Ред. Е.Б. Агапитова. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2016. – С.76 – 78.
6. Уткин Н. И. Производство цветных металлов. – М.: Интермет Инжиниринг, 2004. – 442 с.

#### **ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В БЕНТОНИТСОДЕРЖАЩИХ ПОЛИКОМПОНЕНТНЫХ СИСТЕМАХ**

**С.С. Таиров, Б.Т. Сабилов**

*Научный руководитель профессор З.Р. Кадырова*

*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,  
г. Ташкент, Узбекистан*

Природные минерально-сырьевые ресурсы являются одним из основных критериев, определяющие экономический потенциал государства, интенсивное развитие промышленности и производственных мощностей.

По результатам многолетних исследований геологов установлено, что структура минерально-сырьевой базы Узбекистана известна своей комплексностью и представляна месторождениями углеродного сырья, благородных, цветных и редких металлов, а также неметаллических полезных ископаемых. Запасы минерального сырья не только могут обеспечить действующие горнодобывающие комплексы на длительную перспективу, но и позволяют увеличить из мощности в будущем.

На ряду с запасами благородных, цветных и редких металлов, а также с другими полезными ископаемыми важное значение имеют и нерудные материалы, широко используемые в производстве строительных материалов и других областях промышленности.

На территории Узбекистана геологами обнаружены более 200 проявлений бентонитовых и бентонитоподобных глин, объемы запасов которых по предварительным данным, составляют ориентировочно более 2 млрд тонн. На сегодняшний день из них разрабатываются только Навбахорское, Азкамарское, Каттакурганское, Логонское, Шоруское месторождения. Общее количество добываемых и перерабатываемых бентонитовых глин не превышает всего 30-40 тыс. т в год, которое используется в основном при добыче и переработке нефти и газа, при производстве комбикормов, при очистке хлопкового масла и в других различных отраслях.

При этом следует отметить, что в мировой практике бентонитовые глины широко применяются в более 200 направлениях. На сегодняшний день у нас в республике использование их ограничивается только по выше указанными несколькими направлениями [1, 2].

Учитывая высокую пластифицирующую способность бентонитовых глин представляло интерес исследовать их влияние на технологические и физико-химические свойства керамического материала.

С учетом вышеизложенного, для комплексного исследования физико-химических свойств керамического материала и с целью дальнейшей обработки составов керамических масс для облицовочных плиток нами составлена серия шихтовых составов и выполнен ряд лабораторных экспериментов. Нами составлены двухкомпонентные системы «Логонская битонитовая глина - Язьванский бархатный песок» путем составления и исследования свойств образцов на основе опытных керамических масс. Химические составы исходных материалов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав использованных материалов

№	Сырьевые материалы	Содержание оксидов, в мас. %													
		SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MgO	MnO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	SO <sub>3</sub>	CO <sub>2</sub>	штп	Σ
1	Язьяванский бархатный песок	57,40	0,43	10,78	3,43	2,72	0,02	6,15	2,15	2,63	0,14	0,34	4,12	9,65	99,96
2	Бетонитовая глина Логонского месторождения	56,6	0,57	16,05	5,24	1,60	2,81	-	1,94	3,97	-	0,13	-	11,04	99,95

Для исследования фазового состава исходных материалов использовали рентгено-дифрактометрический анализ. Результаты рентгено-дифрактометрического анализа Язьяванского барханного песка показали, что они в основном состоят из кварца – 22,3% доломита – 19,2%, кальцита – 21,7% и др. Рентгенофазовое исследование бентонитовых глин Логонского месторождения Ферганской области показал наличие линий, соответствующих монтмориллониту  $d = 0,448; 0,325; 0,258; 0,199$  и  $0,167$  нм высокоглиноземистой форме монтмориллонита – бейделиту  $d = 0,725; 0,363$  и  $0,229$  нм, а также характерные линии кварца  $d = 0,427; 0,335$  и  $0,181$  нм.

Химический анализ (табл. 1) показал, что Логонский бентонит содержит до 16,05% Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, который подтверждает данные РФА о присутствии бейделита. Исходя из общепринятой методики исследования глин для уточнения наличия монтмориллонита были сняты рентгенограммы образцов Логонского бентонита в воздушно-сухом состоянии, при нагревании 330 °С и насыщении глицерином и при термообработке при 580 °С. Из литературы известно, что при насыщении глицерином рентгеновские эффекты монтмориллонита смещаются в сторону меньших углов. Термообработка при температуре 580 °С необходима для различия монтмориллонита от других глинистых минералов таких как хлорит, вермикулит и др. На рентгенограммах в пробах воздушно-сухой обработки видны отчетливые линии бейделита  $d=0,714; 0,356$  нм, монтмориллонита  $d= 0,498; 0,32$  нм и поыгарскита  $d=1,005$  нм. насыщение глицерином и прокалка при 580 °С не влияет на сдвиг базальных линий.

Для исследования влияния бентонитовой глины Логонского месторождения были составлены двухкомпонентные составы с содержанием бентонита от 10% до 90% и барханного песка от 90% до 10% соответственно. Приготовление шихтовых составов проводили по общепринятой методики производства облицовочных плит. Глинистую массу получали методом смешения компонентов с увлажнением до 24–28%. Образцы керамической массы формовались методом пластического формования. Полученные образцы плит подвергали обжигу в силитовой печи при температуре 1130–1160 °С с выдержкой в течение 10 мин при максимальной температуре. Испытания на осевое сжатие проведены в соответствии с методикой, изложенной в ГОСТ 8462-85 Материалы стеновые. Исследования физико-химических свойств пролученных обожженных образцов различных составов показали, что процессы фазообразования и формирования микроструктур при спекании керамических плиток на скоростных поточно-конвейерных линиях отличаются рядом существенных особенностей. При этом определяющее значение имеет содержание и вид вводимых в состав массы плавнеобразователей.

Таблица 2

Усадка обожженных образцов

Наим. масс	Воздушная усадка, в %	Общая усадка образцов, обожженных при температурах (°С), в %										
		800	900	950	1000	1010	1030	1040	1050	1060	1070	1080
БП-100/0	0,6	0,6	4,2	6	9,4	4	4,8	5,4	5,7	6	Вспучивание	Вспучивание
БП-90/10	0,5	0,5	2	2,4	2,6	2,8	4,6	5	5,8	6	6,2	9,4
БП-80/20	0,4	0,4	1	1,9	2,1	2,2	3,6	4,4	6,1	6,3	6,7	7,2
БП-70/30	0,3	0,3	0,8	1	1,1	1,3	3,2	3,5	5	5,4	6,1	6,4
БП-60/40	0,2	0,2	0,6	0,8	1,9	2	2,3	2,8	6,2	7	7,8	9,2
БП-50/50	0,1	0,1	0,25	0,3	0,7	0,9	1,2	2,8	7	7,4	7,6	8,8
БП-40/60	0	0	0	0	0,2	0,3	2,8	6,6	7,4	7,8	8	8,2
БП-30/70	0	0	0	0	0	0	0,6	3,4	5,8	6,2	7,2	7,6
БП-20/80	0	0	0	0	0	0	0,8	3,4	6,4	7,3	7,5	7,8
БП-10/90	0	0	0	0	0	0	0,4	2,6	6,6	7	7,5	9,4
БП- 0/100	Образцы не поддаются формованию											

Для решения поставленных задач данного исследования было изучено влияние содержания плавнеобразующего компонента бентонита в опытных массах на конечный фазовый состав спеченного черепка при ступенчатой термообработке, в режиме быстрого обжига до температур 1000, 1050, 1100 и 1120 °С и с выдержкой 10 мин при конечной температуре.

Исследование фазовых составов образцов обработанных при 900–950 °С обнаружило наличие фаз кварца, полевых шпатов – альбита и ортоклаза, безводного сульфата кальция – ангидрита и отсутствие линий каолинита. На рентгенограммах образцов, обожженных при температуре 1000 °С появляются линии анортита, интенсивность которых возрастает с повышением температуры, а интенсивность линий ангидрита и полевых шпатов снижается. Снятые рентгенограммы образцов, обожженных при 1010, 1030, 1040, 1050, 1060, 1080 °С характеризуются большей интенсивностью линий анортита с увеличением температуры термообработки.

Во всем диапазоне температурных выдержек и для всех масс, сохраняются дифракционные линии кварца, калиевого и натриевого полевых шпатов. Наблюдаются последовательное снижение их интенсивностей с повышением температуры выдержки, что свидетельствует об их расходовании на образование жидкой фазы и синтез минералов формирующегося черепка.

Выдержанные при этой температуре образцы характеризуются дифракционными линиями безводного сульфата кальция – ангидрита, что свидетельствует о дегидратации двухводного гипса – основного минерала гальванического шлама.

Как известно [2, 8] в процессе синтеза тонкокерамического черепка в традиционных условиях медленного обжига керамическая масса претерпевает следующие изменения:

- в интервале 550–600 °С разлагаются глинистые минералы;
- при 575 °С происходит полиморфное превращение β-кварца в α-кварц;
- выше 900 °С начинается образование жидкой фазы;

с 1000 °С начинается образование одного из основных компонентов керамического черепка – муллита  $3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$ . Изучением процесса фазообразования при спекании двухкомпонентных масс установили, что по мере повышения температуры до 1080 °С фиксируется новообразованный минерал анортит, а раннему началу образования жидкой фазы способствует высокое содержание в массах бентонита.

#### **Литература**

1. Оразбек Т.О. Стеновые материалы на основе сырьевых композиций суглинок-барханный песок-бентонит: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Республика Казахстан, Кызылорда, 2000г. – 22 с.
2. Шакирова З.В. Керамические композиты на барханных песках: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 1994г. – 21 с.

### **ВЛИЯНИЕ ПИРИТА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ СТЕКЛОМАССЫ**

**Д.А. Таукина**

*Научный руководитель профессор О.А. Мирюк*

*Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан*

Поризованные силикатные материалы характеризуются повышенной стойкостью к воздействию внешней среды. Вспененное стекло – перспективный теплоизоляционный материал, отличается комплексом преимуществ: низкая теплопроводность, высокая прочность, широкий температурный диапазон применения, огнестойкость, долговечность [3].

Одним из препятствий широкому распространению производства вспененного стекла считают дефицит сырьевых материалов, необходимых для изготовления специального гранулята – полуфабриката для пеностекла. Поэтому предпочтительна ресурсосберегающая технология получения вспененного стекла на основе стеклобоя – бытовые и промышленные отходы силикатных стекол. Для регулирования фазового состава и пористости в порошок стеклобой вводят корректирующие добавки [2, 5]. Техногенные добавки, вводимые в стекольную шихту, зачастую имеют сложный состав. Пирит – распространенный сульфид земной коры. Минерал присутствует в составе скарново-магнетитовых руд, является нежелательной примесью для металлургических производств. В процессе обогащения руд основная часть пирита отделяется вместе с отходами и составляет 5 – 10% их массы.

Сведения о механизме термических преобразований пирита  $\text{FeS}_2$  неоднозначны в определении последовательности и температуры реакций [1, 4]. На основе литературных данных и результатов физико-химических исследований процесс разложения пирита представляется многостадийным. Вначале происходит адсорбция молекулярного кислорода на поверхности пирита и диссоциация первого на атомный кислород. Затем идет диффузия кислорода внутрь решетки сульфида железа и диффузия серы на поверхности раздела фаз.

Значительное количество серы отщепляется от пирита при температуре около 500 °С, далее начинаются реакции [1, 4]:



Общая схема окисления пирита имеет вид:



Низкотемпературное газообразование в пирите представляет интерес для формирования пористой структуры при вспенивании стекломассы.

Цель работы – исследование влияния пирита на порообразование при обжиге стекломассы.

Для приготовления стекольной шихты использовали измельченный до порошкообразного состояния бой тарного стекла. Функции связующего для порошка и порообразователя стекломассы выполняло жидкое стекло с плотностью 1350 кг / м<sup>3</sup>. Пирит вводили в количестве 5; 10 и 15%.

Температура обжига для стекломассы определена в ходе предварительных экспериментов. При температуре 850 °С, обеспечивающей наибольшее вспучивание стекломассы без добавки, поверхность образцов с пиритом после обжига оплавилась и приобрела шероховатость за счет процессов газовыделения, отмечена усадка материала. Обжиг стекломассы с пиритом при температурах 775 и 790 °С не обеспечивает достаточного вспучивания массы, образцы имеют высокую плотность, при обжиге сохраняют исходную форму (рисунок 1). Оптимальной температурой для обжига шихты с добавкой пирита является 800 °С. Результаты эксперимента указывают, что добавка пирита температуру размягчения стекольной шихты (таблица 1). В микроструктуре вспененного стекла, синтезированного с использованием добавки пирита, наблюдали скопления металлизированных бесформенных частиц – железосодержащие образования и остатки неразложившегося пирита. Для получения равномерной пористости и наименьших значений плотности предпочтительны стекольные шихты с 10% пирита (рисунок 2).

Таблица 1

Влияние пирита на изменение плотности стекломассы при различной температуре обжига

Добавка пирита, %	Кратность уменьшения плотности стекломассы после обжига при температуре, °С			
	775	790	800	850
0	3,4	3,8	4,2	5,2
5	3,6	4,0	5,1	2,7
10	3,9	4,2	5,3	2,8
15	4,0	4,4	5,6	2,6

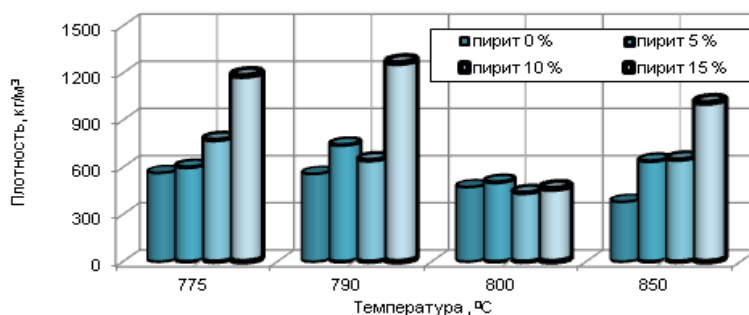


Рис. 1. Влияние температуры вспучивания на плотность стекольных масс с различным содержанием пирита (а – 0 %, б – 5 %, в – 10 %, г – 15 %)

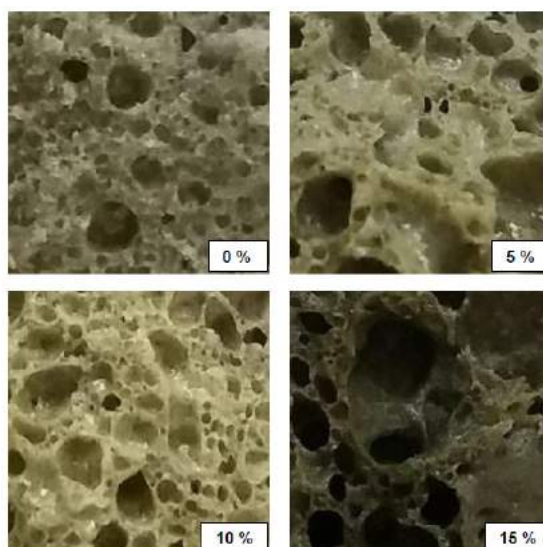


Рис. 2. Структура вспененного стекла из шихты с добавкой пирита (температура обжига 800 °С)

Выводы. Введение пирита в стекловую шихту обеспечивает дополнительный источник газообразования, способствующий вспучиванию материала при пониженной температуре обжига.

#### Литература

1. Иванова В.П. Термический анализ минералов и горных пород / В.П. Иванова и [др.] – Л.: Недра, 1974. – 399 с.
2. Казанцева Л.К. Особенности изготовления пеностекла из цеолитщелочной шихты / Л.К. Казанцева, В.С. Соболева // Стекло и керамика. – 2013. – № 8. – С. 3 – 7.
3. Кетов А.А. Тенденции развития технологии пеностекла / А.А. Кетов, И.С. Пузанов, Д.В. Саулин // Строительные материалы. – 2007. – № 9. – С. 28 – 31.
4. Менковский, М.А. Металлургия, технология угля и неметаллических полезных ископаемых / М.А. Менковский и [др.] – М.: Недра, 1971. – 399 с.
5. Павлова Н.А. Стабилизация состава техногенного сырья с целью получения пеносиликата / Н.А. Павлова и [др.] // Строительные материалы. – 2001. – № 6. – С. 14 – 15.

### РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

**А.В. Томшина, С.В. Эрдман**

*Научный руководитель доцент С.В. Эрдман*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Разработка вяжущих и изделий на их основе с использованием природного сырья – новое направление в исследованиях, как в химии, так и в технологии вяжущих строительных материалов.

Магнезиальные вяжущие вещества, такие как каустический магнезит, обладают рядом несомненных достоинств. Они имеют нейтральный химический состав продуктов твердения, достаточно высокую механическую прочность, относительно средние сроки схватывания. Вместе с тем для них характерно низкое усадочное явление при твердении, что ограничивает их применение [1].

Очень важно то, что магнезиальные вяжущие вещества обладают большой прочностью сцепления с разными видами наполнителей как органических, так и неорганических, а также получать водонепроницаемые изделия на их основе [2].

Известно, что топливно-сжигательные установки ТЭС ежегодно производят огромные количества золы, загрязняющей почву и воду регионов. Поэтому использование золы в качестве наполнителя к магнезиальным вяжущим дает возможность не только эффективно использовать для улучшения прочности и повышения водостойкости, но и улучшить экологическую ситуацию [3].

Объектами исследования являются магнезит Савинского месторождения и золошлаковые материалы Северной ТЭС.

*Таблица 1*

*Активность каустического магнезита от температуры обжига*

Температура обжига, °С	Активность, %
400	32,66
500	35,48
600	38,51
700	41,33
800	77,62
900	67,94
1000	65,72

По результатам, представленным в таблице видно, что каустический магнезит, обожженный при температуре 800 °С, содержит наибольшее количество активного оксида магния (77,62%). Следовательно, прочность изделий на основе каустического магнезита, прокаленного при 800 °С, будет максимальной. Для дальнейших исследований будет использоваться данный магнезит.

*Таблица 2*

*Изменение удельной поверхности от температуры обжига*

Т <sub>обж</sub> , °С	Исходный магнезит	400	500	600	700	800	1000
Суд, м <sup>2</sup> /г	1,30	1,46	2,29	5,42	19,53	24,11	2,28

По результатам определения удельной поверхности видно, что каустический магнезит, обожженный при температуре 800 °С, обладает наибольшей удельной поверхностью. То есть, данный результат подтверждает, что каустический магнезит, обожженный при 800 °С обладает наилучшими активными свойствами.

Таблица 3

Определение прочности магнезиального цемента с разным соотношением магнезита и золошлака

Соотношение (магнезит:золошлак)	6:4	7:3	8:2	9:1	10 (чистый магнезит)
Прочность, МПа	48,9	67,4	60,8	45,7	44,5

По данным результатам определения прочности целесообразно добавлять в магнезиальный цемент золошлак в соотношении 7:3.

#### Литература

1. Ваганов А.П. Ксиолит (производство и применение). – М: Металлургия, 1984. – 448 с.
2. Легостаева Н.В. Магнезиальные вяжущие и изделия на их основе из магнезитов Савинского месторождения: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 2006. – 152 с.
3. Пат. 2379249 Россия МПК С04 В28/30. Адгезионная вяжущая композиция. Тюльнин В.А., Тюльнин Д.В. Заявлено. 01.07.2008; Опубл. 20.01.2010.

### ПОЛУЧЕНИЕ БИОИНСПИРИРОВАННЫХ ИМПЛАНТАТОВ МЕТОДОМ 3D-ПЕЧАТИ

Н.Е. Торпок, Н.С. Антонкин

Научные руководители профессор Т.С. Петровская, профессор В.И. Верещагин  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент в медицине все чаще возникает необходимость реконструкции, замещения участков костной ткани и протезирования фрагментов опорно-двигательной системы. Ведётся активный поиск биосовместимых материалов, направленных на коррекцию костных травм. Однако, доступность и экспрессное производство отсутствует.

Именно поэтому часто используют биоактивные покрытия на металлические имплантаты. Использование биоактивных покрытий позволяет увеличивать приживаемость имплантата со значительно меньшей пористостью. [1, 3, 6].

Сегодня производство имплантатов во многом идет рядом с развитием аддитивных технологий, в результате которого термопластичные полимеры, пригодные к 3D-печати, могут занять большую нишу индивидуальных костных имплантов. Новейшие возможности позволяют производить индивидуальные имплантаты из различных материалов в короткие сроки и с высокой точностью: лазерное спекание порошков, технология FDM для термопластов и т.д. В случаях обширных дефектов костей требуются использования имплантатов со сложной геометрией, которую можно получить при помощи рентгеновской томографии и 3D-печати индивидуальных протезов для каждого пациента, поэтому производство костных имплантатов методом 3D-печати является актуальным.

#### Цель работы:

получение кальциевых фосфатов, сходных минералогическим составом с родной человеческой костью, и получение композита на основе полилактида высокой молекулярной массы, пригодных для 3D-печати методом FDM и имеющих достаточную прочность для использования их в специальных областях восстановительной хирургии.

#### Материалы и методы.

Внутри структура человеческой кости представляет собой пористую матрицу, состоящую из микроскопических систем костных трубок, вставленных друг в друга [2]. Данные трубки преимущественно состоят из кристаллического ГАП. За основу композита был выбран кристаллический гидроксипатит (ГАП), который был получен по разработанной ранее технологии [4] по данным реакциям:



Существуют различные полимерные материалы, которые применяются в производстве костных имплантов, но применительно к медицине их чаще всего классифицируют на биодеградируемые (резорбируемые) и биоинертные [3]. Одним из самых крупных типов биоразлагаемых полимеров является полилактид. Нами использовался L,D-полилактид с молекулярной массой не менее 100.000 г/моль.

Для получения композитов ГА с полилактидом (ГА-ПЛА) мелкодисперсный порошок ГА добавляли к 15% раствору полилактида в хлороформе, в котором предварительно растворяли выбранное количество паратолуолсульфокислоты. Композиции составов представлены в таблице 1.

Таблица 1

*Состав композиционных смесей*

Шифр	Содержание, мас. %		
	ГАП	ПЛА	глицерин
1	30	60	10
2	32,5	56,5	11
3	35	52,5	12,5
4	37,5	47,5	15
5	40	42,5	17,5
6	42,5	37,5	20

Композит подвергался измельчению в ротационной дробилке до частиц со средним размером 3 мм. После данный композит подвергался переработке на шнековом экструдере при температуре 120-140 °С, где на выходе получалась нить диаметра 1,74±0,01 мм. Далее производилась печать образцов для определения прочности при сжатии на кубиках 2×2×2 см, прочности на изгиб – на балках 6×1×1 см. Испытания проводились на аппарате INSTRON 5235. Электронная микроскопия проводилась на JEOL JSM-7500F. Анализ поверхности на смачиваемость проводился на приборе KRUSS DSA30.

**Результаты и обсуждение.**

Все композиции были подвергнуты испытаниям на сжатие и изгиб. Нами было выяснено, что L,D-полилактид при контакте с ГАП, имеет слабую адгезию и предельная концентрация в чистом композите ГАП-ПЛА составляет 10-12%, удовлетворяющая механической надежности имплантата.

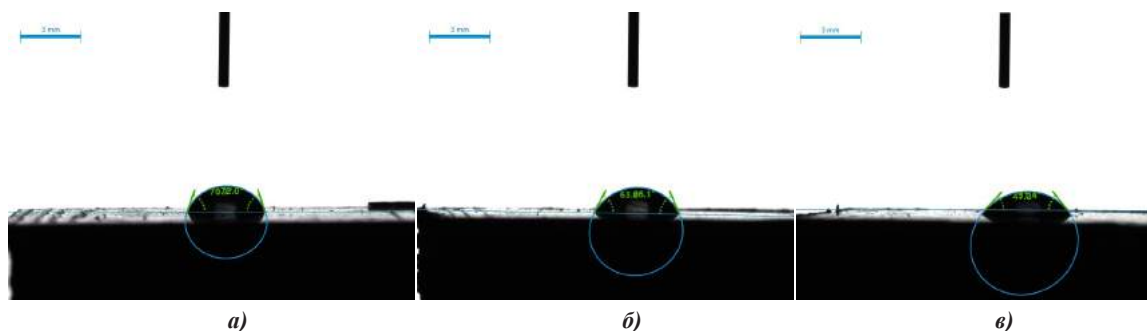
Прочности при сжатии и изгибе определенные для всех исследуемых композиций, представлены в таблице 2. Так как прочность кости измеряется по наиболее хрупкому элементу, то средняя прочность трубчатых костей составляет: на сжатие 70-80 МПа, на изгиб 40-50 МПа. Данные показатели могут варьироваться в зависимости от возраста человека и его метаболизма. Из выше сказанного следует, что перспективными являются композиции 1, 2, 7.

Таблица 2

*Прочность образцов на сжатие и изгиб*

Шифр	1	2	3	4	5	6	7
Прочность при сжатии, МПа	60	59	54	54	52	50	61
Прочность на изгиб, МПа	38	32	21	20	20	20	33

Определена зависимость, что при увеличение массовой доли ГАП в смеси уменьшает краевой угол смачивания, делая поверхность более смачиваемой в изотоническом физиологическом растворе. Уменьшение краевого угла смачивания влияет непосредственно на первый период приживаемости имплантата: чем меньше угол смачивания, тем легче пройдут воспалительные процессы. Введение глицерина также уменьшает угол смачивания (рисунок).



*Рисунок. Краевой угол смачивания поверхности образцов  
(а – 1 образец (70,7°); б – 2 образец (63,1°); в – 7 образец (43,2°))*

**Выводы.**

Исследования показали, что увеличение содержания ГАП в чистом композите с ПЛА, приводит к уменьшению прочности экспоненциально, поэтому нами были подобраны пластифицирующие и стабилизирующие добавки, для упрочнения конечных свойств композита, а также улучшения реологических свойств шликера при печати на 3д-принтере. Сами добавки являются нетоксичными для организма, но и будучи введенными в композит, снижают риск отторжения, и повышают (в теории) приживаемость имплантата. Так, например, глицерин служит питательной средой для образования новых клеток.

Выбранная нами перспективная композиция №7 показала хороший результат на прочные характеристики:

61 МПа на сжатие, 33 МПа на изгиб, что соизмеримо с прочностью родной человеческой кости. Также довольно малый угол смачивания  $43,2^\circ$  позволяет судить о хорошей приживаемости имплантата и его положительном поведении в будущих опытах *in vivo*.

Для более точного понимания свойств конечного материала и потенциального применения в реконструктивной медицине, необходимо дальнейшее проведение биологических испытаний.

#### Литература

1. Баринов С.М. Керамические и композитные материалы на основе фосфатов кальция для медицины // Успехи химии. – 2010. – Т. 79(1). – С. 15 – 32.
2. Манцуоров А.А., Гороховский А.В., Бурмистров И.Н., Третьяченко Е.В. Строение и свойства биосовместимых поверхностных слоев, полученных при химической обработке титановых имплантов // Фундаментальные исследования. – 2014. – №11-2. – С. 311 – 315.
3. Попков А.В. Биосовместимые имплантаты в травматологии и ортопедии (Обзор литературы) // Гений ортопедии. – 2014. – №3 – С.94 – 99.
4. Торопков Н.Е., Верещагин В.И., Петровская Т.С., Антонкин Н.С. Синтез гидроксиапатита для биоактивных материалов // Новые технологии создания и применения биокерамики в восстановительной медицине, материалы IV международной научно-практической конференции. –Томск, 2016. – С. 130 – 134.
5. Путляев В. И., Сафронова Т. В. Новое поколение кальций-фосфатных биоматериалов: роль фазового и химического составов // Стекло и керамика. – 2006. – № 3. – С. 30 – 33.
6. Буланов Е.Н. Получение и исследование наноструктурированных биосовместимых материалов на основе гидроксиапатита. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. – 103 с.

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗОЛЫ-УНОСА ТЭС В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТА – ПУТЬ СБЕРЕЖЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Ж.О. Тохиров

Научный руководитель доцент Д.Ш. Кадырова

Ташкентский архитектурно-строительный институт, г.Ташкент, Республика Узбекистан

Реализация комплексной целевой программы по использованию отходов промышленности и охраны окружающей среды соответствует решению экономических проблем, выдвинутых правительством Республики Узбекистан на ближайшие годы.

Одним из трудо-, энерго- и ресурсоемких производств является технология производства строительных материалов [1-4], в частности цементных. При получении добавочных цементов используются минеральные добавки естественного и техногенного происхождения. Использование отходов промышленности в производстве цемента дает возможность экономии естественных минеральных сырьевых ресурсов.

В связи с этим наши исследования были посвящены вопросу использования отходов энергетической промышленности (зола-уноса тепловых электростанций) в производстве цементного вяжущего.

Результаты многолетних теоретических и экспериментальных исследований показывают, что минеральная часть золы-уноса обладает многими ценными свойствами, как например, пластифицирующими, пуццолановыми. Кроме того, для его использования не требуется дополнительных механических усилий, так как зола представляет собой тонкодисперсную систему. Зола-уноса является полиминеральным материалом, в его составе имеются различные минералы, такие как дегидратированные глинистые вещества, соединения кальция, магния и др. Нами для исследования была выбрана зола-унос Ново-Ангренской ТЭС. Удельная поверхность золы уноса  $3500 \text{ см}^2/\text{г}$ , содержание стекло-фазы – 68–86 % глинистых веществ – до 20–25 %, кристаллическая фаза представлена частичным содержанием кварца. Элементный состав золы-уноса приведен в таблице 1.

Таблица 1

Элементный состав золы-уноса

№	Результаты спектрального анализа	
1	Кремний	30,05%
2	Алюминий	18,4%
3	Кальций	18,3%
4	Натрий	2%
5	Железо	15,3%
6	Магний	4,15%
7	Барий	0,4%
8	Стронций	0,03%
9	Марганец	0,1%
10	Титан	0,3%
11	Хром	0,002%
12	Серебро	0,0002%



**СЕКЦИЯ 15. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

<i>Продолжение таблицы 1</i>		
№	Результаты спектрального анализа	
13	Медь	0,008%
14	Палладий	0,04%
15	Цинк	0,02%
16	Никель	0,006%
17	Кобальт	0,002%
18	Бериллий	0,0007%
19	Литий	0,004
20	Потери при прокаливании	4,3%

В работах многих ученых нашей республики рекомендовано применять золу как заменитель части вяжущего в количестве золы 10–15 %, в бетонах марок 200 – 400 без ухудшения удобоукладываемости и прочности. Вяжущие вещества при твердении должны характеризоваться равномерного изменение объема. При неравномерном изменении объема цемента могут появиться трещины в твердеющим цементном камне, если имеются избыточные количества свободных окисей кальция или магния. Кроме этого, цементы с неравномерными изменения объема приводит не только к снижению прочности бетонов при их твердении, но даже к их разрушению. Содержание свободной окиси кальция в цементе не должно превышать 1% в соответствии с действующим стандартом. При избыточном количестве её отрицательное влияние легко определяется по поведению цементных лепешек при их пропаривании в пропарочной камере. Отсутствие на образцах радиальных доходящих до краев трещин или сетки мелких трещин, видимых невооруженным глазом, является свидетельством равномерного изменения объёма цементного камня.

Для выявления золы-уноса на равномерность объема цемента были проведены лабораторные испытания. Золу в цемент вводили в количестве от 5 % до 20 % от массы вяжущего. Из готового теста отвесили 6 образцов по 75 г. каждая в виде шариков, которые встряхивали до момента расплывания шариков в лепешку диаметром 7-8 см, толщиной в середине около 1 см. Приготовленные образцы хранили 24±2 часа от момента изготовления в ванне с гидравлическим затвором. Замеры размера образцов проводились через 24 часов, после тепловлажностной обработки и через 28 суток в камере нормального твердения (табл.2).

**Таблица 2**

**Испытание образцов на неравномерность изменения объема**

№	Состав	Размеры образцов, см			
		Свеже отфор.	24 суток твердения	После тепловой обработки	28 суток норм твердения
1	Цемент – 320 гр.	6,9×7,0	6,8×6,9	6,7×7,0	6,9×7,0
2	Зола – 80 гр.	7,1×7,2	7,1×6,9	7,1×6,8	7,0×7,1
3	Вода – 100 мл.	7,4×7,5	7,4×7,2	7,4×7,0	7,2×7,5
4	В/Ц – 0,25	7,0×7,1	7,3×7,1	7,2×7,5	7,2×7,5
5		7,0×7,2	7,3×7,1	7,1×7,3	7,2×7,0
6		7,0×7,2	7,3×7,1	7,1×6,9	7,1×7,3

Анализ результатов испытаний показывает, что существенных объемных изменений не наблюдается вся всех сроков независимо от вида хранения, при визуальном осмотре радиальных трещин, каких либо искривлений или увеличения объема образцов не наблюдалось. Следовательно, наличие свободных СаО и MgO в исследуемых составах находится в пределах допустимого предела.

Вторым этапом исследования явилось влияние золы уноса на прочность цемента. Для этого были изготовлены балочки размерами 4×4×16 см из золацементных вяжущих. Соотношение Ц:П составляло 1:3. Для сравнения прочностных показателей были изготовлены также образцы без золы-уноса. Испытания образцов на изгиб и сжатие проводили через 24 часа от момента формования, после тепловой обработки и через 28 суток нормального твердения, результаты испытания приведены в таблице 3.

**Таблица 3**

**Прочностные показатели исследуемых составов**

№	Составы			Прочность в 28 суточном возрасте, МПа	
	Цемент, г	Зола, %	Вода, мл	$R_{изг}$	$R_{сж}$
1	400	0	100	12	48
2	380	5	100	12	40
3	360	10	96	12	39
4	340	15	92	10	36
5	320	20	88	9	34

По результатам исследований можно сделать вывод, что введение золы-уноса в цемент в количестве 10 % не понижает марку вяжущего. Использование золы-уноса в составе цемента приводит к экономии портландцементного клинкера, сбережению естественных минеральных ресурсов и улучшению экологии в данном регионе.

Таким образом, результатами лабораторных исследований была установлена возможность использования золы-уноса Ново-Ангренской ТЭС в составе цемента. При этом добавление золы-уноса Ново-Ангренской ТЭС в количестве более 10 % приводит к понижению марки цемента. Комплексными лабораторными исследованиями было установлено, что оптимальное количество золы-уноса в составе вяжущего составляет 5-10 %.

#### Литература

1. Баженов П.И. Комплексное использование минерального сырья для производства строительных материалов. – М., Госстройиздат, 1963.
2. Бутт Ю.И., Тимашев В.В. Портландцемент. – М., Стройиздат, 1974.
3. Буров Ю.С., Колокольников В.С., Лабораторный практикум по курсу «Минеральные вяжущие вещества». – М., Стройиздат 1974.
4. Волженский А.В., Буров Ю.С., Колокольников В.С. Минеральные вяжущие вещества. – М., Стройиздат, 197 с.

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОМАГНЕЗИТОВОЙ ПОРОДЫ В ТЕХНОЛОГИИ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ

П.В. Фатеев

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

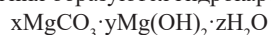
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология магнезиальных вяжущих материалов предполагает в классическом варианте использование в качестве жидкости затворения растворов солей магния – хлоридов и сульфатов магния. При использовании указанных жидкостей основными продуктами гидратации являются гидроксид магния  $Mg(OH)_2$  и гидрооксихлориды магния или гидрооксисульфаты магния [1]. Эти вещества способствуют формированию прочного структурного каркаса магнезиальных материалов, прочность которых превышает 60 МПа. Однако, продукты твердения способны растворяться в воде, кроме гидроксида магния. Поэтому магнезиальное вяжущее относят к классу воздушных вяжущих веществ, то есть способное твердеть и эксплуатироваться только в воздушно-сухих условиях, а материалы и изделия на основе магнезиального вяжущего обладают низкой водостойкостью не превышающей 0,5-0,7.

Повышение водостойкости изделий на основе магнезиального вяжущего является основной задачей исследований и разработок технологии магнезиальных вяжущих и изделий на их основе. До настоящего времени увеличение значений коэффициента водостойкости было связано с корректировкой состава минеральной части вяжущего [2], условиями обжига магнезитов [3] и использованием различных минеральных и химических добавок [4]. Модифицирование порошковой составляющей магнезиального вяжущего, основой которого остается каустический магнезиальный порошок, дает незначительный прирост значений водостойкости, так как в качестве жидкости затворения неизменно используются растворы солей магния, хлориды магния и сульфаты магния. При взаимодействии данных растворов с каустическим магнезитом без добавок или с модифицирующими добавками образуют в продуктах твердения водорастворимые соединения, не позволяющие создать водостойкую композицию.

Поэтому для повышения водостойкости магнезиальных материалов необходимо модифицировать или заменять жидкость затворения магнезиального вяжущего. Предварительными исследованиями учеными Томского политехнического университета [5] установлена возможность замены традиционной жидкости затворения растворов хлоридов или сульфатов магния на принципиально новую жидкость затворения – водный раствор бикарбоната магния  $Mg(HCO_3)_2$ .

В результате взаимодействия каустического магнезиального порошка с водным раствором бикарбоната магния образуются гидрокарбонаты магния с общей формулой



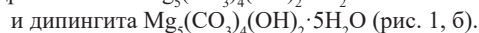
а также брусит  $Mg(OH)_2$  и

магнезит  $MgCO_3$ .

Вид гидрокарбонатной кристаллической фазы магния в продуктах гидратации зависит от условий и времени гидратации и режима последующей термической обработки материала. Как правило, в начальный период времени образуются столбчатые кристаллы несквингита



которые в дальнейшем перекристаллизуются с образованием пластинчатых более мелких кристаллов гидромагнезита  $Mg_5(CO_3)_4(OH)_2 \cdot 4H_2O$



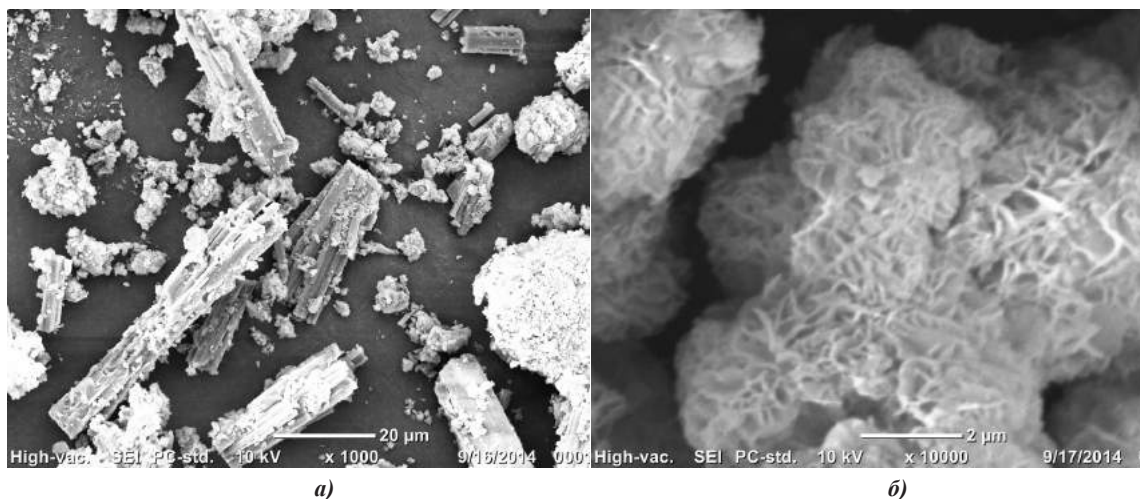


Рис. 1. Синтезированные гидрокарбонаты магния: а) несквигонит; б) гидромагnezит

При использовании водного раствора бикарбоната магния в композициях водостойкого магниезиального вяжущего основной его характеристикой является концентрация ионов бикарбоната магния, как реакционной составляющей, поэтому целью данной работы является исследование возможности применения гидромагnezитовой породы для получения водного раствора бикарбоната магния с необходимой концентрацией ионов  $\text{HCO}_3^-$ .

Для исследования использовали гидромагnezит Халиловского месторождения (Оренбургская область). Химический и минералогический состав гидромагnezита представлен в таблице 1. Гидромагnezитовая порода образуется при выветривании ультраосновных пород – магнезитов, а также при естественной карбонизации бруситов. Залегает в виде прожилок и корок в серпентинитах и представляет собой серую высокодисперсную рыхлую породу. Повышенное содержание (до 9,86 мас. %) оксида кремния в пробах гидромагnezита Халиловского месторождения объясняется наличием серпентиновых пород.

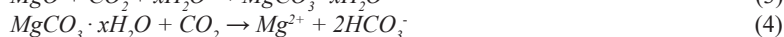
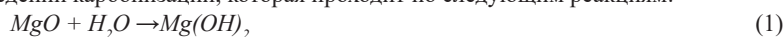
Таблица 1

Химический и минералогический состав гидромагnezитовой породы

Содержание оксидов, мас. %								Минеральный состав
MgO	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MnO	Δ m <sub>пр</sub>	Сумма	
44,23	9,86	0,69	0,52	1,17	0,029	45,33	100,00	Гидромагnezит Mg <sub>5</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>4</sub> (OH) <sub>2</sub> ·4H <sub>2</sub> O Дипингит Mg <sub>5</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>4</sub> (OH) <sub>2</sub> ·5H <sub>2</sub> O Несквигонит Mg(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (OH)·2H <sub>2</sub> O Клинохризотил Mg <sub>3</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub>

Получение раствора бикарбоната магния проводили искусственной карбонизацией суспензии магниесодержащего сырья в автоклаве с мешалкой при давлении углекислого газа 2 атм.

В силу своей уникальной минералогической и структурной особенности гидромагnezитовая порода наиболее хорошо подходит для получения водного раствора бикарбоната магния. При термообработке данная порода проходит ступенчатое преобразование, постепенно теряя структурную воду и претерпевая декарбонизацию. При этом значительно возрастает удельная поверхность проб за счет образования дефектной структуры. Это является благоприятным фактором при проведении карбонизации, которая проходит по следующим реакциям:



Для исследования пробы гидромагnezита прокаливали при температуре 400, 500, 600 и 700 °С. Прокаленные пробы заливали водой из расчета 10 гр. на 1 литр и проводили карбонизацию суспензии в течение 20 мин. В приготовленных растворах определяли концентрацию ионов магния  $\text{Mg}^{2+}$  и бикарбонат-ионов  $\text{HCO}_3^-$  титриметрическим методом. Результаты определения представлены в таблице 2.

Таблица 2

## Концентрация ионов в растворе бикарбоната магния

Температура обжига гидромагнезита, °С	Концентрация ионов Mg <sup>2+</sup> , г/л	Концентрация ионов HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , г/л	
		свежеприготовленный	После хранения
400	0,2773	3,4950	2,968
500	0,2500	2,9585	3,050
600	0,2360	2,8975	3,151
700	0,1890	2,6110	3,395

Данные исследования показывают, что максимальную концентрацию раствор бикарбоната магния имеет при использовании гидромагнезита, обожженного при температуре 400 °С, при этом концентрация бикарбонат-ионов при хранении снижается не значительно, что свидетельствует о стабильности получаемого раствора. Данная концентрация ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 3,5 г/л является достаточной для получения магниальной композиции высокой прочности и водостойкости не менее 1.

Таким образом, гидромагнезитовая порода, которая не находит применения в традиционной технологии вяжущих материалов, может эффективно использоваться для получения водостойких магниальных вяжущих и изделий на их основе.

## Литература

1. Волженский А.В. Минеральные вяжущие вещества: (технология и свойства) / А.В. Волженский, Ю.С. Буров, В.С. Колокольников – М.: Стройиздат, 1979. – С. 68 – 69.
2. Зырянова В.Н., Лыткина Е.В., Бердов Г.И. Повышение механической прочности и водостойкости магниальных вяжущих веществ при введении минеральных наполнителей // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2010. – № 3. – С. 21 – 26.
3. Chernykh T.N., Nosov A.V., Kramar L.Y. Dolomite magnesium oxychloride cement properties control method during its production // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2015. – Vol. 71, 012045.
4. Зимич В.В., Крамар Л.Я., Трофимов Б.Я. Снижение гигроскопичности и повышение водостойкости хлормagneзиального камня путем введения трехвалентного железа // Строительные материалы. – 2009. – № 5. – С. 58 – 61.
5. Митина Н.А., Лотов В.А., Сухушина А.В. Жидкость затворения для магниального вяжущего. // Строительные материалы. – 2015. – № 1. – С. 64 – 68.

## ПОВЫШЕНИЕ АКТИВНОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В РАЗЛИЧНЫХ МЕЛЬНИЦАХ

Р.С. Федюк, А.К. Смоляков, Р.А. Тимохин

Научный руководитель заместитель начальника УВЦ при ДВФУ А.В. Мочалов  
Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Получение бетонов с улучшенными физико-механическими характеристиками достигается применением ряда мероприятий, к основным из которых относятся: замена части цемента специально подобранными добавками, а также увеличение удельной поверхности вяжущего [2, 9].

Для достижения данной цели были разработаны композиционные вяжущие, полученные путем совместного помола цемента, гиперпластификатора, золы уноса и известняка.

Для выбора оптимального способа помола проводились испытания в шаровой, вибрационной и вариопланетарной мельнице.

Шаровая мельница – это полый, вращающийся вокруг своей оси барабан, который примерно наполовину заполнен дробящими шариками (ударными элементами). В результате вращения, шарики поднимаются в верхнюю часть барабана, а затем под действием силы тяжести падают вниз. Через одну из цапф постоянно поступает измельчаемый материал, а через другую происходит разгрузка барабана.

Одной из особенностей измельчения свободным ударом является тот факт, что разрушение материала происходит по наиболее слабым связям, дефектам структуры в местах соединения кристаллов, зерен, слоев и т.д [3]. В производстве фракционированного щебня или искусственного песка это несомненное преимущество, так как продукт ударного дробления представлен зернами изометрической формы без внутренних дефектов с небольшим содержанием переизмельченного продукта. В тоже время для получения большей тонины помола, упрочнение частиц которое происходит вместе с уменьшением их размеров, создает дополнительные трудности.

В определенный момент, когда структурная прочность каждой отдельной частицы достигает своего максимума, а ее масса ничтожно мала, свободный удар практически полностью замещается истиранием. Ротор центробежной мельницы перестает выполнять функцию ускорителя и работает скорее как завихритель материаловоздушных потоков. Увлекаемые к стенкам помольной камеры крупные частицы вытесняют более мелкие, которые, перемещаясь от периферии к центру, измельчаются исключительно за счет взаимного истирания в турбулентных потоках.

Если судить по расходу энергии на образование единицы новой поверхности твердых материалов - это один

из самых неэффективных способов измельчения.

Принцип действия вибрационной мельницы основан на интенсивном побуждении мелющих тел, когда взамен сил гравитации, вызывающей падение шаров, используется инерция, центробежные силы и т.д.

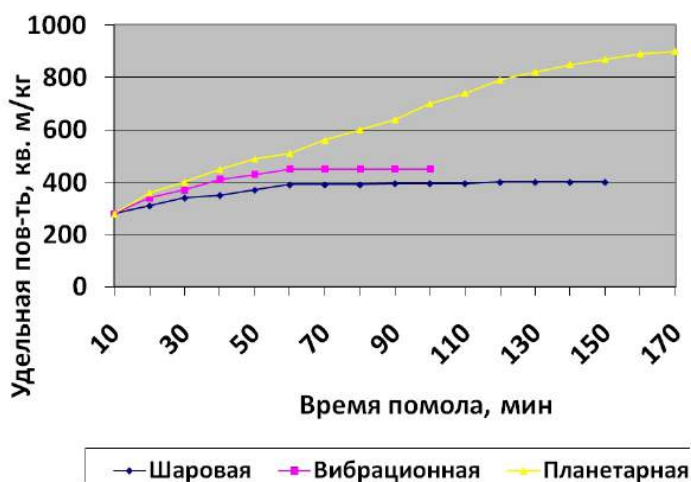
Вращение вала вибратора, а за ним и самого корпуса мельницы заставляет мелющие тела совершать движения в соответствии с величиной эксцентриситета или радиуса водила. Передача энергии мелющей загрузке осуществляется через корпус мельницы. Под действием инерции, центробежных сил, знакопеременных нагрузок шары внутри корпуса движутся по сложной траектории, прижимаются к стенкам барабана, ударяются друг об друга, а также о частицы измельчаемого материала, разбивая, раздавливая и перетирая их [1].

Для производства высокодисперсных материалов вибрационные мельницы более эффективны, чем шаровые. Ударное воздействие на материал помола в этом случае небольшое, но истирающее интенсивно, что позволяет добиться большей тонины помола.

В варио-планетарной мельнице скорости вращения размольных стаканов и опорного диска могут устанавливаться совершенно независимо друг от друга. Варьируя передаточное отношение, можно воздействовать на движение и траектории мелющих шаров таким образом, что шары ударяются горизонтально о внутреннюю стенку размольного стакана (высокая энергия удара), приближаются друг к другу тангенциально (высокое трение) или просто перекатываются по внутренней стенке размольного стакана (центробежные мельницы). Все промежуточные стадии и комбинации между давлением трением и ударом могут быть свободно установлены.

Соответственно, измельчение в варио-планетарных мельницах оказывается более энергоэффективным по сравнению с шаровой и вибрационными мельницами. Кроме того за счет совместного действия ударных, центробежно-ударных и истирающих усилий, появляется возможность добиваться более высокодисперсных порошков [4-5].

В ходе сравнения тонины помола заявленного композиционного вяжущего на различных мельницах, выявлено, что шаровая мельница (1,1кВт, 90 об/мин) способна измельчить до 400 м<sup>2</sup>/кг, дальнейшая работа агрегата является экономически нецелесообразной (рисунок).



*Рис. Зависимость удельной поверхности от времени помола*

Вибрационная мельница (2,2кВт, 1500 об/мин) показала способность эффективного размолта композиционного вяжущего до удельной поверхности 430 м<sup>2</sup>/кг.

В связи с тем, что согласно заявленной методике планирования эксперимента, интервал варьирования удельной поверхности – 500-900 м<sup>2</sup>/ кг, шаровая и вибрационная мельница не способны удовлетворить данным условиям [6-8].

Варио-планетарная мельница «Пульверизетте-4» (9 кВт) способна обеспечить помол до заданной удельной поверхности (900 м<sup>2</sup>/ кг).

В процессе механоактивации композиционного вяжущего активные молекулы цементных минералов возникают при разрушении молекулярных упаковок на участках дефектов и разрыхлений метастабильной фазы при декомпенсации межмолекулярных сил. Процесс сопровождается изменением кинетики твердения портландцемента.

Механические процессы при измельчении минеральных материалов вызывают, наряду с увеличением их поверхностной энергии, рост изобарного потенциала порошков и, соответственно, их химической активности, что также способствует высокой адгезионной прочности при контакте их со связующими [9-10].

Таким образом, комплекс мер по механохимической активации позволяет более полно использовать массу компонентов наполненных цементных систем и регулировать их свойства. При относительно небольших затратах появляется возможность обеспечить впечатляющий и, что немаловажно, легко повторяемый в производственных условиях результат.

Литература

1. Абдулова С.Р. Вибрационные мельницы: аспекты классификации / С.Р. Абдулова // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 3 (98). – С. 30 – 34.
2. Агеева М.С. Влияние времени помола на свойства композиционного вяжущего / М.С. Агеева, Г.А. Лесовик, С.М. Шаповалов, О.Н. Михайлова, С.З. Тахиров, Д.Д. Помошников, Р.С. Федюк // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. – 2015. – № 4. – С. 28 – 32.
3. Амосов Е.А. Некоторые закономерности работы шаровых мельниц / Е.А. Амосов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2012. – № 1 (33). – С. 219 – 222.
4. Власов В.А. Изобретения в области нанотехнологий существенно улучшают эксплуатационные свойства бетонов, полимеров, металлов и других материалов / В.А. Власов // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2014. – Т. 6. – № 3. – С. 77 – 95.
5. Фаизов Р.С., Феделеш С.Ю., Федюк Р.С., Алмамма Х. Апробация и внедрение фибробетона на композиционном вяжущем // В сборнике: Интеллектуальные строительные композиты для зеленого строительства Сборник докладов международной научно-практической конференции, посвященной 70-летию заслуженного деятеля науки РФ, члена-корреспондента РААСН, доктора технических наук, профессора Валерия Станиславовича Лесовика: В 3 частях. Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова. 2016. С. 192 – 195.
6. Федюк Р.С. Применение сырьевых ресурсов Приморского края для повышения эффективности композиционного вяжущего // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2016. – № 1. – С. 28 – 35.
7. Федюк Р.С., Храмов Д.А., Чернеев А.М. Строительно-материаловедческая оценка геологического строения территории Дагестана // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. – 2016. – № 66. – С. 112 – 114.
8. Федюк Р.С., Мочалов А.В., Тимохин А.М., Муталибов З.А. Разработка композиционного вяжущего // В книге: Строительство и архитектура – 2015: материалы международной научно-практической конференции. ФГБОУ ВПО «Ростовский государственный строительный университет», Союз строителей южного федерального округа, Ассоциация строителей Дона. 2015. – С. 478-480.
9. Ageeva M. S. The modified composite slag-cement binder / M. S. Ageeva, D. M. Sopin, G. A. Lesovik, A. A. Metrohin, N. V. Kalashnikov, V. A. Bogusevich // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. August 2014. – Vol. 9. – № 8. – P. 1381 – 1385.
10. Fediuk R.S. Mechanical activation of construction binder materials by various mills // В сборнике: IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Current Problems and Solutions. Сер. “All-Russia Scientific and Practical Conference on Materials Treatment: Current Problems and Solutions” 2016.

**РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТА СУЛЬФОСОЕДИНЕНИЯМИ**

**А.Ю. Флейшер, И.Н. Трус**

**Национальный технический университет Украины  
Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского,  
г. Киев, Украина**

В промышленности строительных материалов достаточно широко используются химические добавки на основе сульфосоединений, преимущественно, в качестве пластификаторов/водоредукторов. Среди наиболее распространенных – лигносульфонаты, которые начали применять ещё в 1932 году. Водоредуцирующий эффект этих добавок заключается в снижении водо-цементного отношения на 5-15 % [3].

Среди сульфосоединений ранее применялся сульфенол в качестве воздухововлекающей добавки для производства монолитного и сборного железобетона повышенной морозостойкости, а также для производства ячеистых бетонов [2]. В последнем, всё чаще, вместо сульфенола применяют лаурилсульфат натрия [4, 6].

Лауретсульфат натрия – это амфифильное поверхностно-активное вещество, обладающее одновременно лиофильными и лиофобными свойствами [5]. Применяется при производстве моющих средств, чаще – шампуней, зубной пасты и в производстве косметических средств в качестве пенообразователя.

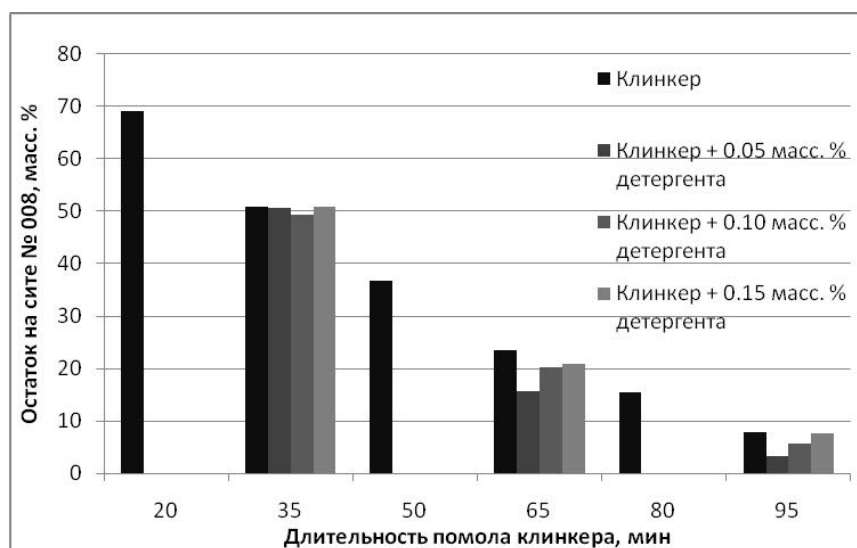
На основе алкилбензолсульфонатов натрия выпускается ряд продуктов: сульфенолы различных марок и детергент ДС-РАС. Детергент преимущественно состоит из додецилбензолсульфоната натрия линейной структуры.

В настоящее время от химических добавок требуют множественности технологических эффектов. Такая задача решается путем либо использования смесей нескольких соединений, либо тонкого синтеза. Молекулы и лауретсульфат натрия, и детергента имеют функциональную сульфогруппу и достаточно длинную углеводородную цепь. Такая структура молекул может обеспечивать технологические эффекты, присущие поверхностно-активному веществу, т.е. пластифицирующий / водоредуцирующий эффект, интенсификацию помола цемента и дополнительно уменьшать его гигроскопичность.

Для исследования характера действия указанных сульфосоединений на физико-механические свойства цемента определялись: кинетика помола клинкера с добавками, гидрофобность клинкера, а также водопотребность цемента и пластичность растворной смеси.

Исследование влияния сульфосоединений на кинетику помола проводили с помощью клинкера производства ОАО «Волынь-Цемент». Добавки вводили при помоле в мельницу в виде паст (рис. 1, 2). Эффективность влияние

добавок оценивалась по результатам ситового анализа.



**Рис. 1. Влияние детергента ДС-РАС на кинетику помола клинкера**

Экспериментальные данные подтверждают, что сульфосоединения влияют на помол клинкера. Остаток на сите № 008 при помоле его с лауретсульфатом уменьшился на 40-77 %. Детергент оказался менее эффективным – остаток на сите уменьшился на 0-40 %.

Гидрофобные свойства клинкеров оценивались по величине краевого угла смачивания (табл. 1) согласно методике, изложенной в [2].

**Таблиц 1**

**Влияние сульфосоединений на гидрофобные свойства клинкера**

Концентрация добавки, мас. %	Краевой угол смачивания клинкера водой, град.	
	лауретсульфат натрия	детергент ДС-РАС
0,000	46	46
0,055	48	89
0,100	111	105
0,150	95	103

Наблюдается общая зависимость увеличения краевого угла смачивания при увеличении содержания добавок. Сульфосоединения придают клинкеру гидрофобные свойства, начиная с концентрации 0,100 мас. %. При этом лауретсульфат натрия при указанной концентрации является более эффективным гидрофобизатором, чем детергент. В целом можно наблюдать, что эффективность лауретсульфата натрия существенно зависит от концентрации, в то время, как для детергента эта зависимость проявляется не столь сильно.

Исследование влияние соединений на нормальную густоту и пластичность проводились с использованием цемента ПЦ I 500 производства ПАО «Николаевцемент» и фракционированного речного песка (0,315-0,900 мм). Добавки вводились в цемент в виде водных растворов концентрации 25 мас. % (табл. 2).

**Таблица 2**

**Влияние сульфосоединений на физико-механические свойства цемента и растворной смеси**

Концентрация добавки, масс. %	Нормальная густота цементного теста, %		Пластичность растворной смеси (1:3), мм	
	лауретсульфат натрия	детергент ДС-РАС	лауретсульфат натрия	детергент ДС-РАС
0,00	27,0	28,5	103	103
0,01	26,0	28,5	130	109
0,05	24,0	27,5	160	127
0,10	22,5	25,5	175	128
0,50	21,0	22,5	240	167

При введении обоих соединений в цемент наблюдается уменьшение нормальной густоты цементов и увеличение пластичности растворов с повышением концентрации добавок. Лауретсульфат натрия способствует уменьшению водопотребности цементного теста на 4-22 % и увеличению пластичности растворной смеси в 0,3-2,3 раза. Детергент уменьшает нормальную густоту на 0-21 % и увеличивает пластичность на 6-62 %. Таким образом, лауретсульфат натрия можно считать более эффективной пластифицирующей / водоредуцирующей добавкой.

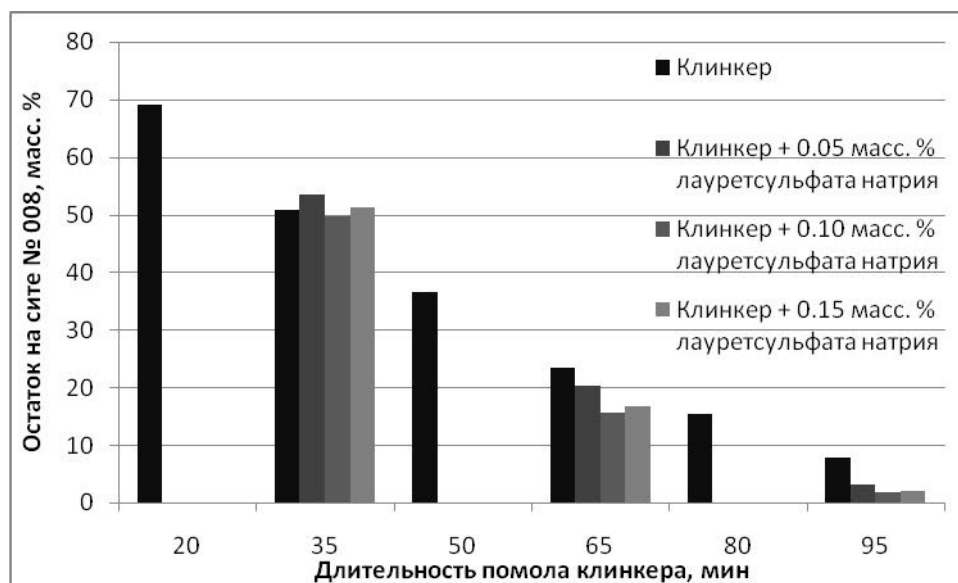


Рис. 2. Влияние лауретсульфатнатрия на кинетику помола клинкера

Таким образом, экспериментальные данные позволяют сделать вывод, что сульфосоединения (лауретсульфат натрия и додецилбензорлсульфонат натрия), которые имеют функциональную сульфогруппу и длинную углеводородную цепь, потенциально могут найти применение в качестве многофункциональных химических добавок и обеспечивать интенсификацию помола цементов, так и оказывать гидрофобный и пластифицирующий / водоредуцирующий эффекты.

#### Литература

1. Бетоны. Материалы. Технология. Оборудование. Серия «СТРОИТЕЛЬ». – М.: Стройинформ, Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 424 с.
2. Свидерский В.А. Оценка эффективности модификации минеральных наполнителей органическими агентами / В.А. Свидерский, А.В. Миронюк, Я.В. Миронюк // СтройХИМИЯ: Сборник докладов 4-й Международной научно-технической конференции. – 2009. – С. 78 – 84.
3. Collepardi S. Mechanism of action of different superplasticizers for high performance concrete / S. Collepardi, L. Coppola, R. Troli, M. Collepardi // Special publication of American Concrete Institute. – 1999. – Vol. 186. – P. 503 – 524.
4. Ranjani G.I.S. Analysis of the foam generated using surfactant sodium lauryl sulfate / G.I.S. Ranjani, K. Ramamurthy // International journal of concrete structure and materials. – 2010. – Vol. 4. – No. 1. – P. 55 – 62.
5. Robinson V.C. Final report of the Amended Safety Assessment of sodium laureth sulfate and related salts of sulfated ethoxylated alcohols / V.C. Robinson, W.F. Bergfeld, D.V. Belsito // International journal of toxicology. – 2010. – No. 29 (3). – P. 154 – 161.
6. Siva M. Sodium salts admixtures for enhancing the foaming characteristics of sodium lauryl sulfate / M. Siva, K. Ramamurthy, R. Dhamodharan // Cement and concrete composites. – 2015. – Vol. 57. – P. 133 – 141.



ПОВЫШЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ПОРИСТОЙ  
КОРДИЕРИТОВОЙ КЕРАМИКИ

А. Черепанова, Е.В. Дьяконова

Научный руководитель профессор Т.А. Хабас

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кордиеритовая керамика имеет широкое применение в технике, благодаря низкому значению коэффициента линейного расширения, высокой химической стойкости и высоким диэлектрическим свойствам [1, 3]. Такие характеристики позволяют использовать кордиеритовую пористую керамику в качестве носителей катализаторов, фильтров [2, 4]. Однако для пористых материалов главной проблемой является механическая прочность. Поэтому целью данной работы являлось разработка составов с добавками, повышающими механическую прочность пористой кордиеритовой керамики.

Для получения пористой кордиеритовой керамики использовались минеральные смеси огнеупорной глины с магнезиальным силикатом, в которые для добавления недостающей части оксида алюминия вводили глинозем или боксит.

Содержание сырьевых материалов было рассчитано с учетом получения 100 % фазы кордиерита. Порообразователем служили древесные опилки в количестве 2 мас. %, временной связкой 10 %-ный раствор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). В качестве добавки для упрочнения керамики вводили нанопорошок алюминия (НПА) в количестве от 0,5 до 2 %. Обжиг проводили в атмосфере воздуха при температуре от 1200 до 1300 °С. Выдержка при максимальной температуре составила 2 часа. Также готовились образцы без добавления нанопорошка.

При проведении рентгенофазового анализа образцов без добавления НПА выяснилось, что при низких температурах (1200–1250 °С) фаза кордиерита формируется лучше в шихтах с компенсирующим компонентом в виде боксита, а при высоких (1300–1350 °С) в образцах из шихты с применением глинозема (рис. 1). При этом добавление НПА в количестве до 2 мас. % обеспечивает увеличение рефлекса кордиеритовой фазы для шихты с добавкой глинозема до 15%.

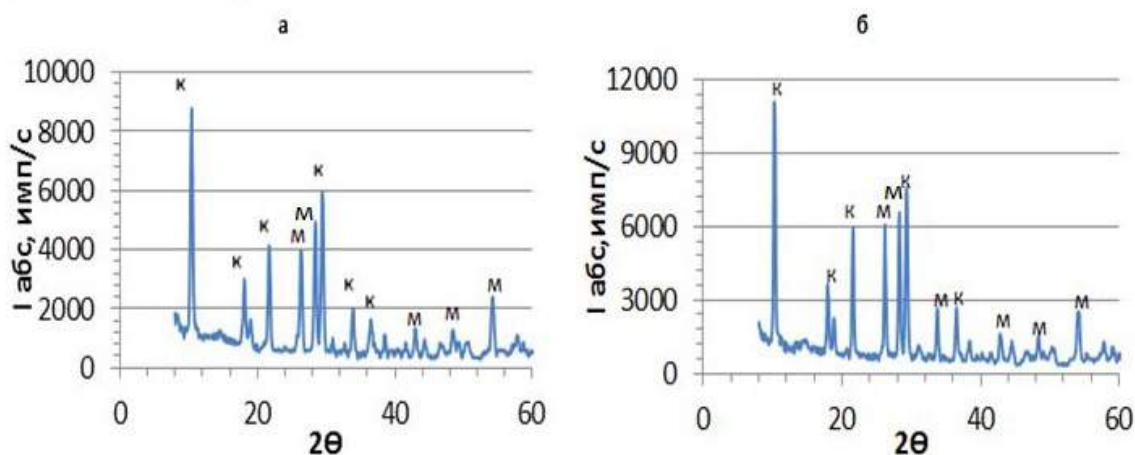


Рис. 1. Рентгенограммы образцов без добавок НПА после термообработки при 1270 °С с введением в шихту: а – боксита, б – глинозема  
к – кордиерит, м – муллит

По данным замера предела прочности при сжатии можно сделать вывод, что лучшей механической прочностью обладают смеси, содержащие бокситы. В то же время с ростом содержания нанопорошка алюминия растет и механическая прочность. В группе образцов, содержащих глинозем, лучшими механическими характеристиками обладает образец, содержащий 0,5 % НПА. Его механическая прочность увеличилась на 22 % (рис. 2).

Образцы, содержащие боксит, изначально имели выше механическую прочность. С ростом содержания НПА происходит линейный рост механической прочности. Максимальный рост механической прочности в данных образцах 20 %. Максимальная механическая прочность для кордиеритовой керамики, полученной из смеси с добавкой глинозема, составила 76 МПа, а из боксита – 102 МПа.

При изучении проницаемой пористости (по отношению объема всасываемой жидкости к общему объему образца) было замечено, что с увеличением содержания НПА в смеси проницаемая пористость растет.

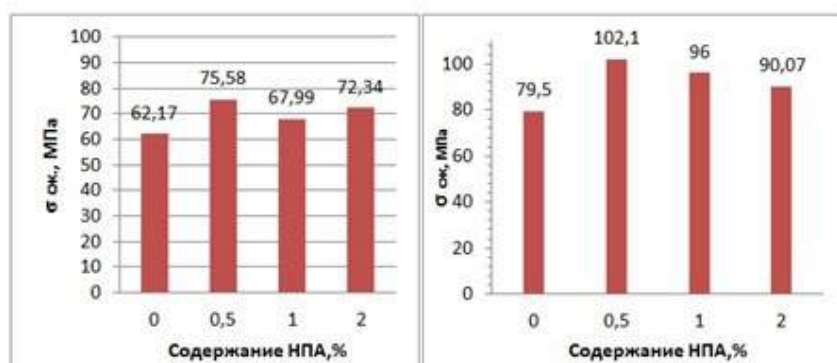


Рис. 2.

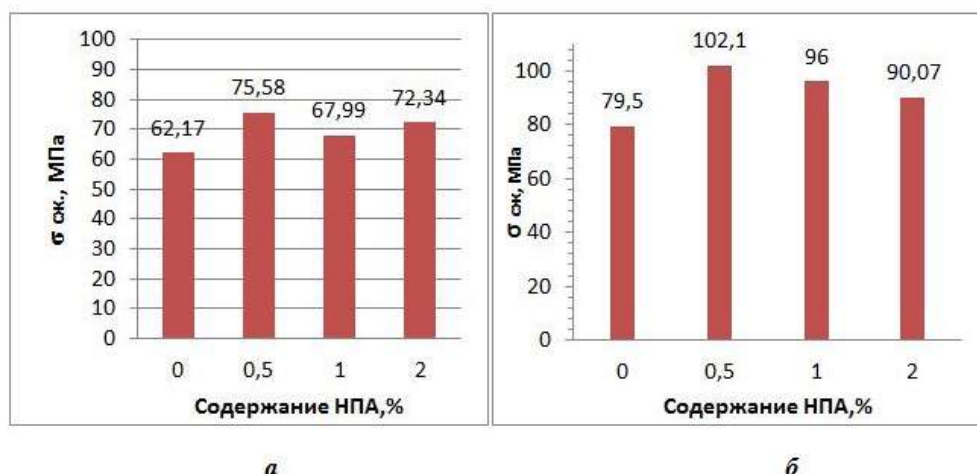
а

б

Гистограммы зависимости

механической прочности от содержания НПА: а – в шихте с добавкой глинозема, б – в шихте с добавкой боксита

Максимальное значение пористой пористости для кордиеритовой керамики с глиноземом в шихте составило 25,5 %, а с бокситом – 19,8 % (рис. 3). Самым эффективным соотношением НПА также считается добавка 0,5 %.



а

б

Рис. 3. Гистограмма зависимости пористой пористости от содержания НПА в смеси 1 – в шихте с добавкой глинозема, 2 – в шихте с добавкой боксита

Применение глинозема в качестве компенсирующей добавки в шихту для синтеза кордиерита более результативно при высоких температурах синтеза, при этом использование добавок в виде нанопорошка алюминия в небольшом количестве (до 2 %) позволяет увеличить механическую прочность пористой кордиеритовой керамики из обоих видов шихт на 22–28 %. При этом с добавлением НПА в количестве 0,5 – 1,0% пористость увеличивается на 8–17 %.

#### Литература

1. Hattori I. Ceramic honeycomb substrates for automobile exhaust catalysts // J. Amer. Ceram. Soc. – 1994. – V. 29. – No. 4. – P. 307 – 309.
2. Khabas T.A., Vereshchagin V.I., Vakalova T.V., Kirchanov A.A., Kulikovskaya N.A., Kozhevnikova N.G. Low-temperature synthesis of the cordierite phase in ceramic mixtures of natural raw materials // Refractories and Industrial Ceramics. – 2003. – V. 44. – Is. 3. – P. 181 – 185.
3. Кордиерит – перспективный керамический материал / Е. Г. Аввакумов, А. А. Гусев; Отв. ред. Н. З. Ляхов; Рос. акад. наук. Сиб. отд-ние. Ин-т химии твердого тела и механохимии. – Новосибирск: Изд-во Сиб. отд-ния Рос. акад. наук, 1999. – 165 с.
4. Kotek V. Cordierite materials for monolithic honeycombed catalyst carriers // Sklar. Keram. – 1988. – V.38. – N 10. – P. 277 – 282.

ПОЛУЧЕНИЕ ЦЕОЛИТА NaA ИЗ АЛЮМИНАТНОГО РАСТВОРА  
ГЛИНОЗЕМНОГО ПРОИЗВОДСТВА

А.А. Шайдулина, Э.Ю. Георгиева, Н.А. Ершова

Научные руководители профессор Н.К. Кондрашева, к.т.н. Д.О. Кондрашев  
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

На сегодняшний день в мировой практике традиционным сырьем для производства глинозема являются бокситы. Порядка 90% запасов бокситов добывается в странах тропического и субтропического пояса. В России добычу бокситов осуществляют 3 предприятия: АО «Сеуралбокситруда» (Североуральский бокситовый рудник, СУБР), ПАО «Боксит Тимана» (Средне-Тиманский бокситовый рудник) и АО «Северо-Онежский бокситовый рудник». Объем добычи отечественных бокситов составил порядка 6,2 млн. т (на первое полугодие 2016 года). Российские бокситы имеют низкое качество сырья, руда отличается малым содержанием алюминия и присутствием посторонних примесей. [10]

В течении многих лет в России в качестве алюминийсодержащего сырья также используют нефелины. По сравнению с бокситом нефелиновые руды и концентраты характеризуются содержанием оксида алюминия до 30% и содержанием кремнезема более 40%. Несмотря на это, более 60 % глинозема в России поступает из-за границы. Для России обеспечение отечественной алюминиевой промышленности собственным сырьем для производства глинозема чрезвычайно важно. Единственным выходом в сложившейся ситуации может быть повышение комплексности использования отечественного сырья, с получением дополнительной товарной продукции с высокой добавочной стоимостью.

Так, например, компанией NALCO разработана технология производства цеолита А, применяемого в качестве добавок к моющим средствам. Производство цеолита А было налажено на глиноземном заводе Индии с использованием алюминатных растворов переработки бокситов. С 2001 года в эксплуатацию запущен завод по производству детергентной модифицирующей добавки, работающий по схеме, представленной на рисунке 1. Использование готового раствора на глиноземном предприятии по сравнению с традиционным способом снижает себестоимость продукции цеолитов на 20 %.[1, 9].

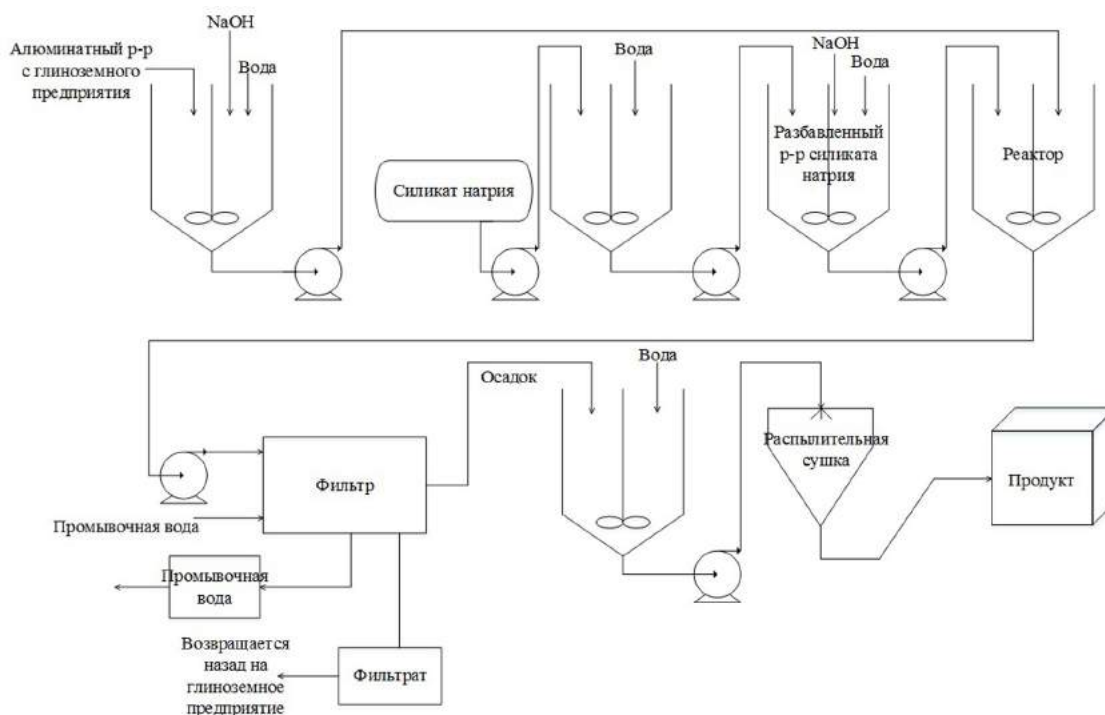


Рис. 1. Способ изготовления цеолита-А, пригодного в качестве детергентной модифицирующей добавки

Для России данное направление является весьма перспективным. Переработка высококремнистых нефелинов требует специальной двухстадийной технологии обескремнивания. Совершенствование процесса обескремнивания алюминатных растворов, с минимальными потерями алюминия и переводом примесей кремния в потенциально ценный продукт, является важной задачей. [3, 4]

Одним из крупнейших комплексов по производству глинозема из нефелинового сырья в Ленинградской области является ПАО «Пикалевский глиноземный завод». Химический состав сырья и получаемого алюминатного раствора на данном предприятии представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав алюминатного раствора

	Концентрация, г/л			
	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Na <sub>2</sub> O(Общ)	Na <sub>2</sub> O
Нефелин	44,2	29,1	18,6	11,1
Алюминатный раствор после обескремнивания	0,013	72,7	75,2	10,08

На основе промышленных данных авторами был приготовлен синтетический алюминатный раствор ([Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>]=70г/л, [Na<sub>2</sub>O]=75 г/л). К синтетическому алюминатному раствору добавлялось известное количество жидкого стекла. Смесь тщательно перемешивалась и выдерживалась в автоклаве при температуре 90°С. По истечении времени осадок отделяли от раствора, промывали до нейтральной среды теплой дистиллированной водой и сушили в течении 2 часов при температуре 130 °С.

Рентгеноструктурный анализ полученных образцов цеолитов проводился на дифрактометре ДРОН-3 (см. рисунок 2) Управление аппаратом, вывод и первичная обработка спектра проводились с помощью программы «DIFWIN1». Для расшифровки полученных рентгенограмм использовали картотеку ICDD PDF (приложение к программе Crystallographica содержит 136895 карточек). Химический анализ образцов осуществлялся при помощи рентгенофлуоресцентного анализа. Полученные данные представлены в таблице 2.

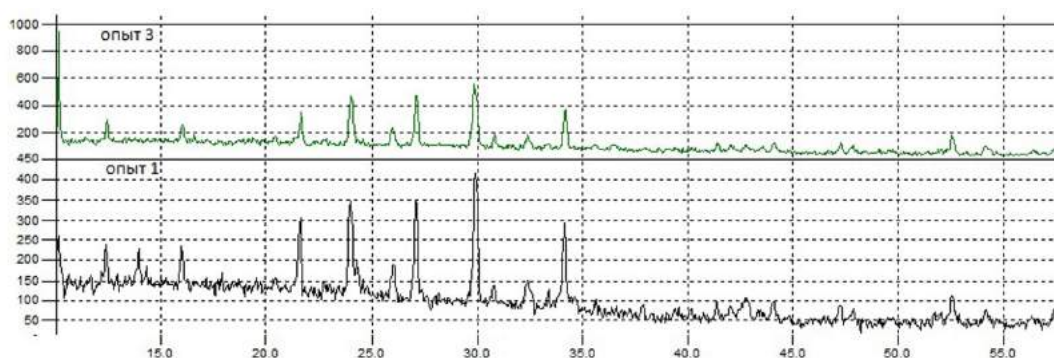


Рис. 2. Рентгенограмма полученных образцов

Таблица 2

Полученные образцы цеолитов

Номер опыта	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Na <sub>2</sub> O	Основа	Примеси
1	-	-	-	Na <sub>12</sub> Al <sub>12</sub> Si <sub>12</sub> O <sub>48</sub> ·27H <sub>2</sub> O (цеолит А)	1,08Na <sub>2</sub> O·Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·1,68SiO <sub>2</sub> ·1,8H <sub>2</sub> O
2	-	-	-	Na <sub>12</sub> Al <sub>12</sub> Si <sub>12</sub> O <sub>48</sub> ·27H <sub>2</sub> O (цеолит А)	1,08Na <sub>2</sub> O·Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·1,68SiO <sub>2</sub> ·1,8H <sub>2</sub> O
3	49,5	31,1	19,1	Na <sub>12</sub> Al <sub>12</sub> Si <sub>12</sub> O <sub>48</sub> ·27H <sub>2</sub> O (цеолит А)	отсутствуют

Рентгеноструктурный анализ показал наличие монофазы цеолита типа NaA в опыте 3. В дальнейшем авторами планируется провести синтез цеолита типа А с использованием промышленных алюминатных растворов и осуществить осушку бензиновой и дизельной фракции на полученных цеолитах.

С точки зрения нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности большой интерес представляет разработка технологии получения синтетических цеолитов типа X, Y и морденита. [4, 8]

### Литература

- Mishra C.R., Pani B.S. Manufacture of detergent grade zeolite-a from sodium aluminate liquor of alumina refinery, damanjodi : nalco's experience & success story // Light Metals. – 2007. – Vol. 1. – P. 119 – 124.
- Robson H. Verified synthesis of zeolitic materials // Elsevier. – 2001. – P. 272.
- Аджиев А.Ю., Морева Н.П. Отечественные цеолиты для глубокой осушки при производстве природного газа // НефтеГазоХимия. – 2015. – № 3. – С. 34 – 38.
- Алиева С.Б., Алиева Г.М., Шаринев Э.Г. и др. Получение широкопористого морденита из алюминатного раствора глиноземного производства // В мире научных открытий. – 2010. – № 4. – С. 3 – 8.
- Зотов Р.А., Бабина А.А., Синельников А.Н. и др. Сравнительное комплексное исследование промышленных синтетических гранулированных цеолитов // Вестник ТГУ. – 2015. – № 2. – С. 14 – 19.
- Киров С.С. Исследование и совершенствование технологии глубокого обескремнивания алюминатных растворов глиноземного производства: Диссертация ... канд. техн. наук. – М., 2012 г. – 150 с.

7. Лапин В.А., Баймаков А.Ю., Казаков В.Г. Пути совершенствования технологии переработки алюмосиликатного сырья на глинозем и сопутствующие продукты // Цветные металлы. – 2014. – № 4. – С. 62 – 68.
8. Павлов М.Л. Совершенствование способа синтеза порошкового цеолита типа морденит / М.Л. Павлов, Р.А. Басимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – №2. – С. 447 – 457
9. Пат. 2248939 Россия МПК С01В 39/16 Способ изготовления цеолита-А, пригодного в качестве детергентной модифицирующей добавки. М.Р. Гандхи, М.М. Сетх. Заявлено. 19.12.2000; Опубл. 27.03.2005, Бюл.№9.
10. Официальный сайт промышленной группы «Базовый Элемент» - [http://www.basel.ru/sectornews/rusal\\_28\\_07\\_2016/](http://www.basel.ru/sectornews/rusal_28_07_2016/)

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОФИЛЬНОЙ АЛЮМИНИЕВОЙ ПУДРЫ МАРОК RA И ГРАНУЛ НА ЕЕ ОСНОВЕ**

**М.А. Шалабаева**

*Научный руководитель доцент С.А. Антипина*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Алюминиевая пудра выпускается в тоннажном масштабе. Основными поставщиками пудры являются РУСАЛ, НСК-ТЕК, Benda-Lutz, Schlenk, Eckart. Незначительная доля поставок принадлежит румынским и китайским производителям.

Спрос на гидрофильную алюминиевую пудру увеличивается с расширением масштабов производства ячеистого бетона. Газообразователю уделяется особое внимание, так как от качества алюминиевой пудры зависит общая пористость ячеистых бетонов (от 20 до 98 %). От количественных и качественных показателей пористой структуры ячеистого бетона зависят его теплофизические и прочностные характеристики [2].

Основным потребителем алюминиевой пудры является строительная промышленность, где она используется в качестве газообразователя для производства ячеистого бетона [4]. Более того применение алюминиевой пудры в качестве газообразователя не имеет конкурентов в данной области.

Ячеистый бетон является эффективным строительным материалом, спрос на его продукцию растет с каждым годом. Это способствует повышению требований, как к свойствам готового продукта, так и к сырьевым материалам. Для стабилизации свойств алюминиевой пудры поверхность ее чешуек покрывается стеариновой оболочкой, которая образуется в процессе помола алюминиевого порошка (пудры) в шаровых мельницах. Стеариновая оболочка препятствует окислению частиц алюминиевой пудры и придает ей гидрофобные свойства, поэтому пудра не смачивается водой. При добавлении к пудре воды, большая часть ее не смачивается и остается на поверхности, что приводит к неравномерному распределению алюминиевых частиц в ячеисто-бетонном массиве и как следствие способствует неравномерному подъему изделий.

Для придания алюминиевой пудре гидрофильных свойств, перед приготовлением алюминиевой суспензии в воду добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ) такие как стиральный порошок, сульфанол [5]. При адсорбции молекул ПАВ на гидрофобной поверхности частиц пудры полярная часть молекул ПАВ ориентируется к воде, вследствие чего частички пудры гидрофилизуются, что способствует равномерному распределению их в воде и затем в ячеисто-бетонном массиве.

От количества и вида ПАВ зависит дальнейший процесс газообразования, поэтому важным является выпуск специализированных газообразователей. Необходимо отметить, что при производстве ячеистого бетона на стадии приготовления алюминиевой суспензии возникает проблема пыления алюминиевой пудры. Алюминиевая пудра образует в воздухе взвесь, опасную для организма человека, а при концентрации выше нижнего концентрационного предела пожаро- и взрывоопасна согласно ГОСТ 5494-95 «Алюминиевая пудра. Технические условия».

Для расширения возможности использования алюминиевой пудры на предприятии ООО «СУАЛ-ПМ» разрабатываются и выпускаются гидрофильные алюминиевые пудры марки RA и гранулы на ее основе. Гидрофильные алюминиевые пудры содержат в своем составе ПАВ, который добавляют в процессе производства алюминиевой пудры, что исключает необходимость приготовления водной суспензии с добавлением ПАВ при производстве ячеистого бетона. Выпуск гранул на основе алюминиевой пудры решает проблемы, связанные с пылением как при производстве алюминиевой пудры, так и дальнейшего ее использования при производстве ячеистого бетона.

Целью данной работы является изучение физико-химических характеристик гидрофильной алюминиевой пудры марок RA20-RA60 и гранул на ее основе.

Исследование содержания активного алюминия в пудрах и гранулах на ее основе проводилось согласно ГОСТ 5494-95 [1]. Массовая доля активного алюминия определялась косвенным способом, основанном на измерении объема водорода, образовавшегося в результате реакции с гидроксидом натрия. Размер частиц алюминиевых пудр определялся лазерным дифракционным микроанализатором «Analysette 22». Удельная поверхность определялась адсорбционным методом по БЭТ. Характеристики алюминиевой пудры марок RA20-RA60 и гранул на ее основе приведены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики алюминиевой пудры марок RA20–RA60 и гранул на ее основе

Условные обозначения	Содержание акт. алюминия, %	Размер частиц, мкм	Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /кг	Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>
Пудра П-RA20	90	20	7250	165
Пудра П-RA30	90	30	5425	170
Пудра П-RA40	92	40	4050	135
Пудра П-RA50	92	50	4040	130
Пудра П-RA60	95	60	3675	110
Гранулы Г-RA20	88	-	-	365
Гранулы Г-RA30	88	-	-	360
Гранулы Г-RA40	89	-	-	290
Гранулы Г-RA50	89	-	-	280
Гранулы Г-RA60	90	-	-	270

Анализ результатов исследований свойств алюминиевой пудры показал, что алюминиевая пудра всех марок имеет высокий показатель содержания активного алюминия (более 90%). Содержание активного алюминия в гранулах на основе алюминиевой пудры по сравнению с исходной пудрой меньше на 2-5 %. Содержание активного металла в RA увеличивается с увеличением размера частиц. Насыпная плотность алюминиевой пудры составляет 110–170 кг/м<sup>3</sup>, что в два раза меньше насыпной плотности гранул на ее основе. Пористая ячеистая структура готовых изделий формируется в процессе взаимодействия пудры с Ca(OH)<sub>2</sub>, который образуется в процессе взаимодействия силикатов цемента с водой (1):



Кинетика газообразования алюминиевой пудры марок RA и гранул на ее основе в растворе гидроксида кальция (2,5 мас. %) приведена на рисунке.

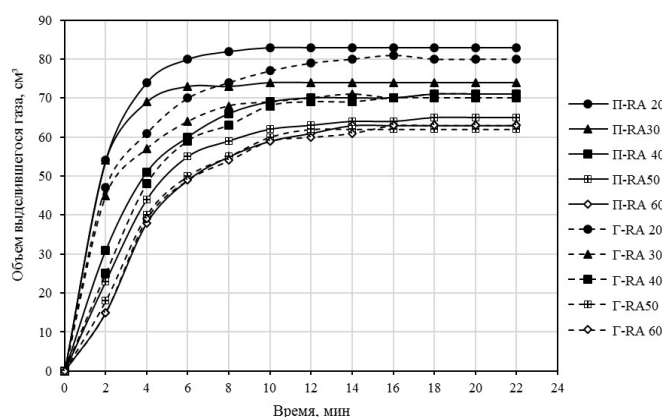


Рис. 1. Кинетика газообразования алюминиевой пудры марок RA и гранул на ее основе в растворе гидроксида кальция (2,5 мас. %)

Анализ графических зависимостей алюминиевой пудры марок RA и гранул на ее основе показали, что наблюдается задержка протекания реакции между гидроксидом кальция и алюминием в начальный период времени (2-4 мин) за счет образования дополнительной оболочки за счет введения связки в состав гранул. Объем выделившегося газа при использовании гранул меньше, за счет образования более крупных агрегатов, состоящих из частиц алюминия, но начиная с 4-6 минут реакция выделения водорода выравнивается по сравнению с исходной пудрой. Основная реакция газообразования пудры и гранул на ее основе протекает в первые 16 минут, после этого времени объем выделившегося водорода не превышает 1,5 %.

### Литература

- ГОСТ 5494-95 «Пудра алюминиевая. Технические условия»
- Антипина С.А., Митина Н.А. Основы технологии строительных материалов на основе вяжущих веществ: учебное пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 86 с.
- Прохоров С.Б. Специализированные газообразователи для ячеистых бетонов автоклавного твердения // Строительные материалы. – 2011. – № 9. – С. 48.
- Antipina S. A, Zmanovskii S. V., Gromova, A. A., Oxidation of Fine Aluminum Powders with Water and Air
- <http://litebeton.ru/statya/alyuminiyevye-pudry-pasty-dlya-proizvodstva-gazobetona-gidrofilnye-dobavki-dlya-pudry-obzor>

**ПЕРЕХОД ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ КЕРАМИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ ИЗ МАССЫ С-4  
ОТ БЕССПЕКОВОГО СПОСОБА К СПЕКОВОМУ**

**Ш.М. Шарафеев**

*Научный руководитель профессор В.М. Погребенков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

**Введение.** В настоящее время, несмотря на широкое распространение керамических материалов на основе искусственно полученных чистых оксидов, керамика на основе природного минерального сырья до сих пор является востребованной. Для производства рядовой электроизоляционной и радиокерамики традиционно используются различные виды алюмосиликатного сырья (в основном глины и каолины). В технологии материалов с исключительными электрическими свойствами для установочных радиодеталей используется магнезиальносиликатное сырье. Тальк, способный при высокотемпературном нагреве разлагаться на метасиликат магния (энстатит) и оксид кремния, является основой для получения стеатитовой керамики.

Изделия из непластичных стеатитовых масс могут быть оформлены методами полусухого прессования в случае изделий простой формы, при этом в качестве материала для пресс-порошков может использоваться как предварительно обожженная сырьевая смесь («спековый способ»), так и «сырая» смесь без предварительного обжига («бесспексовый способ») [2]. Изделия сложной формы формуются методом горячего литья под давлением из термопластичных шликеров, подготовка материала при этом производится исключительно по спековому способу.

Предварительный обжиг сырьевой компонентной смеси производится с целью синтеза основных фаз, слагающих керамический материал [1]. Это обеспечивает более полное протекание физико-химических процессов в смеси, вследствие чего конечные изделия имеют более стабильные свойства по сравнению с изделиями, полученными однократным обжигом сырой массы [2].

Некоторые составы масс стеатитовой керамики были разработаны достаточно давно, и их технология не включает предварительный обжиг сырьевой смеси, что в настоящее время препятствует получению более качественных изделий на существующих предприятиях, занимающихся выпуском изделий из технической керамики. Переход от бесспекового способа производства керамики к спековому положительно скажется на свойствах конечных изделий, однако изменение технологии может сопровождаться изменением ряда технологических свойств материала, в связи с чем может возникнуть потребность в замене дорогостоящей формующей оснастки.

Таким образом, исследование возможностей перехода производства керамики от бесспекового способа к спековому может быть сопряжено с определенными трудностями и требует изучения.

Для исследования была выбрана керамическая масса С-4 – непластичная масса для получения высокочастотного стеатита, изделия из которой оформляются путем полусухого прессования на парафиновой связке [1].

**Цель работы.** Исследование возможности перехода технологического процесса получения керамических изделий из массы С-4 от бесспекового способа к спековому при сохранении технологических параметров массы.

**Методика проведения работы.** Сырьевые компоненты в соответствии с компонентным составом массы (таблица 1) измельчались по мокрому способу с последующей сушкой водной суспензии при температуре 90 °С.

*Таблица 1*

*Компонентный состав массы С-4*

Компонент	Тальк Онотский	Глинозем технический	Глина Веселовская	Барий углекислый
Содержание, мас. %	84	1	5	10

Часть образцов была получены путем однократного обжига массы при 1260 °С, сформованной методом полусухого прессования при давлении 1000 кГ/см<sup>2</sup>. Подготовка пресс-порошка по спековому способу включала в себя гранулирование увлажненной массы путем протирки через сито, обжиг гранул, их измельчение до прохождения через сито 0073, пластификацию полученного порошка парафином (6 % от массы порошка) и протирку пластифицированной массы через сито. Образцы формовались как путем прессования полученного пресс-порошка, так и пресс-порошка, подвергнутого предварительной грануляции. Спекующий обжиг образцов велся при температуре 1260 °С. Так как полученные по спековому способу образцы не отвечали требованиям к данной массе (таблица 2), то часть образцов была получена на основе стеклообразующих композиций (СТК) различного состава.

*Таблица 2*

*Требования к пресс-порошку из массы С-4*

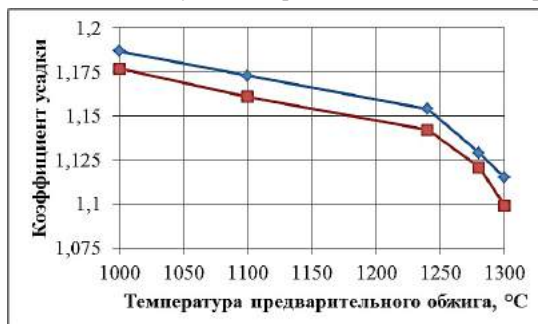
Свойство	Количество пластичной связки (сверх 100 %), %	Температура обжига, °С	Коэффициент усадки при обжиге	Размер гранул, мм
Значение	6 – 8	1230 – 1290	1,095	0,90

**Результаты.** Усадка образцов, полученных при обжиге сырой массы, увеличивается с ростом температуры, коэффициент усадки образцов в области 1240 – 1260 °С находится в пределах 1,090 – 1,098. Усадка образцов, полученных по спековому способу, снижается по мере увеличения температуры предварительного обжига

(рисунок 1). Это объясняется тем, что при обжиге сырой массы совместно с процессом спекания происходит разложение карбоната бария, протекающее с уменьшением объема, а также разложение талька, сопровождающееся увеличением объема, что несколько компенсирует усадку тел [3].

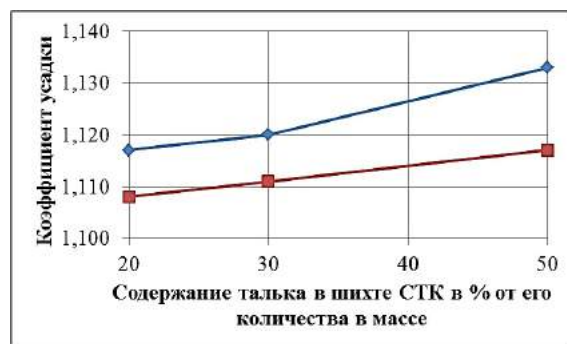
Компенсация усадки происходит и за счет несовершенства структуры метасиликата магния, образовавшегося в ходе перестройки кристаллической решетки талька, – это приводит к микронеоднородности кристаллов и некоторому разуплотнению образовавшейся структуры [4]. При двухстадийном обжиге массы трансформация решетки протекает в более полной мере, что приводит к уплотнению материала.

Величина коэффициента усадки в области 1260 °С больше 1,110, грануляция пресс-порошка снижает усадку незначительно, удовлетворительные значения коэффициента усадки не достигаются.



**Рис. 1. Зависимость коэффициента усадки образцов от температуры предварительного обжига (окончательный обжиг при температуре 1260 °С):**  
 1 – без грануляции пресс-порошка,  
 2 – с грануляцией пресс-порошка

Компонентные составы СТК аналогичны составу массы С-4 и отличаются от него лишь количеством вводимого в шихту талька: были исследованы образцы СТК с 20, 30 и 50 % от исходной массы талька в С-4. Синтез СТК производился при температуре 1200 °С, композиции дошихтовывались необходимым количеством талька, готовился спек, из которого изготавливались образцы керамики. Коэффициент усадки керамики на основе СТК растет по мере увеличения содержания талька в шихте композиции (рисунок 2). Подобная зависимость может быть объяснена тем, что при меньшем содержании талька в шихте СТК большее его количество вводится в систему после синтеза композиций, соответственно растет и количество микронеоднородностей в кристаллической фазе метасиликата магния, что в целом приводит к некоторой компенсации усадочных явлений при обжиге изделий.



**Рис. 2. Зависимость коэффициента усадки образцов на основе различных составов СТК:**  
 1 – без грануляции пресс-порошка, 2 – с грануляцией пресс-порошка

Грануляция пресс-порошков позволяет снизить коэффициент усадки керамики на основе СТК значительно, решающим фактором при этом является величина давления прессования гранулированных порошков. Удовлетворительный коэффициент усадки (1,094 – 1,096) керамики на основе СТК (20 % талька) достигается при значениях давления прессования более 350 МПа.

Таким образом, переход к спековому способу производства изделий из массы С-4 затруднен по причине склонности пресс-порошка из предварительно обожженной массы давать повышенную усадку при конечном обжиге. Удовлетворительные значения усадки могут быть достигнуты для изделий на основе СТК (с небольшим содержанием талька в шихте) при прессовании гранулированных пресс-порошков под давлением более 350 МПа.

#### Литература

1. Балкевич В.Л. Техническая керамика / В.Л. Балкевич. – Москва: Стройиздат, 1963. – 200 с.
2. Соломоник И.Ш. Производство керамических деталей радиоаппаратуры / И.Ш. Соломоник. – Томск: Издательство Томского государственного университета, 1973. – 160 с.
3. Усов П.Г. Алгуйский тальк / П.Г. Усов, Г.Н. Попова, С.А. Бабенко. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 1966. – 72 с.
4. Усов П.Г. Кинетика совершенствования структуры метасиликата магния, образовавшегося в результате разложения талька / П.Г. Усов, Н.С. Собора // Известия Томского политехнического института. – 1974. – Т. 234: Неорганическая химия. – С. 68 – 70.



**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗОЛЫ ТЕПЛОВЫХ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**В.В. Ширей-Седлецкая, Р.В. Ширей-Седлецкий**

*Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г.Томск, Россия*

Развитие топливно-энергетического комплекса, строительной индустрии, строительство городов и новых населенных пунктов, экологические и связанные с ними социальные проблемы прямо или косвенно зависят от утилизации твердых продуктов сгорания углей – зол уноса и шлаков. В Советском Союзе их не разделяли и отправляли вместе гидротранспортом в золоотвалы, порождая золошлаковые отходы в огромном количестве в городской черте или в непосредственной близости. Эта проблема приобретает особую остроту в России в связи с суровыми климатическими условиями, а также рассогласованием в сроках производства и потенциального потребления твердых продуктов от сгорания углей.

В настоящее время в целом по стране утилизируется не более 5–10 % золошлакового материала в различных отраслях строительства и промышленности [5]. Золошлаковые материалы по химическому и минералогическому составу во многом идентичны природному минеральному сырью. Использование их в промышленности, строительной индустрии и сельском хозяйстве – один из стратегических путей решения экологической проблемы в зоне работы тепловых электростанций. Для определения направления использования золошлаковых материалов необходимо исследовать их следующие качественные показатели: гранулометрический состав, удельную поверхность, насыпную плотность, содержание сернистых соединений, содержание оксидов кальция, магния, алюминия, кремния и железа.

Золы-уноса в зависимости от качественных показателей делят на четыре вида: I – для железобетонных конструкций и изделий из тяжелого и легкого бетона; II – для бетонных конструкций и изделий из тяжелого и легкого бетона, строительных растворов; III – для изделий и конструкций из ячеистого бетона; IV – для бетонных и железобетонных конструкций, применяемых при строительстве гидротехнических сооружений, дорог, аэродромов и другие. При изготовлении тяжелых и легких бетонов, строительных растворов золы-уноса применяют для снижения расхода цемента и заполнителей, улучшения технологических свойств бетонных и растворных смесей, повышения качества бетона и растворов. При изготовлении ячеистых бетонов кислые золы следует использовать в качестве кремнеземистого компонента смеси, а также с целью экономии цемента в неавтоклавных бетонах. Основные золы с содержанием CaO не менее 30% рекомендуются применять в качестве минеральной добавки в цементе или компонента другого вяжущего при изготовлении строительных бетонов и растворов, в качестве вяжущего для частичной замены извести или цемента в ячеистых бетонах автоклавного и неавтоклавного твердения. В конструкционно-теплоизоляционных бетонах кислую золу следует использовать для частичной или полной замены пористых песков и снижения плотности бетона. Для конструкций подводных и внутренних зон гидротехнических сооружений следует применять кислую золу IV вида [1].

Оптимальное содержание золы в тяжелых, легких, ячеистых бетонах и строительных растворах устанавливают в результате подбора составов на конкретных материалах при условии обеспечения требуемых показателей качества бетона и раствора в изделиях, конструкциях и коррозионной стойкости арматуры. В целях обеспечения коррозионной стойкости напрягаемой арматуры в железобетонных конструкциях, эксплуатируемых в неагрессивных средах, содержание кислой среды в бетоне не должно превышать по массе расход портландцемента. Возможность увеличения содержания золошлакового материала в бетонах устанавливают после проведения исследований по коррозионной стойкости арматуры, деформативным свойствам и долговечности бетонов, выполненных на конкретных материалах. Качественные показатели золы-уноса для строительных бетонов и растворов должны соответствовать требованиям. Влажность золы должна быть не более 1%. Золы-уноса в смеси с портландцементом должны обеспечивать равномерность изменения объема при кипячении в воде, основные золы III вида – в автоклаве. При производстве ячеистого бетона золу-уноса используют в качестве вяжущего вещества и кремнеземистого компонента бетонной смеси. Для производства ячеистого бетона в качестве вяжущего вещества может применяться основная зола, содержащая общего CaO не менее 40%, в том числе свободного CaO – не менее 16%, SO<sub>3</sub> – не более 6%, сумма оксидов K<sub>2</sub>O и Na<sub>2</sub>O – не более 3,5%. При использовании золошлакового материала в качестве кремнеземистого компонента бетонной смеси она должна содержать не менее 45% SiO<sub>2</sub>, не более 10% K<sub>2</sub>O + Na<sub>2</sub>O не более 3% SO<sub>3</sub>. Ранее в инструкции [3] по изготовлению изделий из ячеистого бетона СН 277-80 к золам тепловых электростанций предъявляли следующие требования. Основные золы от сжигания горючих сланцев и бурых углей должны иметь химический состав: содержание общего CaO – не менее 30%; в том числе свободного CaO – 15...25%; содержание SiO<sub>2</sub> – 20...30%, SO<sub>3</sub> – не более 6%, сумма оксидов K<sub>2</sub>O и Na<sub>2</sub>O не более 3%. Удельная поверхность золы-уноса должна быть в пределах от 300 до 350 м<sup>2</sup>/кг.

При проведении экспериментов в качестве объекта исследований был использован золошлаковый материал Северской теплоэлектростанции, который был отобран в районе труб гидроудаления. Определен гранулометрический состав золошлакового материала. Результаты которого представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, фракция (-0,25+0,1) мм преобладает, ее содержание составило 35,47%.

На основании [1] были проведены эксперименты по определению содержания свободного кальция в золошлаковом материале. Результаты, которых представлены в таблице 1.

Таблица 1

Содержание свободного оксида кальция в различных фракциях

Размер фракции, мм	Содержание фракции в объекте, %	Содержание свободного оксида кальция, %
+2	1,17	2,804
-2+1	15	4,18
-1+0,5	11,5	3,785
-0,5+0,315	7,6	3,08
-0,315+0,25	5,07	2,52
-0,25+0,1	35,47	3,01
-0,1+0,08	5,27	3,64
-0,08+0,063	6,15	3,625
-0,063+0,04	7,35	3,92
-0,04+0	5,39	3,045

В ходе экспериментов было выявлено, что наибольшее содержание свободного оксида кальция 4,18% содержится во фракции (-2+1) мм. Наименьшее содержание свободного оксида кальция 2,52% - (-0,315+0,25) мм.

Фракция (-0,25+0,1) мм была прокалена при температурах: 500 °С, 600 °С, 700 °С. Экспериментальные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2

Содержание свободного оксида кальция при прокаливании при различных температурах

Размер фракции, мм	Температура прокаливания, °С	Содержание свободного оксида кальция, % мас.
-0,25+0,1	500	2,52
	600	2,804
	700	3,08

Как видно из таблицы 2, прокаливание оказывает влияние на содержание свободного оксида кальция. При температуре 700 °С содержание свободного оксида кальция увеличивается на 16,6%.

Определено содержание оксида железа (III) комплексонометрическим методом. Метод [2] основан на образовании яркоокрашенного комплекса трехвалентного железа с сульфосалициловой кислотой в кислой среде, разрушении этого комплекса при титровании ди- $\text{Na-ЭДТА}$  и образовании слабоокрашенного комплексного соединения трехвалентного железа с ди- $\text{Na-ЭДТА}$ . Содержание оксида железа в исследуемом материале составило 0,89 %.

Таким образом, можно констатировать, что золошлаковые материалы являются весьма перспективной сферой для инноваций и инвестиций, имеющих многоцелевую направленность, и их переработка позволяет оказать существенное влияние на эколого-социально-экономическое развитие любого региона по следующим направлениям:

1. Социально-экологический аспект: устранение потенциального загрязнения, возникающего в результате накопления золошлаковых материалов и как следствие устранение его негативного воздействия на население и окружающую среду. Основное направление деятельности по этому аспекту – переработка золошлаковых отходов, позволяющее уменьшить накопленный объем данного вида отходов;

2. Социально-экономический аспект: создание инфраструктуры по производству товаров народного потребления и извлечения минерального сырья, что позволяет создать новые рабочие места, обеспечить рациональное использование вторичных ресурсов, увеличить налоговые поступления в бюджеты всех уровней и как следствие обеспечить рост экономического потенциала региона. Основное направление деятельности по этому аспекту – применение экономически эффективной технологии переработки золошлаковых отходов, позволяющей получать полезную продукцию и вторичное (минеральное) сырье [4].

Литература

- ГОСТ 25818-91. Зола-уноса тепловых электростанций для бетонов. Введ. 01.07.1991. М.: Изд-во стандартов 2003.
- ГОСТ 10538-87. Топливо твердое. Методы определения химического состава золы. Введ. 01.01.1988. М.: ИП Изд-во стандартов, 1988.
- ГОСТ 25485-89. Бетоны ячеистые. Введ. 01.01.1990. М.: ИПК Изд-во стандартов, 1993.
- Корнеев А.В. Технические предложения к организации безотходного производства на основе инновационной технологии утилизации золошлаковых отходов. <http://mydocx.ru/8-43636.html>
- Футорянский Л.Д. Геоэкологические критерии оптимального размещения золошлакоотвалов в природных условиях Среднего Урала: Диссертация ... канд. геол.-минер. наук : 25.00.36 – Екатеринбург, 2008. – 195 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ В ПРОИЗВОДСТВЕ  
СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

**Р.В. Ширей-Седлецкий, В.В. Ширей-Седлецкая**

*Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Общеизвестно, что золошлаковые отходы являются источником повышенной экологической опасности, и оказывают негативные воздействия на население (здоровье человека) и окружающую среду, а также являются причиной отчуждения земель, которые практически безвозвратно изымаются из полезного использования. В тоже время золошлаковые отходы обладают определенными физико-химическими свойствами, в том числе и вновь приобретенными, которые, при определенных технологических возможностях, можно реально и экономически целесообразно использовать в народном хозяйстве.

В качестве объекта исследования был использован золошлаковый материал Северной теплоэлектростанции крупностью менее 2 мм.

*Таблица 1*

*Химический состав золошлаковых материалов Северной теплоэлектростанции*

Содержание оксидов, масс. %						
SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	Na <sub>2</sub> O	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Другие оксиды
53,2	18,3	2,5	1,1	0,68	6,94	17,28

Зола с химическим составом, указанным в таблице 1, соответствует требованиям [2, 3] к золошлаковым материалам, применяемым для производства различных видов бетонов и строительных растворов. Содержание оксида кальция не превышает 10%, следовательно, изменение объема при твердении раствора будет равномерным. Помимо золошлаковых материалов, был использован цемент марки П/А-Ш 32,5Б.

Для проведения серии экспериментов по определению прочности на сжатие и водоудерживающей способности были приготовлены 3 смеси с содержанием цемента в сухой смеси 15, 20 и 25% масс. Сухая смесь была разбавлена водой до достижения нужной консистенции, влажность готового раствора составила 25,7%. Следующим этапом были приготовлены образцы кубической формы 49\*49\*49мм постепенным наполнением полимерной формы на вибростол с целью удаления пузырьков воздуха из готового продукта.

Проведена серия испытаний образцов затвердевших растворов для определения прочности на сжатие. Результаты представлены в таблице 2.

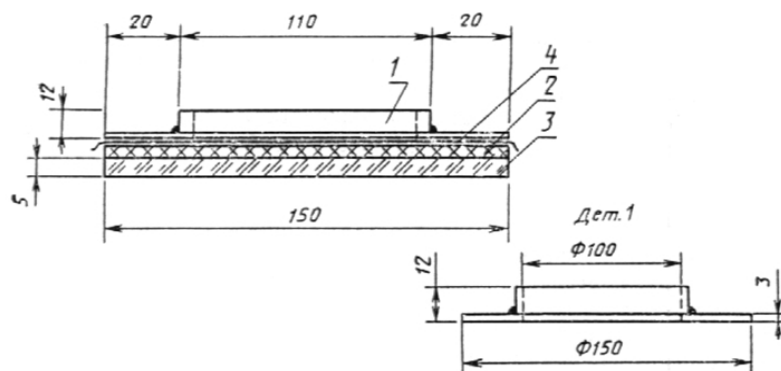
*Таблица 2*

*Результаты экспериментов*

Номер смеси	Содержание цемента, % масс. от сухой смеси	Содержание золошлаковых материалов, % масс. от сухой смеси	Плотность образцов, кг/м <sup>3</sup>	Прочность на сжатие, МПа		
				7 дней	14 дней	28 дней
1	15	85	1453	1,92	2,50	4,99
2	20	80	1513	2,26	3,76	5,85
3	25	75	1632	4,53	5,93	7,57

Из выше представленной таблицы видно, что прочность полученных образцов прямо пропорциональна времени выдержки и количеству цемента в смеси. Раствор набирает максимальную прочность при достижении 28 дней после приготовления в соответствии с [5]. По прочности на сжатие смеси 1 и 2 относятся к марке М50, а смесь с наибольшим содержанием цемента – к М75. Золошлаковые материалы Северной теплоэлектростанции можно использовать при возведении кирпичной кладки, приготовлении штукатурных растворов, монтаже сборных конструкций из железобетонных элементов, креплении фундаментальных блоков, выравнивании полов и других ремонтных работах [4].

Помимо прочности на сжатие существует ряд требований предъявляемых к строительным растворам, одним из которых является водоудерживающая способность – это способность растворной смеси сохранять в себе после нанесения на пористое основание достаточное количество воды для обеспечения нормальных условий твердения гидравлического вяжущего и производства кладочных или штукатурных работ. Растворная смесь с плохой водоудерживающей способностью после нанесения ее на пористое основание быстро теряет пластичность и становится «жесткой». Смесь с хорошей водоудерживающей способностью не «садится» и такую смесь называют «мягкой». Кладочные и штукатурные работы в последнем случае выполняются легче и производительность труда каменщика и штукатурки возрастает. Водоудерживающая способность растворных смесей улучшается после введения в них достаточного количества пластификаторов. Водоудерживающую способность определяют путем испытания слоя растворной смеси толщиной 12 мм, уложенного на промокательную бумагу. Для проведения испытаний применяют: листы промокательной бумаги размером 150×150 мм по ТУ 13-7308001-758-88; прокладку из марлевой ткани размером 250×350 мм по ГОСТ 11109-90; металлическое кольцо внутренним диаметром 100 мм, высотой 12 мм и толщиной стенки 5 мм; стеклянную пластинку размером 150×150 мм, толщиной 5 мм; весы лабораторные по ГОСТ 24104-88; прибор для определения водоудерживающей способности растворной смеси (рис. 1).



**Рис.1. Схема прибора для определения водоудерживающей способности растворной смеси:**  
 1 — металлическое кольцо с раствором; 2 — 10 слоев промокающей бумаги;  
 3 — стеклянная пластина; 4 — слой марлевой ткани

Перед испытанием 10 листов промокающей бумаги взвешивают с погрешностью до 0,1 г, укладывают на стеклянную пластинку, сверху укладывают прокладку из марлевой ткани, устанавливают металлическое кольцо и еще раз взвешивают. Тщательно перемешанную растворную смесь укладывают вровень с краями металлического кольца, выравнивают, взвешивают и оставляют на 10 мин. Металлическое кольцо с раствором осторожно снимают вместе с марлей. Промокающую бумагу взвешивают с погрешностью до 0,1 г.

Водоудерживающую способность растворной смеси определяют выраженным в процентах содержанием воды в пробе до и после эксперимента по формуле (1):

$$V = \left( 100 - \frac{m_2 - m_1}{m_4 - m_3} \right) \quad (1)$$

где  $m_1$  — масса промокающей бумаги до испытаний, г;  $m_2$  — масса промокающей бумаги после испытания, г;  $m_3$  — масса установки без растворной смеси, г;  $m_4$  — масса установки с растворной смесью, г.

Водоудерживающую способность растворной смеси определяют дважды для каждой пробы растворной смеси и вычисляют как среднее арифметическое значение результатов двух определений, отличающихся между собой не более чем на 20 % от меньшего значения [5]. На следующем этапе была определена водоудерживающая способность трёх свежеприготовленных растворов с теми же пропорциями цемента и золошлакового материала. После испытаний строительных растворов с целью определения их водоудерживающей способности были получены следующие данные:

**Таблица 3**

**Значения водоудерживающей способности в анализируемых растворах**

Цемент: зола	15:85	20:80	25:75
$m_1$ , г	123,6	122,3	117,5
$m_2$ , г	135,9	135,3	129,3
$m_3$ , г	135,7	134,9	130,1
$m_4$ , г	326,6	326,2	329,8
V, %	93,6	93,3	94,2

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что растворная смесь, приготовленная с использованием золошлакового материала Северской теплоэлектростанции, имеет значения водоудерживающей способности соответствующие норме, указанной в [4].

#### Литература

1. Габидуллин М.Г., Смирнов Д.С. Проектирование составов и испытания тяжелых бетонов и строительных растворов. Методические указания к лабораторным работам по курсу «Материаловедение». – Казань, 2004. – 39 с.
2. Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 25592-91. Смеси золошлаковые тепловых электростанций для бетонов. Технические условия.
3. Межгосударственный стандарт ГОСТ 25818-91. Зола-уноса тепловых электростанций для бетонов. Технические условия.
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ 28013-98. Растворы строительные. Общие технические условия.
5. Межгосударственный стандарт ГОСТ 5802-86. Растворы строительные. Методы испытаний.

**ИЗУЧЕНИЕ ХИМИКО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА КАОЛИНОВ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «АЛЬЯНС» И ИХ КЕРАМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА**

**Ал.А. Эминов**

*Научный руководитель профессор М.И. Искандарова*

*Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,  
г. Ташкент, Республика Узбекистан*

В производстве тонкокерамических изделий каолин является основной частью керамической массы. Роль каолина состоит, главным образом, в повышении механической, термической и химической устойчивости черепа и в сообщении ему белизны, просвечиваемость, блеск и другие эксплуатационные свойства [1]. Поэтому в производстве высокосортной фарфоровой и фаянсовой посуды стремятся повысить в массе содержание каолина за счет снижения количества огнеупорной глины. На фарфоровых и фаянсовых заводах широко используют отмученные каолины. Они имеют незначительное и постоянное содержание кварцевого песка, а также соединений титана и железа. С повышением содержания в каолинах красящих оксидов ( $Fe_2O_3$  и  $TiO_2$ ) белизна изготавливаемых изделий резко снижается. Применение каолинов с крупнодисперсными железо- и титаносодержащими включениями приводит к образованию на поверхности изделий коричневых и черных точек – «мушки», которые значительно снижают сортность фарфоровых изделий. Поэтому глинистые суспензии и жидкие массы необходимо проживать вибрационные сита, которые задерживают частицы железистых включений размером крупнее 0,1 мм.

На территории Республики Узбекистан находится 71 месторождений и проявлений каолинов. Из них перспективными являются 23 месторождения и проявления. Выделяются Ангренское, Султан-Увайское, Карнабское и каолинов месторождения «Альянс», имеющие большие запасы и достаточно стабильные химические составы. Каолины разных месторождений, различающиеся между собой по химическому, минералогическому и гранулометрическому составу, как правило, классифицируются и в технологическом отношении. Зарубежные высокосортные обогащенные каолины отличаются от вышеуказанных каолинов Узбекистана, пригодных для производства хозяйственного фарфора и фаянса, высоким содержанием глинозема, высокой дисперсностью, меньшим содержанием красящих оксидов.

В данной работе были изучены и сравнены краткие характеристики основных свойств некоторых классических зарубежных и местных каолинов Узбекистана. В частности, приведены экспериментальные результаты изучения вещественного состава и технологических свойств Ангренского обогащенного каолин марки АКС-30, Султан-Увайского каолина, обогащенного в лабораторных условиях методом отмучивания, обогащенного каолинов месторождения «Альянс» и обогащенного Просяновского каолина марки КФ-2, широко использовавшегося ранее в керамической промышленности Узбекистана [2].

В табл. 1 приведены химические составы каолинов. По содержанию  $Al_2O_3$  чешские каолины заметно выделяются и содержат не менее 37%  $Al_2O_3$ . Содержания красящих оксидов ( $Fe_2O_3 + TiO_2$ ) примерно близки и их сумма находится в пределах 1,03-1,40%. Также в близких пределах содержания щелочноземельных оксидов (кроме ангренского каолина). Следует отметить повышенные содержания щелочных оксидов для чешских и Султан-Увайского каолинов. Содержания потерь при прокаливании также близки, однако выделяется ангренский, имеющий такое же принципиальное отличие по высокому содержанию оксида  $SiO_2$  и низкому содержанию  $Al_2O_3$ .

**Таблица 1**

*Химические составы отечественных и зарубежных каолинов*

Наименование месторождения каолина	Содержание оксидов, масс%								ппп
	$SiO_2$	$Al_2O_3$	$Fe_2O_3$	$TiO_2$	CaO	MgO	$Na_2O$	$K_2O$	
Ангренский (Узбекистан)	56,60	30,10	0,95	0,45	0,10	0,10	0,10	0,98	10,60
Султан-Увайский (Каракалпакстан)	47,45	33,80	0,76	0,26	0,54	0,29	-	1,66	13,86
Альянс (Самарканд) обогащенный	51,00	34,80	0,47	0,34	0,08	0,49	0,19	1,48	11,10
Просяновский (Украина)	47,16	36,33	0,72	0,56	0,11	0,56	0,16	0,56	12,84
Империял (Чехословакия)	47,27	37,00	0,95	0,25	0,70	0,23	1,15	1,15	12,45
Коллоид (Чехословакия)	46,92	37,51	0,89	0,16	0,40	0,14	0,82	0,82	13,16
Осмоса (Чехословакия)	47,09	37,50	1,00	0,30	0,50	0,02	1,05	1,05	12,60
КСУ (Чехословакия)	47,45	37,00	0,85	0,18	0,63	0,24	0,89	0,22	12,52

В табл. 1 также приводятся данные высококачественных обогащенных чешских каолинов для сравнения с

местными каолинами Узбекистана:

- каолин «Империял» используется в производстве электротехнического фарфора и в качестве наполнителя для карандашного производства;
- каолин «Коллоид» отличается среди чешских каолинов высокой дисперсностью;
- каолин «Осмоса» отличается высокой пластичностью и дисперсностью. Этот каолин используется в производстве электротехнического фарфора и санитарно-строительного фаянса.

Исходя из химического состава и по данным специальных минералогических исследований Султан-Увайские и Просьяновские каолины содержат калиевую слюду – мусковит, тогда как чешские каолины, судя по их химическому составу содержат также натрийсодержащие слюды.

Гранулометрические составы сравниваемых каолинов свидетельствуют о высоком содержании тонкой фракции менее 1 мкм для чешских каолинов. В этом отношении им уступает Просьяновский каолин, однако Султан-Увайский каолин превосходит Просьяновский. Количество данной фракции имеет определяющее значение при оценке пластических свойств. Чешские каолины характеризуются сравнительно небольшим содержанием относительно крупной фракции более 5 мкм – от 3 до 6%. Ангренский, Султан-Увайский и Просьяновский каолины содержат ее в количествах 31,31 и 32%, соответственно.

Для технологии керамических изделий в основном главную роль играют свойства каолина: пластичность, вязкость, прочность при изгибе, усадка огнеупорность, белизна, водопоглощение. В таблице 2 приведены физико-химические показатели и керамико-технологические свойства каолина «Альянс» после обогащения.

Таблица 2

Керамико-технологические свойства каолинов

Показатели	Каолин месторождения «Альянс»	Каолин Просьяновского месторождения
Пластичность по Аттербергу	10-12	7-8
Величина концентрации водородных ионов водной вытяжки (рН)	8,2	9,5
Остаток на сите, %: №0140 №0063	0,02 0,12	- -
Белизна, %: высушенного при температуре 110°C обожженного при температуре: 1200°C 1350°C	70 80-82 78-81	72 - 91
Усадка, %: при сушке (110°C) при обжиге (1350°C)	3,4 13,7	4,0 17,4
Предел прочности при изгибе, МПа: воздушно-сухих образцов высушенных при температуре 110°C обожженных при температуре 1350°C	0,8-1,1 1,4-2,3 82-86	1,2 1,5-2,0 94,6
Водопоглощение, % (1350°C):	6,5	7,8
Огнеупорность, °C	1680-1700	1770-1790

Принимая показатели технологических свойств отражением особенностей химических, минералогических и гранулометрических составов каолинов следует отметить, что высокая дисперсность чешских каолинов определяет высокое содержание минерала каолинита, хорошую пластичность, высокие прочности, усадки при сушке и обжиге.

Из многочисленных литературных данных известно, что чешские каолины характеризуются хорошей спекаемостью (водопоглощение до 2,0-2,5%) и высокой общей усадкой, достигающей 19,8-20,2%.

В итоге чешские каолины должны иметь хорошие производственные показатели в технологии тонкой керамики: улучшенные формовочные свойства масс на их основе, пониженный брак при формовке, сушке и обжиге, хорошую спекаемость, более низкие температуры политого обжига, высокие физико-механические и эстетические показатели готовой продукции. В сравнении с ними, Ангренский каолин марки АКС-30 содержит ощутимые количества свободного кварца, заметно снижающего важные технологические свойства пластичность, спекаемость и показатели прочности сухих и обожженных образцов.

К недостаткам производимого в Узбекистане каолина марки АКС-30 следует отметить повышенное содержание суммы  $Fe_2O_3 + TiO_2$  до 1,40%. Учитывая, низкие пластические и связующие свойства каолинов Ангrena, они

не используются в составе фарфоровых масс. Обогащенный каолин Султан-Увайского месторождения обладает более высокими показателями, и приближается к Просьяновскому, но уступает чешским сортам каолина. Кроме того, Султан-Увайский каолин в настоящее время промышленным способом не добывается и не обогащаются.

Гранулометрический состав каолинов месторождения «Альянс» представлены в основном размером частиц до 0,005 мм – 80,51%, что позволяет характеризовать их как высокодисперсный каолин. Большое содержание мелкой фракции увеличивает пластичность и водосодержащие масс из каолина и снижает температуру спекания.

Из таблицы видно, что каолины месторождения «Альянс» по всем качественным показателям не уступает каолину Просьяновского месторождения, обладает хорошей пластичностью и высокой белизной после обжига, что связано с его тонкой дисперсностью. По огнеупорности каолин несколько уступает Просьяновскому, что обусловлено низким содержанием  $Al_2O_3$ . Вероятно, данный фактор также является причиной относительно несколько низкой прочности на изгиб обожженных образцов из каолина месторождения «Альянс». Процесс спекания каолина «Альянс» изучали в интервале температур 900-1450 °С, на основе определения усадки, объемной массы, водопоглощения и механической прочности обожженных образцов.

#### Литература

1. Химическая технология керамики. Под ред. И.Я.Гузмана. М.: ООО РИФ «Стройматериалы», 2003. – 496 с.
2. Eminov A.M., Kadyrova Z.R., Boyjanov I. Hujamberdiev M.I., Prospects Kaolins of Uzbekistan // Tile & Brick International. – 2003. - Vol. 19. – №4. – P. 252 – 257.

СЕКЦИЯ 16  
 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

STABILITY ANALYSIS OF THE OIL WELL CEMENT SHEATH BY AN ANALYTICAL APPROACH

S.Sh. Tabatabaee Moradi  
 Scientific advisor professor N.I. Nikolaev  
 Saint-Petersburg mining university, Saint Petersburg, Russia

Well cementing is considered as one of the most important and expensive operations during the well construction processes.

The main objectives of the cementing job are to seal the annular space, provide the integrity of the well, protect casings against thermal and hydraulic loads, support the casing pipes and prevent the fluid migration in the annular space [3, 4].

Many factors affect the effectiveness of the cementing job and durability of the cement sheath during the production life of the well. Failure in the cementing operation may endanger the whole well construction process and result in additional cost of well repairing operations, which are also considered as time-consuming operations.

During the production life of the well, the cement sheath may be objected to various types of stresses, resulted from thermal changes inside the wellbore or fluid movements inside the production tubes. These stresses may exceed the strength of the cement rock itself or the bonding strength between the cement rock and the casing (or formation rock), as a result of which the integrity of the well is lost.

Integrity of the cement sheath is studied in many researches by numerical or analytical approaches, during which the induced stresses in the cement rock or at its boundaries with the formation and casing are analyzed and the stability of the rock is determined using different available failure criteria [2].

In these work an analytical approach is considered the asses the failure probability of the cement sheath under the assumed circumstances. The induced stresses inside the cement rock and at its contact boundaries with the formation rock and casings can be calculated from the following sets of equations [5]:

$$\sigma_r = \frac{P_1 r_b^2 - P_2 r_c^2}{c^2 - b^2} - \frac{r_b^2 r_c^2}{r^2 (r_c^2 - r_b^2)} (P_1 - P_2) \quad (1)$$

$$\sigma_\theta = \frac{P_1 r_b^2 - P_2 r_c^2}{r_c^2 - r_b^2} + \frac{r_b^2 r_c^2}{r^2 (r_c^2 - r_b^2)} (P_1 - P_2) \quad (2)$$

$$\sigma_z = \frac{P_1 r_b^2 - P_2 r_c^2}{r_c^2 - r_b^2} \quad (3)$$

In the above equations  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  and  $\sigma_z$  are the radial, hoop and axial stresses.  $r_b$ ,  $r_c$  and  $r$  are the internal radius of the cement sheath, the external radius of cement sheath and radius of investigation respectively.  $P_1$  and  $P_2$  are pressures at the casing-cement and the rock-cement contact interfaces respectively, and can be found by solving several mathematical equations, which include the mechanical and thermal characteristics of the casing, cement rock and formation rocks. These equations are briefly discussed and presented in the research of [1].

Equations (1), (2) and (3) are developed for the composite system of rock-cement-casing, which is formed by applying the thick cylinder theory. Based on this theory the elements of the composite system are bonded together and create a uniform thick cylinder (Figure 1).

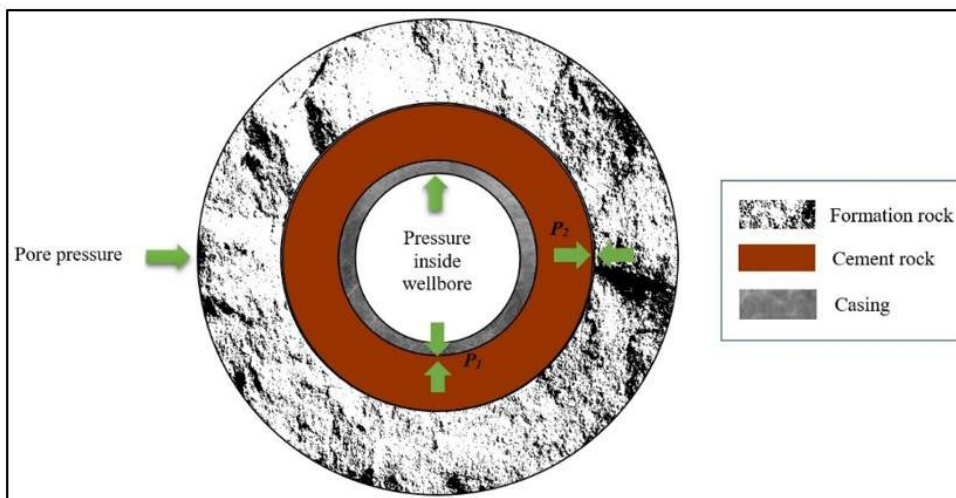


Figure 1. Formation-cement-casing composite system



The proposed system is on the pressure from both sides: pressure inside the wellbore, which is due to the fluid movement inside the tubes and formation pore pressure from outside. The resultant induced stresses from these pressures are calculated from the presented equations and are analyzed by a failure criterion to assess the failure probability of the cement sheath. The cement sheath will fail if the induced stresses inside the cement or its boundaries exceed the mechanical strength of the cement rock.

The used failure criterion in this work can be represented as follows:

$$\sigma_1 = \sigma_c + q \sigma_3 \quad (4)$$

where  $\sigma_1$  and  $\sigma_3$  are maximum and minimum principal stresses,  $\sigma_c$  is the compressive strength of the cement rock, respectively. From the above equation, it is evident that the cement rock compressive strength plays a crucial role in the cement sheath stability. Therefore cement compressive strength measurements in the laboratory condition are significant for a truly evaluation of the well integrity.

$q$ ,  $\sigma_1$  and  $\sigma_3$  are found from following equations:

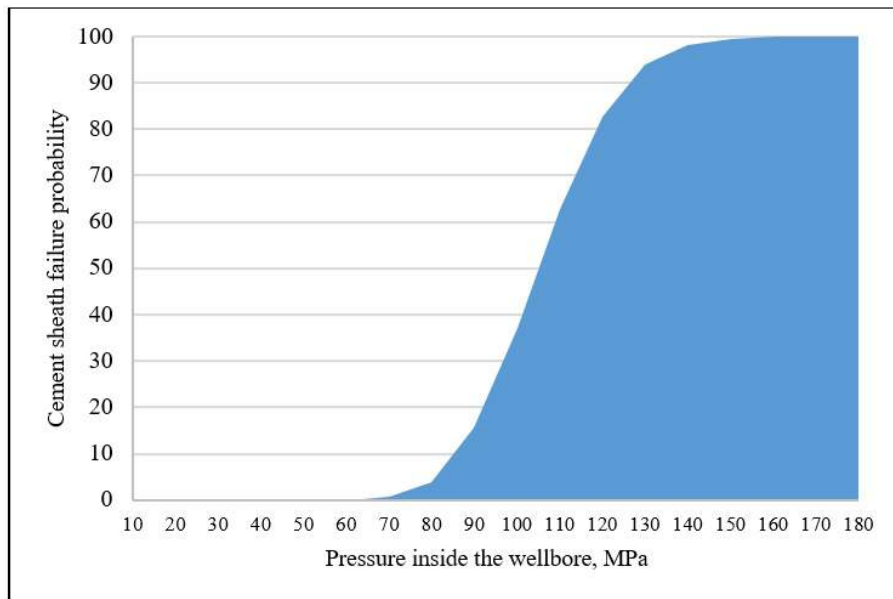
$$q = \tan^2 \left( 45 + \frac{\phi}{2} \right) = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad (5)$$

$$\sigma_1 = \max \left[ \left( \frac{1}{2} (\sigma_z \pm \sigma_\theta + \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4 \sigma_{\theta z}^2}) \right), (\sigma_r) \right] \quad (6)$$

$$\sigma_3 = \min \left[ \left( \frac{1}{2} (\sigma_z \pm \sigma_\theta + \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4 \sigma_{\theta z}^2}) \right), (\sigma_r) \right] \quad (7)$$

The equations for calculating failure criterion and induces stresses are solved for a series of proposed data, including: mechanical and thermal properties of cement rock, casing and formation, pore pressure, formation and wellbore temperatures and geometrical characteristics of the wellbore.

Using the given failure criterion and calculated induces stresses, the failure probability of the cement sheath as a function of the pressure inside the wellbore is evaluated and presented in figure 2.



**Figure. 2. –failure probability of the cement sheath**

As it is evident from the figure, the cement sheath failure probability will increase by increasing the pressure inside the wellbore, as the induced stresses may exceed the strength of the cement rock. At wellbore pressure greater than 150 MPa, the failure probability is almost 100%. In this case, developing a high strength cement system or lowering the pressure inside the wellbore by adjusting the production parameters like the hydrocarbon flow rate, may be proposed as a proper solution.

In addition, it can be concluded that the cement rock strength characteristics have a significant effect on the stability of the cement sheath and its durability during the production life of the well.

#### References

1. Haider M.G., Sanjayan J. and Ranjith P.G., 2012. Modeling of a well-bore composite cylinder system for cement sheath stress analysis in geological sequestration of CO<sub>2</sub>, 46th U.S. Rock Mechanics Symposium, Chicago, 24-27 June 2012.
2. Kim J., Moridis G.J. and Martinez E.R., 2016. Investigation of possible wellbore cement failures during hydraulic

- fracturing operations, J. Pet. Sci. Eng. 139, 254-263.
3. Tabatabaee Moradi S.Sh. and Nikolaev N.I., 2016. Optimization of cement spacer rheology model using genetic algorithm (research note), International Journal of Engineering (IJE), TRANSACTIONS A: Basics, Vol. 29, No. 1, 127-131.
  4. Tabatabaee Moradi S. Sh. and Nikolaev N. I., 2016. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions, International Journal of Engineering (IJE), TRANSACTIONS C: Aspects Vol. 29, No. 9, 1214-1218.
  5. Teodoriu C., Ugwu I. and J. Schubert. 2010. Estimation of casing-cement-formation interaction using a new analytical model. SPE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, 2257 - 2270.

## ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

И.И. Абельхаеров, А.С. Курмангали, А.А. Апаев

Научный руководитель профессор Ф.А. Агзамов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект. Стоимость строительства скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. Процесс цементирования скважин – сложная необратимая операция, ремонт или восстановление связаны со значительными затратами средств и времени [2].

При цементировании необходимо учитывать ряд факторов, оказывающих влияние на конечный результат строительства скважин, одним из них является получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах качество крепления хуже, чем в вертикальных, это связано с тем, что происходит седиментация твердых частиц, а также расслоение цементного раствора, в итоге это может привести к ухудшению сцепления цементного камня с обсадной колонной.

Седиментационной устойчивостью тампонажного раствора означает его устойчивость к действию гравитационных сил, приводящих к разделению дисперсной среды и дисперсионной фазы. Седиментационную устойчивость тампонажных растворов можно оценить величиной водоотделения - количеством выделившейся воды на поверхности тампонажного раствора.

Недостаточная седиментационная устойчивость тампонажных растворов приводит к развитию целого ряда явлений, таких как:

- увеличение проницаемости цементного камня вдоль направления движения восходящей при седиментации жидкости затворения, при этом прочность цементного камня в 3-4 раза меньше;
- нарушение сплошности тампонажного камня в затрубном пространстве в поперечном направлении в результате образования водяных «поясов»; в продольном направлении - в результате появления каналов различной протяженности, промытых восходящим потоком воды и др.

Поскольку большинство скважин являются наклонно-направленными, то вероятность образования каналов за счет седиментационного расслоения в цементном камне и на контакте цементного камня с обсадной колонной и горными породами очень велика [2].

Многочисленные примеры некачественных цементирований скважин в результате использования традиционных чистых тампонажных растворов показывают, что для условий крепления скважин необходимо в цемент вводить добавки, способствующие улучшению седиментационной устойчивости раствора повышая дисперсность цемента или вводя высокодисперсные добавки, которые будут связывать большее количество воды своей поверхностью. Седиментационная устойчивость также улучшается при повышении вязкости воды (добавками высокомолекулярных веществ).

Методика экспериментальных исследований заключается в проведении опытов с тампонажными растворами с различными добавками в вертикальных и наклонных цилиндрах. В вертикальном цилиндре оттесняемая при седиментации избыточная мобильная вода затворения стремится вверх, проходит через всю массу раствора (рис.1, а).

В наклонном цилиндре (рис. 1, б) вода, пройдя сквозь сравнительно небольшой слой раствора, доходит до внутренней поверхности цилиндра и, скользя вдоль нее, образует восходящий поток. Если наклонный цилиндр условно разделить на элементы, то в каждом из них вода поднимается вверх. При определенном угле наклона цилиндра скорость движения воды вдоль его верхней стенки максимальна. Водоотделение увеличивается с ростом наклона цилиндра и, как правило, в 2-3 раза выше, чем в вертикальных [1].

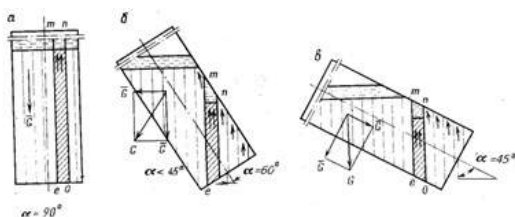


Рис. 1. Схемы вариантов седиментации тампонажного раствора в цилиндрах

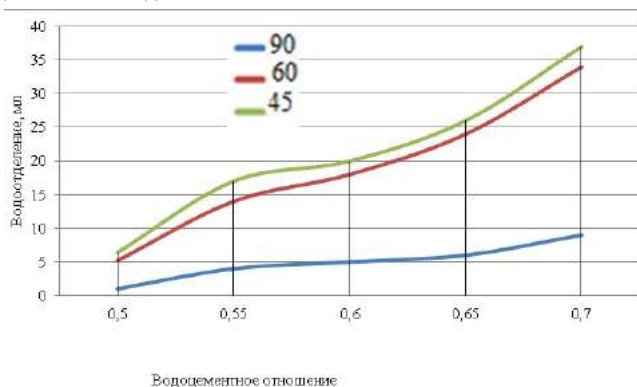
Для проведения испытания использовался экспериментальный стенд приведенный на рис.1 с объемами 0,5 л каждая. Данные цилиндры заполнялись приготовленным тампонажным раствором с заданными параметрами и оставались на 30 минут для определения количества воды, выделившегося на поверхности раствора.

В представленной работе были использованы портландцемент, а также такие добавки, как акриловый лигносульфонатный реагент (АЛС) и полиэлектролит ВПК-402.

Акриловый лигносульфонат- порошок коричневого цвета, применяется для улучшения свойств буровых глинистых растворов в отношении их вязкости, водоотдачи и термостойкости

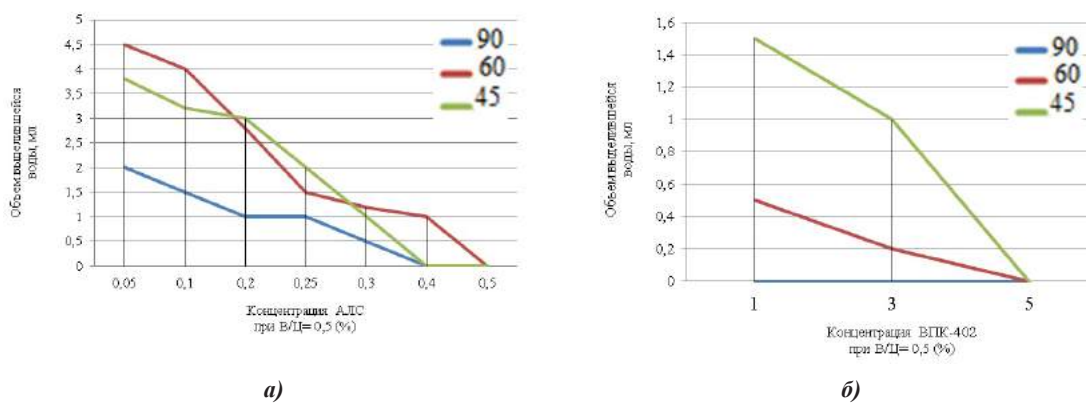
Полиэлектролит ВПК-402 выглядит как бесцветная или с желтым оттенком однородная жидкость без посторонних добавок и примесей, используется в роли коагулянта и диспергатора (для снижения вязкости дисперсных систем на водной основе с высокой концентрацией).

Первоначально во время испытания была проведена оценка влияния тампонажного раствора без добавок на водоотделение. Результаты исследования показали, что чем выше водоцементное отношение раствора, тем больше количество выделившейся воды.



**Рис. 2. Влияние водоцементного отношения на водоотделение цементного раствора**

Следующие испытания проводилось при добавке к портландцементу реагента АЛС и ВПК-402 при различных концентрациях, до получения минимального водоотделения (рис.3 а,б).



**Рис. 3. Влияние реагентов АЛС (а) и ВПК-402 (б) на водоотделение тампонажного раствора**

Проведенные эксперименты показали, что:

- с увеличением угла наклона скважины водоотделение возрастает;
- с увеличением водоцементного отношения водоотделение возрастает и в модели наклонных скважин образуется канал;
- применяемый реагент АЛС хорошо снижает водоотделение в вертикальных и наклонных скважинах, а в концентрации 0,5% водоотделение принимает нулевое значение, что является важным для наклонных скважин;
- применение реагента ВПК-402 в наклонных и вертикальных скважинах также показало положительные результаты;

Сформулированные выводы позволяют судить о том, что цель исследования достигнута.

#### Литература

1. Агзамов, Ф.А., Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие/ - СПб.: ООО «Недра», 2011.-268с.
2. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей: учеб. пособие/ -Москва: ООО «Недра», 1981.-152с.

## ПОСТАДИЙНАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ НА НОВО-УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.С. Аносов

Научные руководители: профессор Ю.Г. Боярко, профессор В.Я. Ушаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство нефтяной скважины является непрерывным многостадийным, энергозатратным процессом, осуществляемым зачастую в тяжелых климатических условиях и в труднодоступной местности. Поэтому вопрос рационального использования энергии, расходуемой на строительство скважины стоит особо остро. В то же время этот процесс часто связан с непрогнозируемыми осложнениями, которые могут возникнуть на всех стадиях работы. Этот фактор неопределенности не позволяет с достаточной точностью рассчитать объем потребных для строительства скважины энергетических ресурсов. Так же нужно учитывать то, что любое непроизводительное время ведет к увеличению календарного времени работ по скважине и, соответственно, к трате дополнительных энергетических ресурсов. Тем не менее, если осложнения, вызванные геологическими или природно-климатическими условиями, предупредить и спрогнозировать достаточно проблематично, то технологические осложнения (не правильный подбор режима бурения), и технические, вызванные поломкой или отказом оборудования, можно предусмотреть и свести их к минимуму.

Наиболее энергоемкими операциями технологического процесса бурения скважины является непосредственно бурение (процесс разрушения горной породы) и промывка (очистка забоя от выбуренной породы). Бурение и промывка верхних интервалов скважины под направление (направляющая колонна, спускается с целью перекрытия слабоустойчивых четвертичных отложений), и кондуктор (спускается с целью перекрытия слабосцементированных пород), производится с большей подачей насосов, так как осуществляется с применением инструмента большего диаметра и, соответственно, с увеличенным объемом выносимого шлама; по мере роста глубины скважины переходят на буровой инструмент меньшего диаметра. Однако при бурении под промежуточную колонну (спускается с целью перекрытия сеноманского горизонта), эксплуатационную колонну (спускается с целью перекрытия пластов не совместимых по условиям одновременного вскрытия из-за разных коэффициентов аномальности пластовых давлений) и хвостовик (спускается с целью эксплуатации ачимовских отложений) увеличиваются пластовое давление, крепость горных пород и вес бурового инструмента, что ведет к значительному росту энергопотребления.

Самыми распространенными способами разрушения горной породы являются бурение роторным способом, турбобурами и винтовыми забойными двигателями (ВЗД). Если при бурении роторным способом вращательный момент передается от стола ротора ведущей бурильной трубой к колонне труб, то при бурении турбобурами и ВЗД момент возникает непосредственно на валу двигателя, рабочим агентом здесь служит промывочная жидкость, за счет подачи которой возникает дифференциальный перепад давления.

При бурении вертикальных скважин применение ВЗД или турбобура не всегда обосновано в аспекте энергоэффективности, так как необходимо дополнительно увеличивать подачу насосов для создания рабочего давления [1]. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин осуществляется с применением двигателя с регулируемым углом перекоса. Конструкция турбобуров и ВЗД позволяет изменять угол искривления двигателя в зависимости от профиля скважины для набора параметров кривизны. Это позволяет вести бурение комбинированным способом, то есть как направленно – на участках набора параметров, так и с вращением всей колонны – на участках стабилизации и горизонтальных участках скважины.

Из рисунка 1, составленного по данным суточного потребления электроэнергии в процесс строительства газовой скважины №1-24-05 Ново-Уренгойского месторождения, видно, что пиковое потребление происходило в период с 13.01.2015 г. по 17.01.2015 года и с 27.01.15 по 31.01.15, когда шло бурение под техническую и эксплуатационную колонну. Бурение под направление (с 31.12.2014 по 1.01.2015) и кондуктор (04.01.2015 и 06.01.2015) осуществлялось роторным способом с применением «маятниковой» компоновки, включающей себя PDC – долото и УБТ, без использования ВЗД.

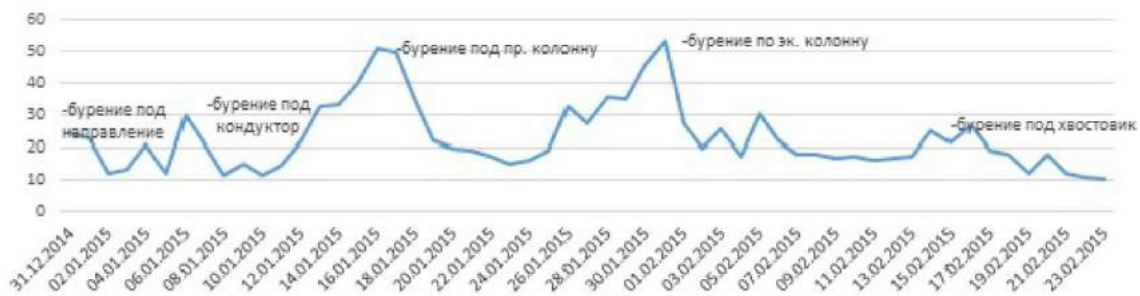


Рис. 1. Динамика суточного потребления энергии при строительстве скважины

Бурение под направление в интервале 0-230 м велось долотом 490,0 V-C21-R705 в следующем режиме: нагрузка на долото  $G=2$ -6т; подача насосов  $Q=40,5$ -41л/с; давление нагнетания  $P=9$ -30атм;  $V_{ср.мех}=9,9$ м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила 0.2 кВт.ч/м.

Бурение под кондуктор в интервале 230-700 м велось долотом БИТ 393,7 В 419 ТСР в следующем режиме:  $G=1,5$ -8т;  $Q=30$ -43л/с;  $P=13$ -60атм;  $V_{ср.мех}=20$  м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила = 0.1 кВт.ч/м.

Бурение под промежуточную колонну в интервале 700-2222 м велось долотом БИТ 295,3 ВТ 619 Т.07 с ВЗД ДРУ-240РС в режиме:  $G=2,5$ -10т;  $Q=55$ л/с;  $P=99$ -167атм;  $V_{ср.мех}=41,1$ м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила 0.14 кВт.ч /м.

Бурение под эксплуатационную колонну в интервале 2222-3724 м велось долотом БИТ-220,7 ВТ 613 с ВЗД А675М4570ХР в режиме:  $G=3$ -11т;  $Q=36$ -37л/с;  $P=125$ -253атм;  $V_{ср.мех}=33$  м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила 0.13 кВт.ч /м.

Бурение под хвостовик в интервале 3724-3941 осуществлялось долотом БИТ-152,4 ВТ 613 Н.10 с ВЗД ДРУ-120  $G=4$ -6т;  $Q=12$ л/с;  $P=115$ -117атм;  $V_{ср.мех}=4$ м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила = 0.2 кВт.ч/м.

На рис. 2 представлено распределение удельной энергоёмкости стадий процесса строительства скважины.

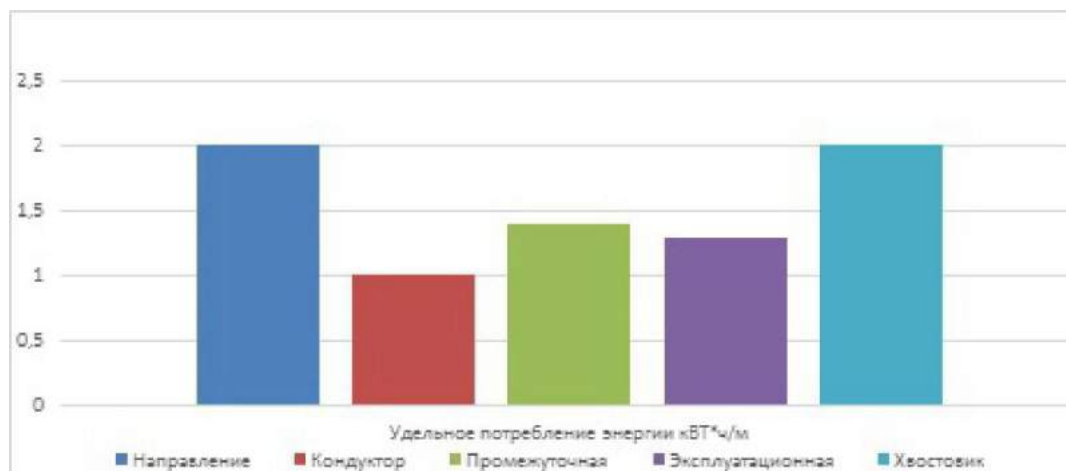


Рис. 2. Удельное потребление энергии кВт.ч /м

Выполненный анализ показывает, что самыми энергоёмкими стадиями строительства горизонтальной скважины являются бурение под направление и хвостовик. Следует отметить, что при бурение под направление было отмечено непроизводительное время, учесть которое в расчетах затруднительно из-за непродолжительности этой стадии. Наименьшая удельная энергоёмкость была отмечена при бурение под кондуктор. Таким образом, бурение скважины роторным способом характеризуется меньшим удельным расходом энергии при условии оптимального выбора профиля скважины и компоновки низа буровой колонны.

#### Литература

1. Мухина С.А., Щепин А.С, Когда ВЗД становится лишним // Бурение и нефть. - 2013. - № 8. - С. 60-63.

**КЛАССИФИКАЦИЯ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ**

**В.В. Антипов, Е.И. Кухаренко**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Винтовой забойный двигатель - это машина объемного (гидростатического) действия. Основными элементами конструкции являются двигательная и шпиндельная секции, регулятор угла. Винтовой забойный двигатель применяется для бурения скважин различной глубины, он широко используется для наклонно-направленного и горизонтального бурения. Поэтому с самого начала ввода его в эксплуатацию при бурении скважин исследователи искали способы увеличить эффективность работы винтового забойного двигателя. Эти поиски вылились во множество разнообразных изобретений и модификаций, как для отдельных элементов винтового забойного двигателя, так и для всей конструкции в целом. Целью работы стал анализ и классификация способов модернизации винтовых забойных двигателей, их конструкции и технологии применения.

СССР стал родоначальником турбинного бурения, а первые образцы турбобуров были изготовлены в 1922-1923 гг. Однако с ростом глубин скважин стали чаще проявляться недостатки данного способа бурения, а именно: невысокий показатель проходки на рейс (в частности, у одноступенчатых турбобуров) и высокая частота вращения - 400-500 об/мин. Для использования низкооборотных шарошечных долот было необходимо снизить частоту вращения и увеличить крутящий момент. Всё это привело к тому, что в середине 60-х годов в СССР и США начали проводить работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей. Таким образом, винтовой забойный двигатель начали применять при бурении наклонно-направленных скважин и для бурения вместе с низкооборотистыми долотами. В дальнейшем проводились неоднократные попытки модернизации, которые в разной степени влияли на те или иные показатели бурения.

Самый ранний обнаруженный патент датируется 31.05.1989 г. Он призван улучшить ресурс работы двигателя и повысить технико-экономические показатели бурения. Суть изобретения, описанного в патенте, состоит в том, что двигатель снабжен коллектором с замкнутой кольцевой полостью и обратным клапаном. Коллектор установлен в корпусе над статором. Каналы статора сообщаются с кольцевой полостью коллектора. Обратный клапан соединяет кольцевую полость коллектора с пространством за корпусом. Внутри корпуса по его длине выполнены винтовые полости, в которые вкладывают специальные шланги, соединенные с общим коллектором и через него с обратным клапаном. Через обратный клапан шланги заполняют жидкостью под давлением. Шаг винтовых полостей корпуса соответствует шагу резинового статора. По мере износа последнего из-за взаимодействия с металлическим ротором в шланги дополнительно подкачивается жидкость через обратный клапан. Давление жидкости поднимается до тех пор, пока статор не примет первоначальную форму.

При изучении патентов модернизации винтового забойного двигателя (около 100 патентов) были выделены следующие направления модернизации винтового забойного двигателя (рисунок 1). Стоит отметить, что большинство из рассмотренных патентов уже прекратили своё действие и были заменены аналогами.

*Модернизация винтового забойного двигателя*



*Рис. 1. Классификация способов модернизации винтовых забойных двигателей*

При этом, большинство идей по модернизации работы винтового забойного двигателя касались улучшения производительности таких компонентов, как статор, шпиндель, опора. Важно, что разработки и улучшения в данной области не прекращаются, и достаточное количество патентов предложено отечественными научными организациями в период 2009-2015 гг. Это говорит о том, что бурение с помощью винтовых забойных двигателей не теряет востребованность и продолжает развиваться. Ниже рассмотрены типичные примеры патентов на изобретения согласно представленной выше классификации, направленные на улучшение работы винтового забойного двигателя.

Примеры патентов:

1. Патент №2231606 от 23.10.2002. Модернизация шпинделя.
2. Патент №2578066 от 30.09.2010. Способ изготовления вставки статора для забойного двигателя.
3. Патент №2574429 от 08.09.2010. Клапаны, компоновки низа бурильной колонны и способы избирательного приведения в действие двигателя.
4. Патент №2508447 от 12.02.2013. Способ контроля режима работы гидравлического забойного двигателя в забойных условиях.
5. Патент №2477849 от 31.10.2011. Способ тестирования гидравлического забойного двигателя.

Вывод по разработанной классификации заключается в том, что поиски новых решений по модернизации винтовых забойных двигателей идут постоянно и касаются по большей части тех узлов, которые подвержены износу в первую очередь. В частности, в настоящее время научной группой студентов и молодых ученых на кафедре бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета проводятся исследования по изучению влияния типа и параметров бурового раствора (плотность, СНС, вязкость, содержание твердой фазы), забойных условий (температура) на износ эластомера (статора) винтового забойного двигателя. Исследования ведутся с целью разработки методов по увеличению ресурса статора двигателя.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Открытые реестры [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru/wps/portal/Registers/> - заглавие с экрана. – (Дата обращения: 8.12.2016).
2. Пат. 1717782А1 Российская Федерация, МПК5 Е 21 В 4/02. Винтовой забойный двигатель/Векерик В.И., Мойсишин В.М., Гайдыч В.В., Редженбаев Б.Г.; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. - №4698751; заявл. 31.05.89; опубл. 07.03.92, Бюл.№9. – 4с.
3. Патенты России (база патентов на изобретения РФ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru-patent.info/> - заглавие с экрана. – (Дата обращения: 19.11.2016)

### АСПЕКТЫ АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

**И. С. Боюн**

*Научный руководитель ассистент М. В. Новосельцева*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Эра легкодоступной нефти подходит к своему логическому завершению. Следовательно, на ее добычу требуется новые технологии. Россия – самая большая страна в мире, ее площадь составляет 17.1 млн. км<sup>2</sup> и 65% ее территории занимает Вечная мерзлота. В настоящее время основная часть новых месторождений нефти и газа разрабатывается в северных широтах на вечной мерзлоте. Освоение месторождений в таких условиях приводит к значительному повышению капитальных затрат, связанных с тем, что не всякое оборудование сможет проработать в условиях вечной мерзлоты. Поэтому нужно решение которые сможет снизить растраты на освоение нефти в северных широтах. При поисках и разведке месторождений полезных ископаемых применяют алмазное бурение. [9]

Алмазное бурение стоит на первом месте в перечне прогрессивных методов. Основными преимуществами алмазного бурения являются: повышение скорости бурения в 1.5-3 и больше раз, снижение аварийности, снижение стоимости буровых работ, снижение расхода колонковых, обсадных и бурильных труб. Алмазное бурение способствовало резкому снижению диаметров буримых скважин.

В конечном итоге, это привело к росту производительности колонкового бурения более чем в 3 раза. Сейчас более 25% всего разведочного бурения выполняется алмазным инструментом. Область его применения продолжает расширяться. [3-7]

Вечная мерзлота – это подземный лед и холод, проникающие в глубину на сотни метров и существующие в течение длительного времени. [10]

Рациональное освоение природных ресурсов в вечной мерзлоте требует точного описания ее свойств. Такие характеристики мерзлых грунтов как прочность и устойчивость зависят от температуры и состава льда. Например при замерзании влажный песок и пластичная глина цементируется льдом и становится крепкими, как скала. При этом грунт может выдерживать большие нагрузки.



Рис. 1. Карта вечной мерзлоты России

Технология алмазного бурения подразумевает применение специального оборудования: установки алмазного бурения и инструмента— алмазной коронки (колонкового бура).[2,8]

Алмазные коронки делятся на три вида по способу распределения алмазов на торце коронки:

- однослойные;
- многослойные;
- импрегнированные.

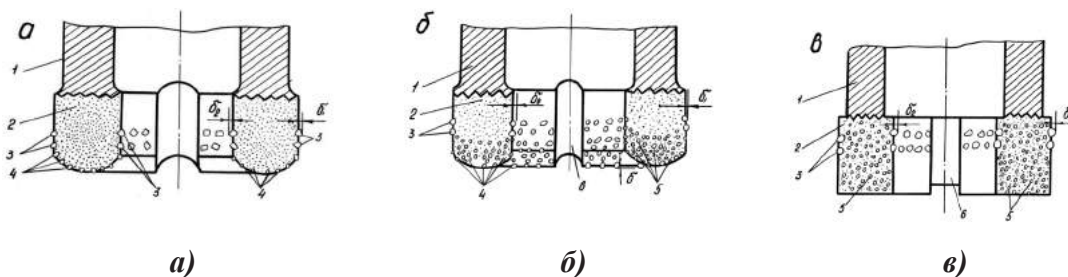


Рисунок 2 – Виды коронки: а - однослойная коронка. 1 – корпус коронки; 2 – матрица; 3 – подрезные алмазы; 4 – торцевые алмазы; б – многослойная коронка. 1 – корпус коронки; 2 – матрица; 3 – подрезные алмазы; 4 – торцевые алмазы; 5 – алмазы, расположенные слоями в объеме некоторой части матрицы; в - импрегнированная коронка. 1 – корпус коронки; 2 – матрица; 3 – подрезные алмазы; 5 – объемные алмазы; б – циркуляционный канал.

В последние годы значительную долю рынка по производству алмазного инструмента занимают несколько фирм, основными из которых являются «Атлас Копко» (Швеция), «Борт-Лонгир» (Германия) и две российских фирмы: «Терекалмаз» (Кабардино-Балкария), «Тулкое НИГП» (Тулская обл.). При этом российские предприятия выпускают алмазный инструмент как для российских, так и для зарубежных комплексов и любых колонковых труб.



Современная номенклатура бурового алмазного и композитного породоразрушающего инструмента компании ATLAS COPCO Craelius AB (AC Craelius) представлена широким рядом коронок для колонкового бурения скважин, как для разведки месторождений полезных ископаемых, так и инженерно-геологических и геотехнических изысканий. В свою очередь алмазные коронки для колонкового бурения выпускаются в



стандартном исполнении двух видов — импрегнированные и однослойные. Импрегнированные коронки сконструированы таким образом, что их воздействие на забой скважины приводит к измельчению и истиранию горной породы. Для этого кристаллы алмазов заделаны в спеченную металлокерамическую матрицу. За счет подбора соотношения качества материала матрицы, впаянных в нее кристаллов алмаза и твердости (истираемости) горных пород обеспечивается объемное изнашивание матрицы и кристаллов. При этом наблюдается эффект «самозатачивания» коронки, когда впаянные в матрицу кристаллы алмазов постоянно обнажаются в результате ее объемного износа. Технология обеспечения постоянно высокого качества алмазных коронок импрегнированного типа предусматривает, во-первых, использование монокристаллических синтетических алмазов, отличающихся от природных стабильностью физико-механических свойств; во-вторых, тщательным их отбором по качеству и размерам в соответствии с назначением коронок. Непрерывный контроль процессов, начиная от подбора кристаллов и соответствующего назначению коронок качества матриц, на каждой стадии производства обеспечивает выпуск одинакового, неизменно высокого качества коронок.

**Рис. 3. Импрегнированные буровые колонки Terracore B**

Импрегнированные буровые коронки Terracore созданы для повышения стойкости и снижения финансовых затрат на бурение. Коронки предназначены для низкооборотного бурения геотехническими буровыми установками в сложных условиях. Коронки Terracore менее чувствительны к перемежению пород и грунтов, а так же изменению уровня их абразивности. Производственная линейка стандартизированных матриц одной высоты пригодны для эксплуатации в большинстве геотехнических сфер. Импрегнированные буровые колонки Terracore являются оптимальным выбором для инженерно-геодезических изысканий и колонкового бурения мелких буровых скважин глубиной до 150 м.[1]

Рассмотренные особенности бурения скважин алмазным инструментом позволяют сделать вывод, что на данный момент широко применяется алмазный инструмент фирмы ATLAS COPCO. Разработка новых видов форм инструмента актуально и является дальнейшим направлением изучения алмазного бурения.

#### Литература

1. Каталог горно-шахтного оборудования-web\_tcm56-3512260.pdf/ Режим доступа: <http://www.atlascopco.ru/>
2. Косолапов А. В.. Основы алмазной техники и технологии в строительстве. — Москва: ABC, 2005. — 176 с.
3. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Анализ гидроударных и силовых гидроимпульсных узлов / Новосельцева (Цыганкова) М. В. //Справочник. Инженерный журнал. - 2014 - №. 9. - С. 51-54
4. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Система формирования силовых импульсов на буровых установках для разрушения пород различной крепости / Новосельцева (Цыганкова) М. В. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2013. - Вып. S4 (1). - С. 497-500
5. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Характеристики конструктивных параметров гидроимпульсного механизма / Новосельцева (Цыганкова) М. В. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2013. - Вып. S4 (1). - С. 551-555
6. Новосельцева М. В. Исследования влияния конструктивных параметров гидроимпульсного механизма буровых машин на формирование импульса. Жесткость пружины / М. В. Новосельцева; // Проблемы геологии и освоения.-2015 — Т. 2. — [С. 432-434]
7. Новосельцева М. В. Управление гидроимпульсным механизмом для формирования требуемых импульсов / Новосельцева М. В. // Инновации на транспорте и в машиностроении.- СПб. : Горн. ун-т, 2015. - С. 27-29
8. Терминологический словарь по бурению скважин / Под ред. С. И. Голикова, А. Г. Калинина. — М.: Геоинформмарк, 2005. — 272 с.
9. Царицын В. В.. Алмазное бурение. — Москва: Недра, 1975. — 104 с.
10. Что такое вечная мерзлота? Режим доступа: <https://geographyofrussia.com/chto-takoe-vechnaya-merzlota/>

## ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ГАЗОСЕПАРАТОРА БУРОВОГО РАСТВОРА

Н. В. Бузыненко

*Научный руководитель старший преподаватель А. В. Булат  
Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

При бурении скважин растворенные и нерастворенные газы, включая атмосферный воздух, попадают в буровой раствор вследствие различных причин. Попавший в циркуляционный поток газ изменяет все технологические свойства бурового раствора, а так же режим промывки скважины. Изменение свойств так же снижает рабочие характеристики бурового оборудования. Наличие в буровом растворе ядовитых и агрессивных газов представляет собой источник опасности для обслуживающего персонала и окружающей среды. Эти же газы вызывают интенсивную коррозию бурового оборудования [1].



Существуют различные способы дегазации бурового раствора, при содержании свободного газа более 20% по объему, а так же при бурении с герметизированным устьем применяют газовые сепараторы [2].

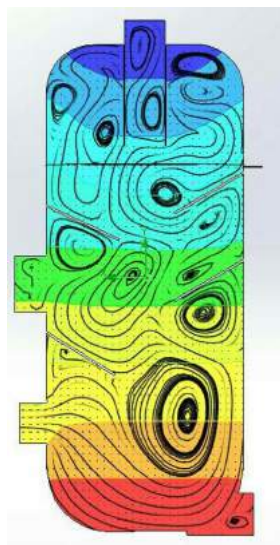
На сегодняшний день модернизация оборудования направлена на повышение его энергоэффективности, что, в конечном счете, приводит к экономической выгоде, при сохранении коэффициента полезного действия. Применительно к газосепаратору, для достижения данного эффекта необходимо задаться целью - более подробно изучить рабочий процесс с последующей его оптимизацией.

Для решения поставленной задачи был проведен анализ научно-технической литературы, нормативно-технической документации и других материалов по теме исследования. По результатам анализа в качестве прототипа была выбрана конструкция центробежного газосепаратора с тангенциальным вводом.

В среде SolidWorks была создана 3D модель корпуса газосепаратора на опоре с расположенными внутри рабочими органами (Рис. 1). Данная модель позволяет использовать необходимый материал деталей аппарата для проведения прочностного анализа. С помощью пакета Solid Works Simulation произведен прочностной анализ конструкции газосепаратора при сейсмической нагрузке и нагрузке под собственным весом. По результатам анализа выявлены опасные сечения и перемещения конструкции.

*Рис. 1. Корпус газосепаратора на опоре*

В пакете Solid Works Flow Simulation смоделирован процесс прохождения рабочей жидкости через корпус газосепаратора. Данный расчет позволяет оценить эффективность взаимодействия рабочих органов с потоком текучей среды. По результатам расчета получены картины траектории потока рабочей жидкости, обозначены места завихрений (Рис. 2) и перепада давления в различных сечениях сепаратора. Данные картины необходимы для оценки технологического процесса происходящего в аппарате. Важнейшая характеристика газосепаратора – коэффициент сепарации зависит от локальных перепадов давлений и изменений параметров потока рабочей жидкости, таких как скорость и направление.



*Рис. 2. Картина локальных завихрений поток текучей среды в сечении газосепаратора*

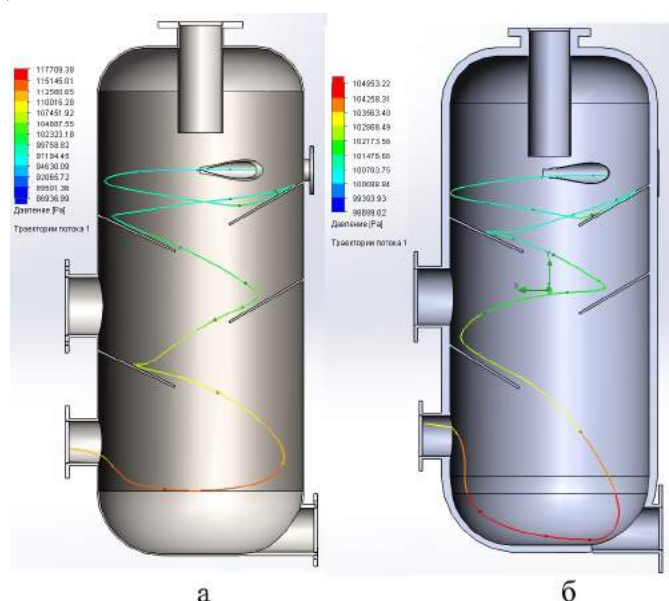
Следующим этапом являлось создание уменьшенной 3D модели газосепаратора для последующей ее печати и проведения реальных экспериментов. Данная модель создана с использованием коэффициентов подобия. Пересчет параметров уменьшенного газосепаратора представлен в таблице.

*Таблица*

**Пересчет параметров уменьшенного газосепаратора**

Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм	Оригинал	Модель
Диаметр корпуса	D	мм	1200	243,5
Высота корпуса	H	мм	3200	620
Скорость на входе	$U_{вх}$	м/с	7,13	2,85
Диаметр на входе	$d_{вх}$	мм	100	25
Объем сепаратора	$V_{раб}$	м <sup>3</sup>	3,62	0,03
Центробежное ускорение	$a_{ц}$	м/с <sup>2</sup>	0,08	0,07
Расход на входе	$Q_{вх}$	м <sup>3</sup> /ч	201,6	5,04
Критерий Рейнольдса	Re	-	710533,66	71076,86
Площадь на входе	$S_{вх}$	м <sup>2</sup>	0,00785	0,0005

На рисунке 3 представлены траектории потока реального газосепаратора и уменьшенного с учетом коэффициентов подобия.



**Рис. 3. Траектории потока а - реального газосепаратора, б - уменьшенной копии**

Для подтверждения результатов компьютерного моделирования была разработана методика проведения испытания и обработки опытных данных газосепараторов на модельных жидкостях, по свойствам приближенным к буровым растворам. Данная методика позволяет определять такие параметры как перепад давления, объемный расход, коэффициент сепарации и другие, необходимые для оценки эффективности работы аппарата. Для проведения стендовых испытаний по данной методике на базе Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, кафедры Машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности был спроектирован и собран опытный стенд.

#### Литература

1. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Рябенко В. И. Технология промывки скважин. – М.: «Недра», 1981. - 301с.
2. Мищенко В.И., Кортунов А.В., Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. – К.: «Арт Пресс», 2008. – 336 с

**ИСПЫТАНИЕ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНОГО БУРОВОГО СНАРЯДА  
НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ НА БАЗЕ СТАНКА СКБ-4**

**А. Р. Вагапов, Е. Д. Исаев**

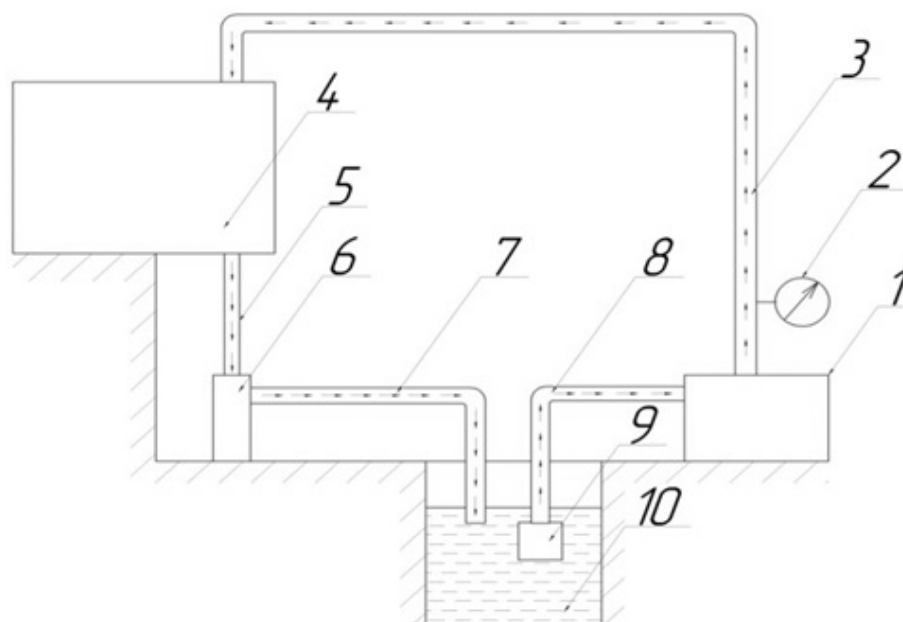
*Научный руководитель доцент А. В. Ковалев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

К настоящему моменту всё чаще приходится иметь дело с бурением твёрдых пород, которое характеризуется низкой скоростью проходки, что порождает необходимость создания новых технических средств и технологий, показывающих лучшие технико-экономические показатели.

Одна из перспективных технологий — шароструйный способ бурения скважин. Его начали разрабатывать в США в середине XX века [1], а ныне он является предметом исследования на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета (ТПУ) [2, 3]. Суть способа такова. При помощи специально спроектированного шароструйно-эжекторного бурового снаряда (ШЭБС) организуется непрерывное циклическое движение металлических шаров в призабойной зоне скважины и их соударения с самим забоем. Кинетическая энергия движения этих шаров расходуется на разрушение горной породы, а образующийся шлам выносится промывочной жидкостью, как и при традиционном бурении. Данный способ не требует особого переоборудования буровой установки (ключевым компонентом является лишь ШЭБС) и поэтому может быть применён в широком спектре случаев.

Для исследования процессов бурения данным способом на кафедре бурения скважин разработан и смонтирован стенд [4], схема которого показана на рис. 1.



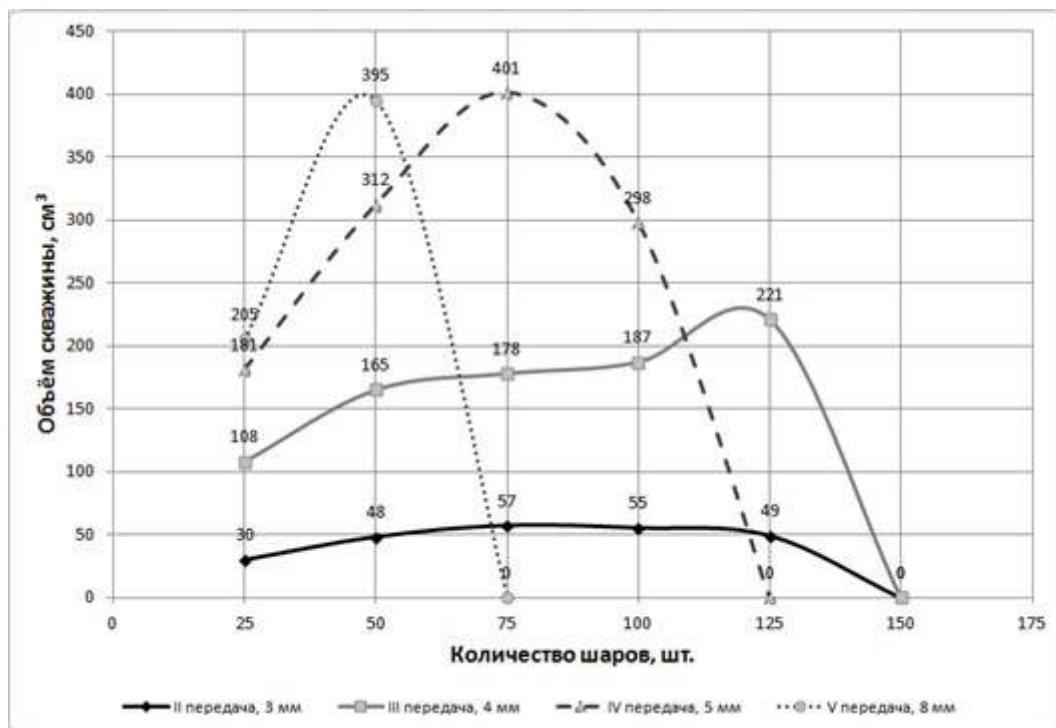
**Рис. 1. Схема стенда для исследования технологических процессов шароструйного бурения:**  
 1 – насос; 2 – манометр; 3 – нагнетательная магистраль; 4 – буровой станок СКБ-4; 5 – бурильная труба;  
 6 – стакан; 7 – сливная магистраль; 8 – всасывающая магистраль; 9 – фильтр;  
 10 – сливная ёмкость (зумпф)

Стакан 6 представляет собой цилиндр для размещения и закрепления заготовки-образца предназначенной для разрушения горной породы, в котором соосно ему подаётся (опускается) ШЭБС.

Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в следующем. После закрепления образца породы в стакане в него засыпалось запланированное количество металлических шаров. Далее проводились необходимые настройки оборудования: выбиралась передача на насосе, выставлялось расстояние между снарядом и забоем скважины. Затем включался насос и велось бурение в течение определённого времени. По завершении бурения насос отключался, образец извлекался. Измерялись геометрические параметры полученной модельной скважины: диаметр, глубина и объём.

В спланированной серии экспериментов варьировались три параметра: количество шаров, номинальный расход насоса (его передача) и выбираемый в зависимости от максимально допустимого давления диаметр сопла ШЭБС. В качестве модельного материала использовался габбро-диорит IX категории буримости. Расстояние между снарядом и забоем скважины выбиралось минимально возможным для обеспечения непрерывной циркуляции шаров при бурении (предотвращения заклинки).

По полученным результатам построен график зависимости объёма скважины от количества шаров на разных передачах бурового насоса, приведённый на рис. 2.



**Рис. 2. Зависимость объёма скважины от количества шаров на разных передачах бурового насоса**

В процессе исследований была получена максимальная скорость проходки, равная 0,8 м/ч, что, безусловно, является хорошим результатом.

Анализ графика показывает, что для каждой передачи бурового насоса существует критическое число шаров, при превышении которого объём получаемой скважины начинает падать, и чем выше расход, тем больше интенсивность падения.

Кроме того, как можно заметить, повышение расхода приводит к увеличению эффективности бурения. Однако ещё не удалось получить ответ на вопрос, по какой причине эта закономерность проявилась только в случае с передачами II–IV, минуя V. Возможно, оптимальное число шаров для V передачи лежит между 25 и 50. Установление или опровержение этого факта требует дополнительных исследований.

Обобщая сказанное, можно сделать следующие выводы. Во-первых, необходимы дополнительные исследования в данном направлении, чтобы точнее установить математические зависимости процесса. Во-вторых, было бы полезно проделать подобные эксперименты на более мощном оборудовании, в том числе в полевых условиях.

#### Литература

1. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15.
2. Вагапов А.Р., Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г. Анализ способов поддержания оптимального расстояния между снарядом и забоем при шароструйном бурении скважин // Труды XX Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2016. – С. 710–712.
3. Ковалев А.В., Исаев Е.Д. Обоснование требований к конструкции шароструйно-эжекторного снаряда для бурения скважин в интервалах твердых и крепких горных пород // Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин», посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 60–68.
4. Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г., Вагапов А.Р. Модернизированный лабораторный стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения // Труды XX Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2016. – С. 762–763.

**ОБЗОР СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ**

**М.С. Власов**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

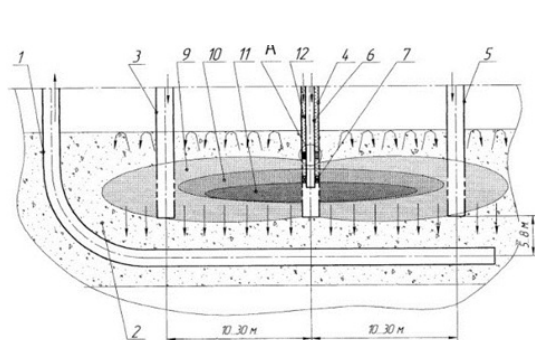
В настоящее время в мире наблюдается тенденция снижения запасов легкой нефти. В связи с этим, необходимо разрабатывать решения для восполнения этих запасов путем разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы относятся к числу трудноизвлекаемых запасов по ряду причин: они имеют большую вязкость, что затрудняет их движение в продуктивном пласте; их добыча связана с большими экономическими затратами, по сравнению с легкой нефтью.

Накопленный мировой опыт в освоении залежей тяжелых нефтей и природных битумов позволяет объединить все существующие способы разработки в две большие группы. К первой группе относятся так называемые рудничные или очистные способы разработки. При использовании технологий первой группы добыча высоковязкой нефти или битума осуществляется вместе с породой их вмещающей, с последующим разделением в заводских условиях. Добыча может вестись карьерным и шахтным способом. Ко второй группе относятся так называемые фильтрационные или дренажные способы разработки. При их осуществлении извлечение нефти из пласта проводится путем ее вытеснения или дренирования без выемки пород на поверхность. К способам разработки второй группы относятся шахтная и скважинная добыча. Данные способы разработки практически невозможны без дополнительного воздействия на пласт. Как правило, применяется тепловое воздействие, наиболее зарекомендовавшее себя [1]. Однако имеют место и инновационные методы, одним из которых является волновое или акустическое воздействие.

В настоящее время наиболее актуальны скважинные способы разработки с применением теплового воздействия. Это связано с тем, что основная часть запасов тяжелого углеводородного сырья находится на больших глубинах, недоступных для применения шахтных или карьерных способов разработки [2]. Поэтому необходимо прорабатывать наиболее оптимальные конструкции скважин для качественного и эффективного извлечения нефтепродуктов.

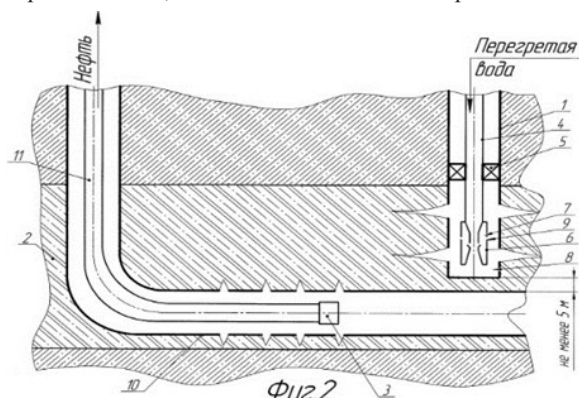
В настоящее время можно выделить следующие конструкции скважин:

1. Нагнетательные скважины являются вертикальными, а добывающая горизонтально



1

**Рис. 1. Вертикальные нагнетательные скважины и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием метода внутрипластового горения [4]**



2

**Рис. 2. Вертикальная нагнетательная скважина и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием закачки теплоносителя [5]**

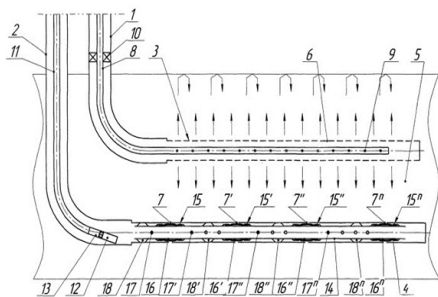
Согласно технологии, представленной на рисунке 1, на месторождении с высоковязкой нефтью строят добывающую скважину с горизонтальным стволом, причем бурение горизонтального участка добывающей скважины осуществляют в подошвенной части продуктивного пласта. Над горизонтальным стволом добывающей скважины строят вертикальные нагнетательные скважины, забои которых располагают в пределах этого же продуктивного пласта над горизонтальным стволом добывающей скважины. Вертикальные нагнетательные скважины между собой располагают на расстоянии 10-30 метров, а забои этих скважин над горизонтальным стволом добывающей скважины располагают на расстоянии 5-8 метров с целью исключения прорыва горячего или окислителя в другие скважины [4]. Откачка нефти после прогрева ведется с помощью погружного насоса.

Подобная технология представлена на рисунке 2. Первоначально строят вертикальные нагнетательные скважины и добывающую горизонтальную скважину. Строят вертикальную и горизонтальную скважину, проложенную у подошвы пласта в направлении вертикальной скважины на расстоянии от ее забоя на менее 5 м (для исключения прорыва пара) [5]. Откачка нефти после прогрева ведется с помощью погружного насоса.

2. Нагнетательные и добывающие скважины представлены только горизонтальными скважинами.

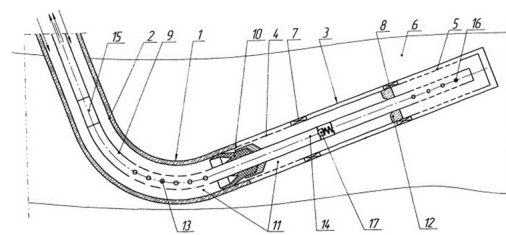
На рисунке 3 представлена технология, по которой первоначально производят строительство верхней нагнетательной скважины и нижней добывающей скважины с горизонтальными участками и, соответственно, расположенными друг над другом и вскрывающими продуктивный пласт с тяжелой нефтью или битумом [6]. Откачка нефти после прогрева ведется с помощью погружного насоса.

Согласно технологии, представленной на рисунке 4, производят монтаж устройства в наклонной скважине. Далее начинают закачку теплоносителя, при этом насос не работает. Закачку теплоносителя (например, пара) от парогенераторной установки (ПГУ) в наклонную скважину осуществляют по затрубному пространству колонны НКТ. По прошествии расчетного времени закачки закачку теплоносителя прекращают. Поток пара благодаря обратному клапану не возвращается обратно во внутреннее пространство колонны НКТ. Разогретая высоковязкая нефть насосом перекачивается по внутреннему пространству колонны НКТ на дневную поверхность. При снижении объемов отбора разогретой высоковязкой нефти насос останавливают и начинают закачку теплоносителя. Таким образом, чередуют закачку теплоносителя и отбор разогретой высоковязкой нефти [7].



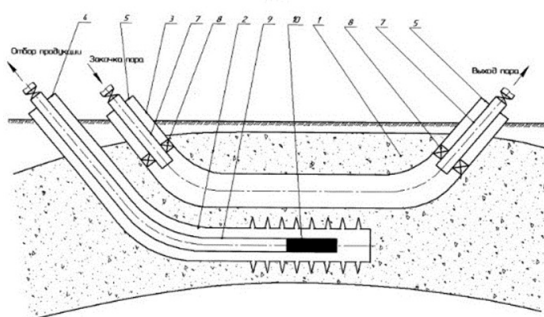
3

**Рис. 3. Горизонтальные нагнетательная и добывающая скважины и использованием метода внутрислоевого [6]**



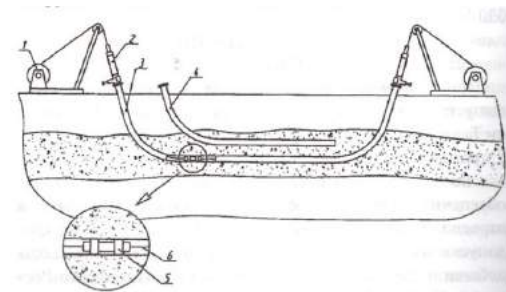
4

**Рис. 4. Использование одной скважины в качестве нагнетательной и добывающей [7]**



5

**Рис. 5. Применение двухствевых скважин [8]**



6

**Рис. 6. Применение двухствевых скважин [3]**

На рисунке 5 представлена технология, согласно которой добывающие горизонтальные скважины оборудуют перфорированными обсадными колоннами и цементируют заколонное пространство от устья до кровли продуктивного пласта, а двухствевые горизонтальные скважины оборудуют неперфорированными обсадными колоннами и цементируют заколонное пространство с обеих сторон от устья до кровли продуктивного пласта. Откачку ведут винтовым, плунжерным или любым другим насосом известной конструкции, предназначенным для перекачки высоковязкой нефти или битума [8].

Согласно технологии, изображенной на рисунке 6, на уровне подошвы пласта пробуривают добывающую скважину с выходом забоя на поверхность, производят спуск перфорированной эксплуатационной колонны и производят её цементирование от устья до кровли продуктивного пласта. Пробуривают горизонтальную нагнетательную скважину. Спускают неперфорированную эксплуатационную колонну, цементируют от устья до кровли продуктивного пласта. Далее до кровли продуктивного пласта спускают лифтовую трубу с пакером. Добычу нефти производят с помощью сваба, который с помощью лебедок перемещают по канату.

Каждая из рассмотренных выше технологий имеет свои достоинства и недостатки, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Достоинства и недостатки скважинных способов разработки тяжелых высоковязких нефтей и битумов

Конструкция скважин	Достоинства	Недостатки
Вертикальные нагнетательные скважины и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием метода внутрипластового горения	1.Поддержание в течение длительного времени и продвижение в пласте высокотемпературной зоны; 2.Возможность организации горения на больших глубинах и разработки пластов малой мощности.	Одним из главных недостатков является деструкция нефти.
Вертикальная нагнетательная скважина и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием закачки теплоносителя	1.Сравнительно простая с технологической точки зрения конструкция. 2.Повышенная нефтеотдача.	1.Сложность поддержания высокотемпературной зоны. 2.Неравномерность разогрева пласта
Горизонтальные нагнетательная и добывающая скважины и использованием метода внутрипластового	1.Равномерность разогрева пласта. 2.Возможность разделения добывающей скважины на зоны притока с помощью манжет.	Усложнение конструкции скважины, а вследствие и ее стоимости и времени строительства.
Использование одной скважины в качестве нагнетательной и добывающей	1.Сокращение времени сооружения скважины.	Неравномерность разогрева пласта.
Применение двухствевых скважин	1.Равномерность разогрева пласта. 2.Самая большая нефтеотдача. 3.Возможность разработки пластов малой толщины.	1.Высокая стоимость бурения из за применения специальных буровых установок.

В настоящий момент можно сделать вывод, что наиболее перспективным с технологической точки зрения является способ разработки с применением двухствевых скважин. Однако, применение данного способа долгое время было не эффективно с экономической точки зрения из-за отсутствия отечественного оборудования. Но в настоящий момент подобное оборудование имеется и способно конкурировать с зарубежными аналогами. Использование вертикальных скважин при добыче высоковязкой нефти применяется все реже по причине необходимости строительства большого количества скважин для равномерного разогрева пласта. В данных условиях, целесообразней применять горизонтальные скважины, что приведет к уменьшению числа пробуренных скважин и возможности разогревать пласт равномерно.

#### Литература

1. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. — М.Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. — 484с.
2. Ефремов И.И. Анализ перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов // Экспозиция Нефть Газ. — 2013. —№2. — С.61-64.
3. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти: учебное пособие. — Волгоград: Издательский Дом “Ин-Фолио”, 2009. —272с:илл.
4. Пат. 2403382 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти / Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Рамазанов Рашит Газнавиевич (RU), Абдулмазитова Гульшат Сагитовна (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяузятovich (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 2 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_servl/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2403382&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2403382&TypeFile=html)
5. Пат. 2399754 РФ, МПК Е21 В 43/24. Способ добычи тяжелой или битуминозной нефти / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Кунеевский Владимир Васильевич (RU), Гнедочкин Юрий Михайлович (RU), Суханов Владимир Николаевич (RU), Оснос Владимир Борисович (RU), Захарова Наиля Идрисовна (RU), Суханова Наталья Владимировна (RU), Гнедочкина Галина Леонидовна (RU). – 4 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_servl/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2399754&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2399754&TypeFile=html)
6. Пат. 2412342 РФ, МПК Е 21В 43/24. Способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с регулированием закачки теплоносителя в скважину / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Валовский Владимир Михайлович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяузятovich (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 4 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_servl/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2412342&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2412342&TypeFile=html)
7. Пат. 2408781 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Устройство для закачки теплоносителя и отбора высоковязкой нефти из наклонной скважины / Фархутдинов Гумар Науфалович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Шестернин Валентин Викторович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяузятovich (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 3 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_servl/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html)
8. Пат. 2485304 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой нефти и битума / Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Насыбуллин Арслан Валерьевич (RU), Салимов Вячеслав



Гайнанович (RU), Салимов Олег Вячеславович (RU). – 4 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_serv1/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2485304&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_serv1/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2485304&TypeFile=html)

9. Шипулин А.В. Применение импульсно-волновой технологии при разработке залежей вязких нефтей / А.В. Шипулин // Разработка залежей вязких нефтей. №4. – 2013. – С. 59-62.
10. Морозюк О.А., Л.М. Рузин Инновационные технологии разработки залежей аномально вязких нефтей / О.А. Морозюк, Л.М. Рузин // Нефтепромысловое дело. №2. – 2012. – С. 17-22.
11. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей / В.И. Кудинов // Научно-технический журнал Георесурсы. №2(30). – 2009. С. 16-19.

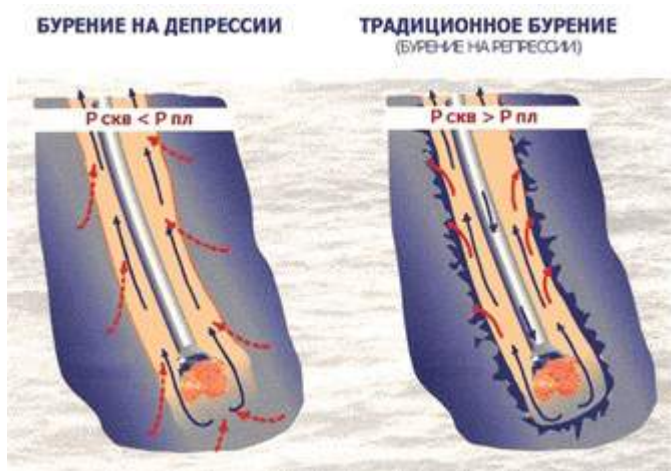
## ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ

Б.С. Галсанов

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ состояния вскрытия продуктивных пластов при традиционно применяемой отечественной технологии (на репрессии) свидетельствует, что в большинстве случаев потенциальные возможности продуктивных пластов



используются лишь на 40-75%. Актуальность проблемы получения эффективного притока должна решаться путем применения таких технологий, которые позволяют исключить проникновение рабочих жидкостей и их фильтратов в продуктивный пласт. Наиболее прогрессивным методом вскрытия пластов, обеспечивающим повышение эффективности буровых работ, по сравнению с традиционным, является первичное вскрытие с поддержанием депрессии на пласт. При бурении на депрессии пластовое давление всегда должно быть выше, чем давление в скважине, при этом будет наблюдаться постоянный приток пластового флюида в скважину (см рис.1) [1].

Рис. 1. Бурение на депрессии и традиционное бурение [3]

Бурение на репрессии представляет собой исторически традиционный метод, при котором гидростатическое давление превышает пластовое. В этом случае вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2–1,3 кг/м<sup>3</sup>. Подобное бурение достаточно эффективно (в т.ч. и на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах), однако приводит к быстрому снижению дебита. Спустя 15-20 лет эксплуатации, в зависимости от ряда дополнительных характеристик месторождения, продуктивность снижается от 5 до 60 раз. Текущие и капитальные ремонты не позволяют восстановить хотя бы 50% первоначальную отдачу [2]. Причина этого: возникновение явления коагуляции при вскрытии продуктивного пласта и, как следствие, быстрое падение проницаемости призабойной зоны пласта под репрессивным воздействием, в независимости от используемого оборудования и типа бурового оборудования.

По этой причине подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний при возможности используют бурение на депрессии. Ее кардинальное отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в скважине – что не только вызывает приток флюидов, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении длительного времени [3].

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин: вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных.

При бурении на депрессии в качестве бурового раствора используют: газообразные смеси, аэрозольные системы, пенные системы, газированные системы, однофазные растворы. Кроме того, используется специальное буровое оборудование:

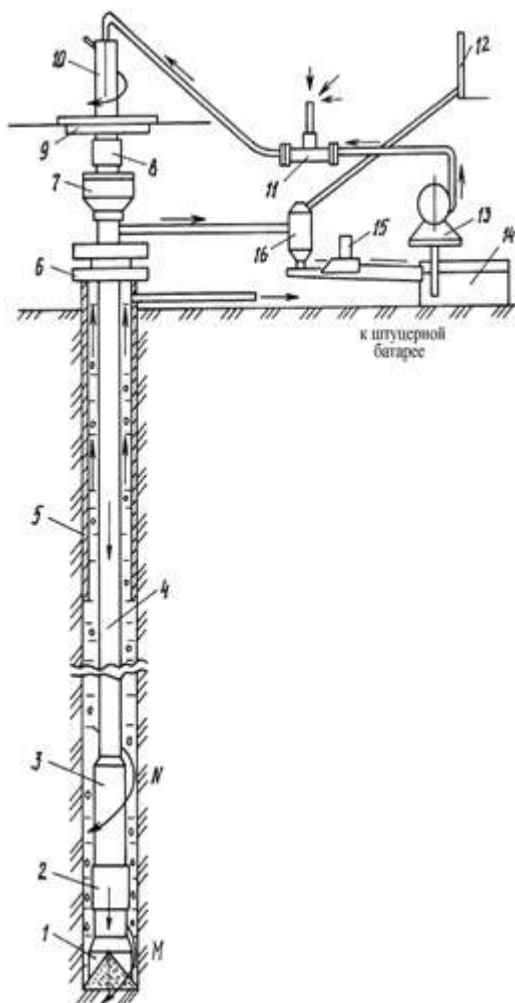
- скважинное: обратные клапаны, раскрываемые клапаны;
- наземное: газогенераторное оборудование, оборудование для управления скважиной (вращающийся превентор, установка для спуска/подъема под давлением), сепарационная установка.

Обратный клапан предназначен для автоматического перекрытия и герметизации трубного канала бурильного инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ на скважине. При работе бурильного инструмента буровой раствор, подающийся под давлением, открывает

клапан. При остановке бурильного инструмента клапан закрывается, обеспечивая надежную герметизацию, предотвращая возможные выбросы газа и нефти, растворов через бурильные трубы [4].

Раскрываемые клапаны предназначены для устранения необходимости проведения СПО под давлением и необходимости глушения скважины для спуска бурильной колонны во время бурения на депрессии. Данные клапаны в открытом положении позволяет использовать весь диаметр обсадной колонны для прохода бурового долота. Когда возникает необходимость подъема бурильной колонны, колонну поднимают до тех пор, пока долото не окажется над клапаном, и тогда раскрываемый клапан закрывают и стравливают давление в затрубном пространстве. После этого можно поднимать из скважины бурильную колонну без использования установки для подъема труб под давлением. При спуске бурильной колонны, колонну спускают до тех пор, пока долото не окажется прямо над раскрываемым клапаном, и тогда раскрываемый клапан можно открыть и спускать бурильную колонну для продолжения буровых работ [3]. Раскрываемый клапан спускают с обсадной колонной, используя наружный пакер обсадной колонны.

Вращающийся превентор применяется для герметизации кольцевого пространства бурильной колонны в процессе бурения на депрессии. Данный превентор уплотняет ведущую трубу, замок или бурильные трубы, он позволяет поднимать, спускать или вращать бурильную колонну, с аэрированными растворами, с продувкой газообразным агентом, с равновесной системой гидростатического давления на пласт, при этом скважина ниже



устья изолируется от атмосферы. Циркуляцию текучей среды через скважину под вращающимся превентором (RCD) обеспечивает специальный выход [5].

Одним из способов бурения на депрессии является технология бурения с местной промывкой. Данная технология осуществляется путем применения забойного насоса объемного типа. Технология предусматривает часть оборотов бурильной колонны затрачивать на обеспечение работы забойного насоса. В этом случае исключаются недостатки общепринятой технологии, состоящие, главным образом, в необходимости применения высокопроизводительных мощных компрессорных машин и азотных станций. Забойный насос обеспечивает всю гидравлическую мощность, затрачиваемую на циркуляцию бурового раствора. Таким образом, при вращении бурильной колонны с числом оборотов  $N$  и опоре долота на забой с необходимой нагрузкой забойный насос забирает буровой раствор из бурильной колонны и с необходимым напором прокачивает буровой раствор через сопла долота и поднимает раствор на поверхность. При такой схеме на поверхности достаточно только восполнять убывающий из бурильной колонны буровой раствор. Такую гидравлическую работу может выполнять насос низкого давления 13 с необходимой производительностью, например центробежный насос типа шламового насоса ВШН (рис. 2). На участке трубопровода между насосом 13 и ведущей трубой 10 создается низконапорный режим потока. Это позволяет на этом участке вводить через аэратор 11 или забирать из атмосферы воздух от компрессоров низкого давления или отходящий газ дизелей в количестве, обеспечивающем необходимую степень аэрации. При этом буровой раствор, выходящий из скважины, направляется на дегазацию в сепаратор 16 и удаление шлама в блоке очистки 15 и далее снова забирается центробежным (шламовым) насосом 13 из резервуара очищенного раствора 14 и снова подается в скважину [6].

**Рис. 2. Технология бурения с местной промывкой: 1 - долото, 2 - забойный насос, 3 - КНБК, 4 - бурильная колонна, 5 - кондуктор, 6 - блок превенторов, 7 - ПУГ, 8 - вращающийся превентор, 9 - ротор, 10 - ведущая труба, 11 - аэратор, 12 - факельная стойка, 13 - насос, 14 - резервуар очищенного раствора, 15 - блок очистки, 16 - сепаратор**

Таким образом, технология бурения на депрессии является актуальной для современных условий строительства скважин в осложненных условиях с целью добычи трудноизвлекаемых ресурсов, но она обладает рядом недостатков. В том числе, необходимость использования дополнительного оборудования и потребность в высококвалифицированном персонале буровых бригад, способном работать в условиях газонефтеводопроявлений.

**Литература**

1. Крапивина Т.Н., Крысин Н.И., Совершенствование технологий и технических средств очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивных пластов бурением при отрицательном перепаде дифференциального давления (ОПД) в системе скважина- пласт(на депрессии)/ Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин// [Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море](#). -2014. -№ 7.- С. 23-25.
2. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин, Л.Н. Долгих, Электронное пособие для студентов.-г. Пермь. - 2007г.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ  
ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПЕРИОД ОЗЦ РЕАГЕНТАМИ ПОЛИЭЛЕКТРОЛИТАМИ**

**А.М. Гатауллин, Ш.З. Ризванов, Я.В. Старков**

**Научный руководитель профессор Ф.А. Агзамов**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Россия**

Поступление газа в скважину на любом этапе ее строительства представляет аварийную ситуацию, но наиболее опасными является поступление флюида в затрубное пространство после цементирования, которое может привести к значительным проблемам [1, 2]. Часто газопроявления переходят в грифоны, открытые фонтаны, наносящие гигантский ущерб.

В некоторых случаях следствием поступления газа в затрубное пространство являются межколонные давления, вопрос ликвидации которых в настоящее время практически не решен. Для предупреждения ГНВП могут быть использованы цементы с пониженной водоотдачей, специальные цементы, а так же цементы с дезинтеграторной обработкой [3, 4, 5, 6].

На специально изготовленной экспериментальной установке был исследован механизм их возникновения.

Экспериментальная установка позволяет:

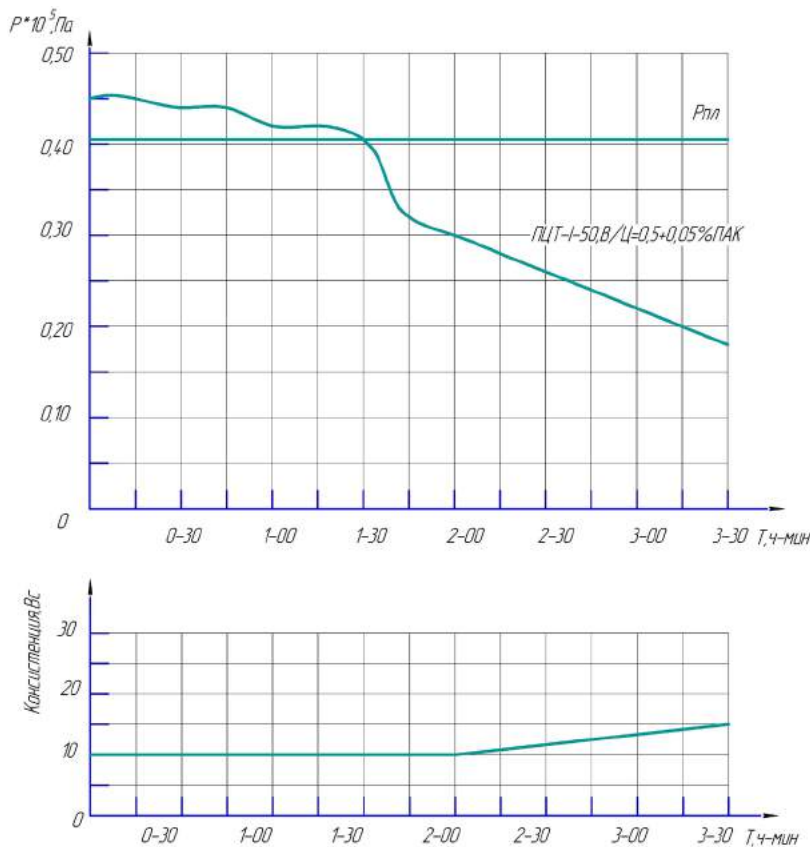
- определить падение гидростатического давления столба цементного раствора в процессе твердения в затрубном пространстве скважины;

- смоделировать газопроявления, создавая на забое давление, составляющее часть от гидростатического давления столба цементного раствора.

Эксперимент проводился в два этапа, на первом определялась динамика изменения давления столба цементного раствора во времени, на втором определялось поведение столба раствора, при подводе газа, имитирующем «работу пласта».

Объектом исследований являлся ПЦТ-I-50 с В/Ц=0,5, как и в бездобавочном варианте, так и с добавками полиэлектролитов.

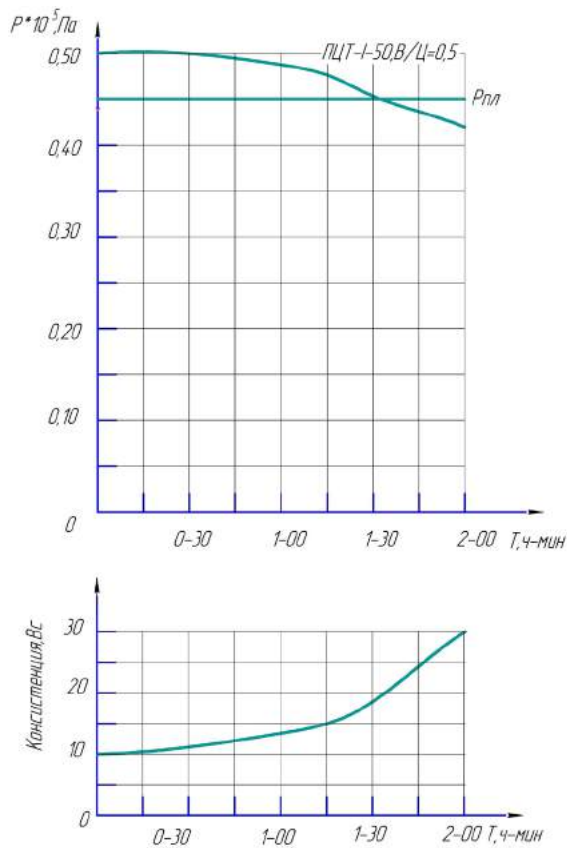
Изменение гидростатического давления на пласт столба цементного раствора, полученных из портландцемента ПЦТ-I-50 с водоцементными отношениями В/Ц=0,5 приведено на рисунке 1.



**Рис. 1. Падение гидростатического давления столба и сроки загустевания для ПЦТ-I-50, В/Ц=0,5**

Исходя из полученного результата, можно сделать вывод, что во время ОЗЦ гидростатическое давление ПЦТ-I-50 в скважине падает на всем промежутке загустевания цементного раствора, и можно говорить о том, что у данного раствора нет устойчивости гидростатического давления, что может явиться причиной газопроявления, когда давление в пласте близко или равно гидростатическому давлению.

Затем проведено исследование данного состава на газопорыв. Спустя полчаса на устье скважины было



обнаружено проявление газа в виде пузырей, которые с одинаковой периодичностью поднимались по центру скважины на поверхность. Падение гидростатического давления цементного раствора, привело к возникновению газопроявления.

Для предотвращения газопроявления, как показывают результаты предыдущего опыта необходимо улучшать реологические свойства и консистенцию раствора. Для этого можно использовать добавки полиэлектролитов, которые, по результатам проведенного рентгенофазового анализа, за счёт избирательной адсорбции на  $\text{C}_3\text{A}$  (трехкальциевый алюминат) замедлят твердение, тем самым будут поддерживать гидростатическое давление столба цементного раствора. Для проверки этого утверждения опробованы добавки ВПК-402 (водорастворимый катионный полиэлектролит) и ПАК (полиакриловая кислота). Результаты первого этапа представлены на рисунке 2.

**Рис. 2. Падение гидростатического давления столба и сроки загустевания для ПЦТ-I-50, В/Ц=0,5 с добавкой полиэлектролита ПАК**

Поскольку большинство бурящихся скважин являются наклонными, то был исследован механизм возникновения газопроявления на наклонной модели скважины с углом наклона  $60^\circ$ . Первым испытывался ПЦТ-I-50. Выход газа на поверхность наблюдалось, уже через несколько минут после начала эксперимента, и по цементному раствору образовался сквозной газовый канал.

При использовании в наклонной скважине тампонажного состава с добавкой ВПК-402, выход газа на поверхность наблюдался через 4 часа после начала проведения эксперимента. Причем прорыв газа произошел по каналу, который образовался в зоне контакта стенки скважины и цементного раствора.

При использовании в наклонной скважине тампонажного состава с добавкой ПАК из-за водоотделения через час после начала опыта образовывались каналы, по которым в дальнейшем газ начал мигрировать. Через 15 минут канал стал сквозным и газ проявился на устье установки.

Хотелось бы сказать, что для наклонно направленных скважин требуются более жесткие условия в подборе рецептуры и параметров цементного раствора.

Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы:

- экспериментально исследован механизм возникновения газопроявлений в период ОЗЦ при креплении скважины различными тампонажными растворами;
- установлена взаимосвязь между кинетикой структурообразования, падением гидростатического давления столба цементного раствора на пласт и вероятностью возникновения газопрорыва;
- использование добавок полиэлектролитов позволит предотвращать миграцию газа и получить хорошее качество цементного камня в вертикальных участках ствола скважины;
- для наклонно-направленных участков необходимы дополнительные исследования и подбор реагентов.

#### Литература

1. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин // Нефтегазовое хозяйство. 2003. №3. С. 40-43.
2. Видовский А.Л., Булатов А.И. Напряжение в цементном камне глубоких скважин. - М.: Недра, 1977.-173 с.
3. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А. и др. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин - СПб.: Недра, 2007.-461 с.
4. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: учебник для студентов высших учебных заведений / С. Ф. Комлева [и др.]; под редакцией Ф. А. Агзамова. Уфа, ООО «Монография», 2008. - 188 с.
5. Федоров В.Н., Аверьянов А.П. и др. Исследование падения порового давления в цементных растворах // Нефтегазовое дело. 2011. №5. С. 48- 53.
6. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.А. Токунова - СПб.: ООО «Недра», 2011.-268 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЯ  
УДАРНО – ВРАЩАТЕЛЬНОГО ТИПА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЕМ СКВАЖИН

А.Е. Головченко

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных  
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время ударно – вращательное бурение с использованием погружных пневмударных машин является одним из самых эффективных видов разрушения горных пород при бурении скважин. В рамках разработки отклоняющего устройства на основе забойной пневмударной машины с возможностью изменения направления проведения скважины возникла необходимость анализа области применения данного технического решения.

Конструкция предлагаемого технического решения основывается на конструкции типовой забойной пневмударной машины, с тем отличием, что ударник выполнен с эксцентриситетом центра масс, благодаря чему в наклонной скважине имеет возможность поворота вокруг своей оси до совмещения линии силы тяжести и апсидальной плоскости трассы скважины. На нижнем торце ударника расположена пята с эксцентричным выступом, благодаря чему в процессе работы ударник наносит по долоту внецентренные удары. Пята крепится к ударнику с помощью резьбового соединения с фиксацией положения контргайкой. Получая эксцентричный ударный импульс, долото неравномерно разрушает забой: со стороны нанесённого удара удельная нагрузка на забой наибольшая, с противоположной стороны наименьшая. Вследствие этого происходит ориентированное неравномерное разрушение забоя.

Управление направлением искривления скважины производится с помощью установочного поворота пяты относительно ударника с учётом того, чтобы удары по породоразрушающему инструменту эксцентричным выступом пяты наносились со стороны, противоположной направлению искривления скважины. В свою очередь управление интенсивностью искривления трассы скважины осуществляется изменением эксцентриситета выступа на торце пяты путём ее замены. Зависимость угла перекаса забоя и интенсивности искривления от эксцентриситета приложения удара и расстояния от точки приложения удара до забоя изучались на базе Иркутского государственного технического университета [2], результаты экспериментальных работ представлены на рис.1 и рис.2.

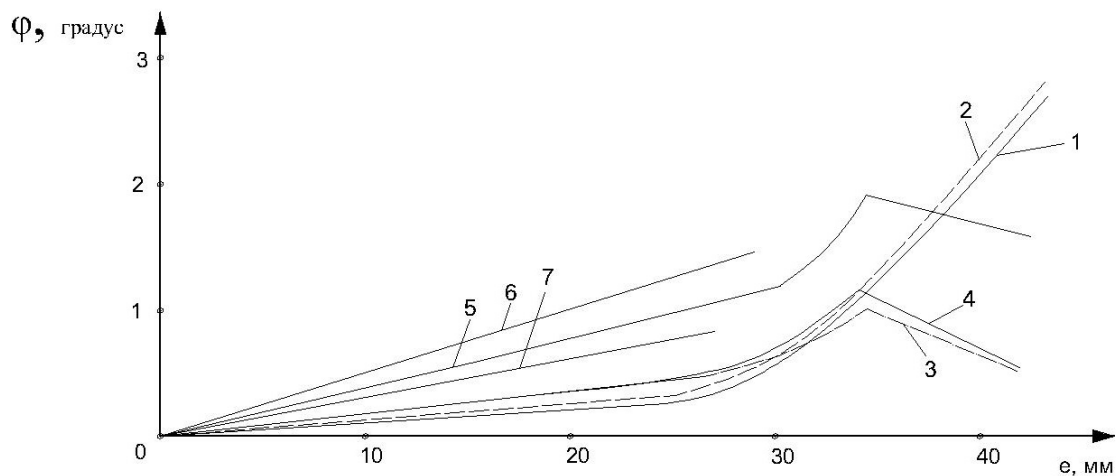
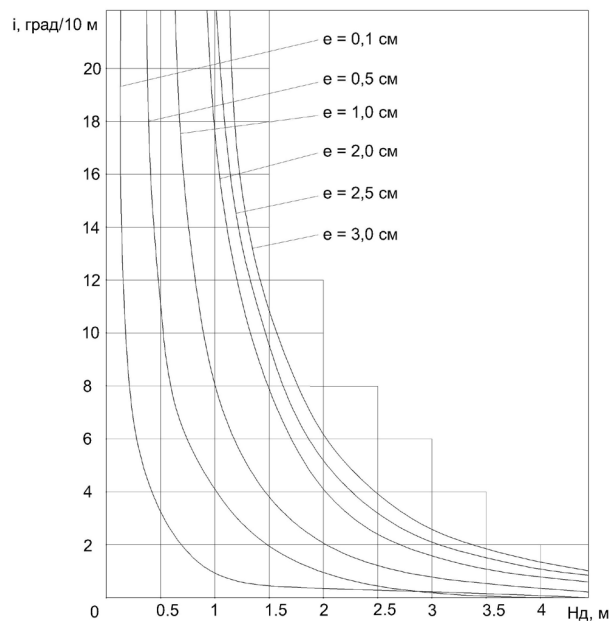


Рис. 1. Экспериментальные кривые зависимости угла перекаса забоя от эксцентриситета приложения удара: кривая I – порода мрамор, масса ударника  $m_y=6,5$  кг, высота ударника  $H_y=12$  см, высота сбрасывания ударника  $h_c=2,9$  м; II – порода мрамор,  $h_c=2$  м, остальные параметры аналогичны кривой I; III – порода мрамор,  $m_y=3,5$  кг,  $H_y=7$  см,  $h_c=2,9$  м; IV – материал дюралюминий, параметры ударной системы те же; V, VII – порода гранит, параметры ударной системы те же; VI – порода мрамор, параметры ударной системы те же.

Принимая во внимание технические характеристики и возможности отклоняющего устройства на базе забойной пневмударной машины можно обозначить примерную область применения данного технического решения. Помимо геологоразведочного бурения и бурения на нефть и газ это, несомненно, разнообразные технические скважины, прежде всего при бестраншейном строительстве подземных коммуникаций.

Бестраншейное строительство подземных коммуникаций производится по технологии горизонтального направленного бурения. Данная технология по сравнению с траншейной прокладкой коммуникаций выгодно отличается экономичностью, оперативностью, отвечает требованиям экологии и может использоваться там, где применение традиционных методов затруднено водными преградами, автотрассами, аэродромами и др.



**Рис. 2. Графическая зависимость интенсивности искривления от эксцентриситета приложения удара и расстояния от точки приложения удара до забоя**

Работы по технологии горизонтального направленного бурения начинаются с бурения пилот-скважины при помощи специального породоразрушающего инструмента – буровой головки с встроенным излучателем и скосом в торце съёмной лопатки. Вторым этапом производится предварительное расширение скважины, при этом буровая головка заменяется на расширитель обратного действия, прорабатывающий диаметр скважины до значений на 25–30% превышающих диаметр трубопровода. Третьим этапом трубопровод протягивается буровой установкой через скважину.

При всех своих достоинствах данная технология имеет один существенный минус – проведение работ осуществляется только в мягких четвертичных отложениях, породоразрушающий инструмент для горизонтального бурения не способен разрушать крепкие породы скального типа. Но нередко может возникать такая ситуация, при которой прокладка коммуникаций требуется на местности, частично или полностью представленной скальными горными породами. В данной ситуации традиционная технология горизонтального бурения не применима, но проблему можно решить применением разрабатываемого отклоняющего устройства.

Известна ситуация с прокладкой коммуникаций на остров Ольхон (Иркутская обл.). Геологический разрез по предполагаемой трассе скважины через пролив Ольхонские ворота (ширина порядка 2000 м) в срединной части был представлен донными отложениями, а в прибрежной зоне скальными породами. Это сделало невозможными работы по прокладке коммуникаций с помощью технологии горизонтального направленного бурения.

Способ направленного бурения приложением внецентренных ударных импульсов может применяться при пневмоударном бурении как без керна, так и с отбором керна. При этом возможно получение искривления с высокой механической скоростью и сплавным набором кривизны. Данный способ открывает возможность бурения скважин в анизотропных и перемежающихся по твёрдости горных породах с минимальной интенсивностью искривления и с высокой производительностью, т.к. исключает применение технических средств корректировки направления скважины путём компенсации отклоняющих сил, изгибающего момента, действующих со стороны забоя и формирующих направление скважины. Компенсация обозначенных сил и моментов может осуществляться ориентацией забойной ударной машины-отклонителя в направлении, противоположном направлению естественного искривления. Эксцентриситет приложения удара может определяться экспериментально, в том числе непосредственно при проходке скважин, а также расчётом.

Согласно графику на рис.2 разрабатываемое отклоняющее устройство может реализовывать как высокие (0,2–2 град/м) значения интенсивности, так и минимальные. В первом случае возможно использовать забойную машину-отклонитель для искусственного искривления скважин, во втором – для стабилизации направления скважины путём компенсации силовых факторов, определяющих направление естественного искривления скважин.

#### Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.
2. Нескоромных В.В. Технические средства для искусственного искривления геологоразведочных скважин // Курск лекций. – Иркутск, 1995. – 82 с.
3. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. «Исследование возможности формирования ствола различной кривизны в скважинах внецентренными точечными ударами (статья)». Известия ВУЗов «Геология и разведка», М., №2, 1995.

4. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. «Отклонители для искусственного искривления геологоразведочных скважин». «Геоинформмарк», М., №4, 1995.
5. Устройство для бурения ударно–вращательным способом : пат. 2039185, РФ : МПК6 E21B7/00, E21B7/06 / Федоров В.В., Липин А.А., Нескоромных В.В., Костин Ю.С.; заявитель и патентообладатель Иркутский политехнический институт. – №92001971/03 ; заявл. 23.10.1992 ; опубл. 09.07.1995.
6. Шкурко А.К. Бурение скважин забойными ударными машинами. – М.: Недра, 1982. – 168 с.

### **РАЗРАБОТКА ОТКЛОНИТЕЛЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЕМ СКВАЖИН ПРИ УДАРНО – ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ**

**А.Е. Головченко**

*Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных  
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия*

Известные в настоящее время технические средства для управления направлением скважин имеют ряд недостатков, особо проявляющихся при присущих ударно–вращательному бурению высоких скоростях проходки скважин [1,4]. Как правило, бурение с корректировкой направления проведения скважины производится на пониженных технологических режимах, что негативно сказывается на производительности производимых работ.

Поиск путей решения проблемы низкой производительности работ по корректировке направления проведения скважины привёл к идее создания отклоняющего устройства на основе забойной пневмоударной машины с возможностью изменения направления проведения скважины. Корректировка направления скважины достигается несимметричным разрушением забоя вследствие нанесения по породоразрушающему инструменту ориентированных внецентренных ударов [2].

Предлагаемое устройство для направленного бурения ударно–вращательным способом (рис.1) состоит из породоразрушающего инструмента 1, закрепленного в корпусе 2 с помощью шарикового фиксатора и имеющего на торце резцы для разрушения породы ударом. В корпусе установлены гильзы 3 и 4. Гильза 3 имеет отверстие 6, гильза 4 имеет отверстия 5 для прохода сжатого воздуха. Внутри корпуса 2 и гильз 3 и 4 свободно размещен ударник 7, выполненный со смещённым центром тяжести от его собственной продольной оси и оси устройства размещением внутри ударника 7 эксцентрично расположенной полости, заполненной более тяжелым относительно стали материалом (свинец, вольфрам, и др.). Для прохода сжатого воздуха в ударнике 7 выполнены каналы 8 и 9. На нижнем торце ударника 7 соосно с ним расположена пята 10 с возможностью установочного поворота относительно ударника 7, например, путём закрепления пяты к ударнику с помощью резьбового соединения с фиксацией положения контргайкой 11. На пяте 10 эксцентрично расположен выступ 12. В верхней части над корпусом закреплен переходник 13 с каналами 14 для прохода сжатого воздуха для соединения устройства с колонной бурильных труб. В породоразрушающем инструменте выполнен канал 15 для прохода сжатого воздуха, очищающего забой [5].

Работает устройство следующим образом. Забойный ударный механизм спускают в скважину на бурильных трубах и ставят на забой. Через бурильные трубы подаётся под давлением воздух, который попадает внутрь корпуса 2 через каналы 14 в переходнике 13 и далее по отверстиям 5 в гильзе 4 и каналу 8 в ударнике 7 попадает под торец пяты 10, поднимая ударник 7 в верхнее крайнее положение. Одновременно с движением воздуха по каналу 9, воздух движется по каналу 8, попадая через отверстие 6 в гильзе 3 и канал 15 под торец породоразрушающего инструмента 1 и очищая забой скважины. Перекрытие отверстий каналов 8 и 9 при перемещении ударника 7 в верхнее положение обеспечивает рост давления воздуха над ним и ударник 7 наносит удар по породоразрушающему инструменту 1, одновременно делая выхлоп воздуха на забой по каналу 8, отверстию 6 и каналу 15. Удар по породоразрушающему инструменту 1 наносится выступом 12, который расположен эксцентрично на пяте 10, зафиксированной контргайкой 11. Поскольку выступ 12 расположен эксцентрично, то и удар по породоразрушающему инструменту 1 наносится эксцентричный.

В процессе работы устройства забой разрушается неравномерно: со стороны нанесённого удара удельная нагрузка на забой наибольшая, с противоположной стороны наименьшая. Вследствие этого забой разрушается неравномерно, причём получая направленное неравномерное разрушение за счёт того, что эксцентричный удар наносится в определённую точку забоя, что регулируется установочным поворотом пяты 10 с выступом 12 относительно ударника 7 и становится возможным при выполнении ударника 7 со смещённым центром тяжести, что ориентирует его в процессе работы в апсидальной плоскости.

Для изменения направления искривления пяту 10 следует повернуть и зафиксировать контргайкой 11 в нужном определённом положении относительно центра тяжести ударника 7 с тем учётом, чтобы удары по породоразрушающему инструменту наносились с противоположной относительно направления искривления стороны. В свою очередь величина интенсивности искривления регулируется изменением эксцентриситета выступа на пяте 10 путём её замены. Появляется возможность бурения скважин различного назначения, в том числе при прокладке коммуникаций со сложной траекторией, параметры кривизны которой изменяются по всей длине ствола.

К одной из главных проблем данного технического решения для управления направлением скважины относится ориентация ударника со смещённым центром масс в апсидальной плоскости, за счёт чего достигается нанесение эксцентричного удара в одну определённую точку.

В процессе работы на ударник действуют момент смещения, ориентирующий ударник со смещённым центром тяжести в апсидальной плоскости, и момент трения, препятствующий этой ориентации (рис.2). Момент

смещения зависит от веса ударника, а также угла отклонения центра тяжести ударника от апсидальной плоскости и зенитного угла скважины:

$$M_{cm} = Q_y \cdot \sin \Theta \cdot \sin \Delta \omega_0$$

В свою очередь момент трения определяется:

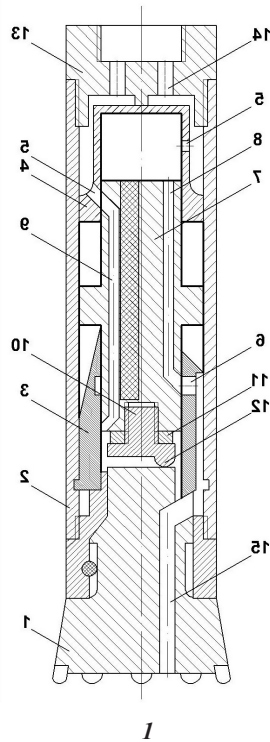
$$M_{mp} = Q_y \cdot R_B \cdot \mu \cdot \left( \sin \Theta + \frac{e \cdot \omega^2}{g} \right)$$

где  $R_B$  – радиус ударника, м;

$\omega$  – частота вращения забойной ударной машины,  $c^{-1}$ ;

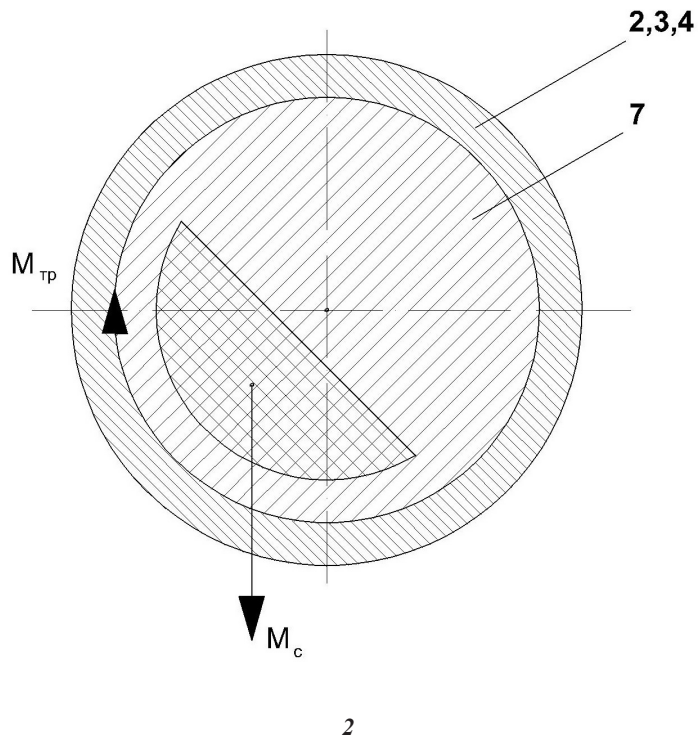
$g$  – ускорение свободного падения,  $m/c^2$ ;

$\mu$  – коэффициент трения пары корпус–ударник при ударно–вибрационном характере работы.



1

Рис. 1. Принципиальная схема устройства для направленного бурения ударно–вращательным способом



2

Рис. 2. Схема, поясняющая поведение ударника при работе

Для корректного набора кривизны с минимальными отклонениями от проектной траектории и соответственно более точной ориентации ударника со смещённым центром тяжести в апсидальной плоскости необходимо уменьшить момент трения пары ударник – корпус, путём, например, уменьшения массы ударника или уменьшением коэффициента трения ударника о корпус путём применения смазок (хотя коэффициент трения ударника о корпус итак мал вследствие вибрационного характера работы устройства). Также к увеличению точности ориентации центра масс ударника в апсидальной плоскости будет способствовать увеличение смещающего момента, который увеличивается с увеличением эксцентриситета центра масс ударника.

При разработке данного отклоняющего устройства в дальнейшем необходимо найти техническое решение для минимизации момента трения, действующего на ударник, оценить погрешность набора кривизны, которая главным образом состоит из погрешности ориентирования центра масс ударника в апсидальной плоскости.

Также возможны работы над конструкцией ударника с изменяющимся установочным углом между эксцентричным выступом на торце и смещённым центром массы, что даст возможность корректировки направления проведения скважины без подъёма снаряда на поверхность.

#### Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернотетрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.
2. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами/ В.В. Нескоромных // Изв. вузов. «Геология и разведка». – М.: 1999. – № 6.
3. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. «Исследование возможности формирования ствола различной



- кривизны в скважинах внецентренными точечными ударами (статья)». Известия ВУЗов «Геология и разведка», М., №2, 1995.
4. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. «Отклонители для искусственного искривления геологоразведочных скважин». «Геоинформмарк», М., №4, 1995.
  5. Устройство для бурения ударно-вращательным способом : пат. 2039185, РФ : МПК6 E21B7/00, E21B7/06 / Федоров В.В., Липин А.А., Нескоромных В.В., Костин Ю.С.; заявитель и патентообладатель Иркутский политехнический институт. – №92001971/03 ; заявл. 23.10.1992 ; опубл. 09.07.1995.

## **ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ**

**В.С. Горбачев**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Термины «горизонтально-направленное бурение (ГНБ)» и бурение горизонтальных скважин (ГС) зачастую считаются синонимами, но технологии и оборудования для каждой из них принципиально отличаются по ряду критериев. В частности, ГНБ осуществляется с применением специальных буровых установок, в то время как ГС бурятся с применением стандартных стационарных и мобильных буровых установок. Технология бурения ГС подразумевает сооружение бурения на первом этапе наклонно-направленной скважины, обладающей различными по интенсивности искривления интервалами (вертикальный, набор угла, стабилизация, падение угла), из которой затем производится резка горизонтального ствола. Процесс бурения установкой для ГНБ условно можно разделить на четыре этапа: бурение пилотного ствола, расширение скважины, калибровка скважины, бурение горизонтального ствола. На первом этапе бурится пилотный ствол с зенитным углом, позволяющий забурить горизонтальный ствол. При пилотном бурении используются различные системы навигации, предназначенные для проведения скважины по заданной траектории, с целью контроля зенитного угла. Далее производится расширение скважины до необходимого размера в месте предполагаемого срезки в пилотном стволе. Количество проходок, необходимых для выполнения расширения скважины до нужного диаметра, различно и по большому счету это зависит от литологических особенностей разреза. Расширение может производиться как ходом вперед, так и ходом назад. После этого калибруют скважину, с целью очищения от любых помех, которые могут существовать внутри нее и затруднять перемещение обсадных труб по скважине. Не смотря на такие различия в технологии сооружения, ГНБ и ГС весьма близки в плане исторического развития и используются для решения схожих проблем. Целью данной работы является анализ истории развития данных технологии и оценка перспектив их применения для строительства нефтяных и газовых скважин [1-3].

Способ горизонтально-направленного бурения на отечественном рынке строительства скважин появился относительно недавно, однако история становления данного способа насчитывает не одно столетие. К предпосылкам возникновения горизонтально-направленного бурения (ГНБ) относятся этапы развития различных методов бурения, а так же процесс становления техники от самых примитивных машин до полноценных установок для горизонтально-направленного бурения. Метод бурения с использованием горизонтального ствола скважины в нефтегазовой отрасли впервые разработан и успешно реализован в отечественной практике в начале 50-х гг. Первые экспериментальные работы в данном направлении (по методу А. М. Григоряна) были успешно осуществлены в 1952—1953 гг. на Карташевском месторождении в Башкирии, когда была сооружена первая горизонтально-разветвленная скважина № 66/45 [1].

Семидесятые годы - начало промышленного бурения горизонтальных скважин (ГС) за рубежом. Лидером бурения ГС стал Французский институт нефти (ФИН), специалисты которого взяли за основу исследования советских ученых - нефтяников. Это время ознаменовалось появлением технологии горизонтально-направленного бурения в США. Изобретателем данной технологии считается Мартин Черрингтон. В 1963 году, во время работы подрядчиком в Лос-Анджелесе, он понял, что возможность использования технологии бурения значительно повысит эффективность размещения кабелей и трубопроводов под землей. Именно Мартин Черрингтон был главным в проекте прокладки телефонного кабеля открытым способом в траншею в жилом районе. Затем Мартин Черрингтон в 1964 году изобрел свою первую буровую установку и основал фирму «Titan Contractors». Это компания, которая специализировалась на прокладке коммуникаций бестраншейными методами в штате Калифорния, Сакраменто [2].

Благодаря успехам горизонтально-направленного бурения в сфере прокладки коммуникаций, в 1978-1979 гг. резко возрастает интерес к бурению ГС в США, так как этот вид бурения становится экономически выгодным с использованием даже обычного, традиционного оборудования. Опыт эксплуатации ГС на нескольких месторождениях уже к 1982 г. показал, что они обладают большими потенциальными возможностями для обеспечения наиболее полного извлечения из недр углеводородов особенно там, где традиционные методы не дают эффекта [2-3].

В Европе технология ГНБ появилась в 80-е годы. Впервые она было использована в Карлсруэ фирмой «FlowTex» в 1986 году для прокладки кабелей и трубопроводов. Затем был совершен первый прокол под офисным зданием. Потом была разработана установка ГНБ, использующая буровую жидкость для очистки ствола скважины от выбуренной породы. В связи с определенной технической и технологической сложностью строительства ГС зарубежными фирмами были резко увеличены ассигнования на научно-исследовательские работы по горизонтальному бурению. За короткие сроки были сконструированы, прошли промышленные

испытания и появились на рынке новые забойные двигатели, долота, телесистемы и другое оборудование, позволяющее достигнуть высоких технико-экономических показателей при бурении ГС. Была решена проблема проведения геофизических исследований в горизонтальных стволах [2].

Развиваясь во всем мире, технология ГНБ в середине 80-х годов пришла в СССР. А именно в 1985 году государственным советом по науке и технике разрабатывается программа по созданию оборудования для бестраншейной прокладки трубопроводов и кабелей сквозь искусственные и естественные преграды. К исполнению данной программы были привлечены ведущие производственные, конструкторские и научно-исследовательские организации. А уже в 1987 году на заводе Уралмаш было изготовлено первое советское оборудование. С 90-х годов началось массовое производство больших машин ГНБ. Большие работы по внедрению бурения ГС начались в шельфовой зоне Северного моря. Развитие работ во Франции в эти годы стимулируются необходимостью разработки нефтяных месторождений Лак-Супериор и Кастера-Му (глубина 3 км), а также шельфового месторождения Распо-Маре (Италия), расположенного на Адриатике, где высоковязкая нефть находилась в карстовых ловушках. В это время фирма «Эльф-Акитен» устанавливает рекорды. Им удается пробурить скважину с длиной горизонтального ствола в 2 км и достичь 15-кратного увеличения дебита на одной из ГС месторождения Распо-Маре по сравнению с соседними вертикальными скважинами. На начальном этапе развития ГНБ было инновацией, а теперь применяется практически везде [1-3].

На сегодняшний день существуют проблема истощения запасов углеводородов. За последнее десятилетия средние запасы новых месторождений уменьшились в 4 раза, доля крупных месторождений среди вновь открываемых уменьшается. Ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. В ряде регионов ресурсы нефти и газа до глубины 3 км уже разведаны, а большая часть из них уже давно эксплуатируется. Из-за несовершенства техники и технологии в недрах остается большое количество полезных ископаемых. При этом самым низким коэффициентом извлечения характеризуются нефтегазовые месторождения

На фоне существующих проблем метод ГНБ является эффективным методом формирования оптимальной системы разработки, а также восстановления продуктивности месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами скважин увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации и оно особенно эффективно для низкопроницаемых коллекторов, а также коллекторов с вертикальной трещиноватостью.

Уровень бурения горизонтальных скважин на территории Российской Федерации в последнее время начинает существенно увеличиваться. Можно выделить несколько причин, по которым метод ГНБ становится все более популярным: эффективность при разработке коллекторов, имеющих трещины с горизонтальной проницаемостью; повышение темпов отбора нефти, по сравнению с системами вертикальных скважин, в 3-5 раз; увеличение дебита скважин в связи с увеличением фильтрационной поверхности; сокращение сроков полной разработки месторождения; увеличение проницаемости пласта за счёт пересечения естественных вертикальных трещин; сокращение общего числа скважин при разработке месторождения; обеспечение разработки продуктивных пластов под руслами рек, озёр, гор и др.

На сегодняшний день, в условиях сложной экономической ситуации, связанной с кризисом и санкциями, нефтедобывающие компании всё чаще начинают задумываться о рентабельности строительства горизонтальных скважин. Непосредственные затраты при строительстве горизонтальных скважин, выше, чем при разработке месторождений наклонными и вертикальными скважинами, однако, при изучении всей цепочки затрат, становится очевидно, что горизонтальное бурение экономически целесообразнее. В качестве примера можно рассмотреть динамику бурения скважин на Ромашкинском месторождении. После 2010 года график свидетельствует о широком распространении бурения горизонтальных скважин и горизонтальных боковых стволов (рис. 1) [4].

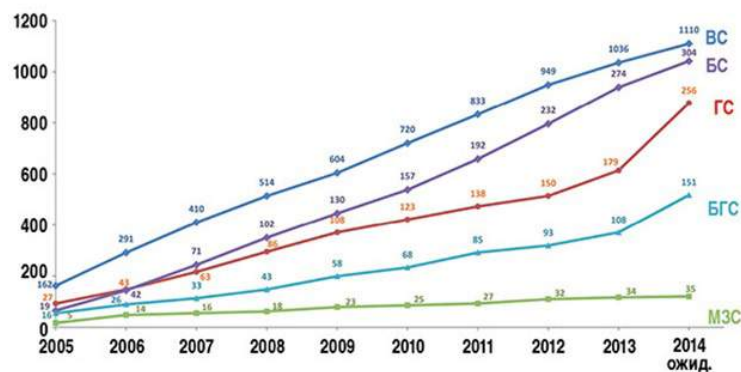


Рис. 1. Динамика объемов бурения скважин на Ромашкинском месторождении

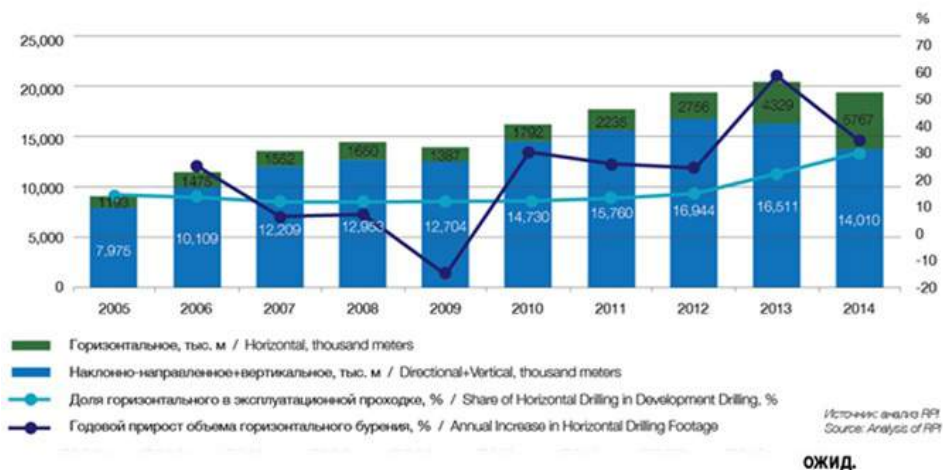


Рис. 2. Динамика объемов горизонтального бурения в России в 2005-2014 гг.

Еще одним немаловажным фактором, который заставляет добывающие компании пересматривать свои подходы к разработке месторождений, является рост доли добычи трудноизвлекаемых запасов. Соответственно появляется спрос на горизонтально-направленное бурение, которое прекрасно справляется с задачей извлечения как трудноизвлекаемых запасов, так и высоковязких нефтей, запасы которых в нашей стране достигают порядка 8,8 млрд. тонн. Таким образом, основным трендом на рынке нефтегазовых услуг стало резкое наращивание объемов горизонтального бурения. На 2014 год на ГС и ГНБ пришлось практически 30% от всего объема проходки, причем в 2012 году его доля была меньше 20% (рис. 2) [5].

Таким образом, несмотря на общий негативный тренд прироста объемов бурения, объемы бурения ГНБ и ГС имеют положительный прирост. По прогнозам экспертов положительный прирост объема проходки ГНБ ожидается вплоть до 2020 года за счет внедрения новых перспективных технологий, которые позволят сократить сроки строительства скважин и повысить эффективность бурения.

#### Литература

1. Учебник инженера: Бурение горизонтальных скважин, 1998г.- 413 с.
2. Электронный ресурс: История возникновения ГНБ.- URL: <http://gnbkuznetsk.ru/gnb/istoriya-voznikoveniya-gnb/> Дата обращения: 18.01.17
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. - М.: Недра, 1997. - 648 с.
4. Хисамов Р.С. Стратегия разработки месторождений на поздней стадии, перспективы добычи углеводородных ресурсов из нетрадиционных источников углеводородов в Республике Татарстан. - URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-01/10> . Дата обращения: 18.01.17
5. Электронный ресурс: RPI: Бурить не числом, а умением.- URL: <https://rogtecmagazine.com/rpi-бурить-не-числом-а-умением/?lang=ru> . Дата обращения: 18.01.17

**ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МНОГОСТВОЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН**

**В. С. Горбачев, А. Д. Фензель**

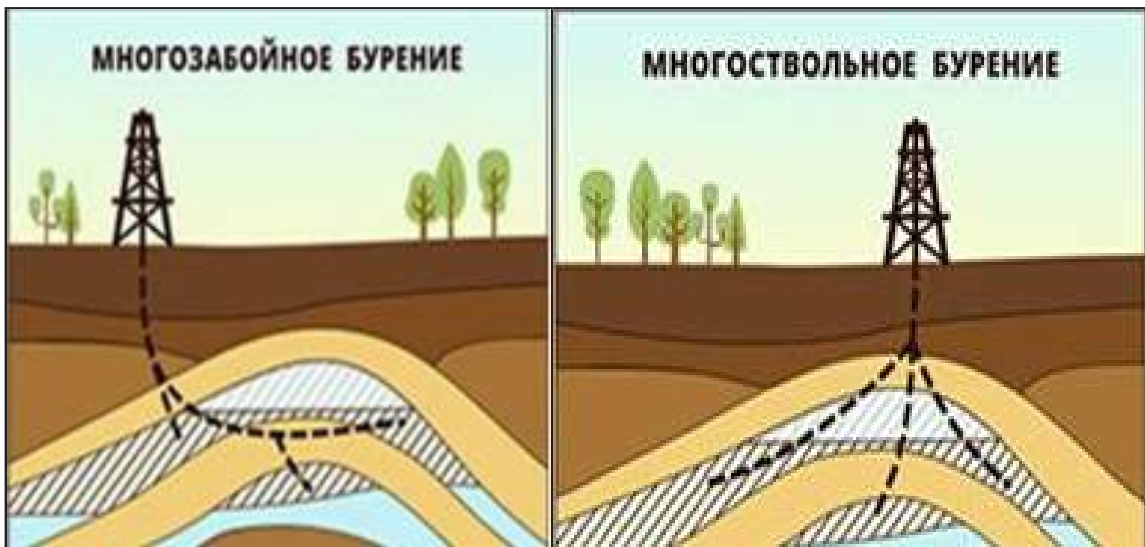
*Научный руководитель доцент А. В. Ковалев*

*Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г.Томск, Россия*

Многозабойные и многоствольные скважины в настоящее время получили практически повсеместное распространение и имеют богатую историю, начиная с середины XX века. Несмотря на общие предпосылки становления этих методов, важно уметь различать многозабойные скважины от многоствольных.

Многозабойная скважина (МЗС) - скважина, которая имеет в нижней части основного ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологих или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта (рис. 1).

Многоствольная скважина (МСС) - скважина, состоящая из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом скважины находится выше вскрываемых горизонтов (рис. 2).



*Рис. 1.*

*Профиль многозабойной скважины*

*Рис. 2.*

*Профиль многоствольной скважины*

Технология бурения многоствольных скважин была разработана в 1949 г. и впервые успешно применена в СССР Александром Григоряном. Он предполагал, что гораздо эффективнее пробурить несколько ответвлений от основного ствола скважины для попадания в продуктивный пласт, чем бурить множество скважин с поверхности в надежде попасть в предполагаемую нефтеносную зону. По мнению Григоряна, горизонтально-разветвленные скважины можно бурить по аналогии с корнями у деревьев, которые расходятся в разные стороны, чтобы увеличить свое присутствие в почве.

Русский ученый Константин Царевич подтвердил, что скважина с разветвленными стволами, пробуренными в продуктивной зоне, характеризующейся одинаковой проницаемостью, должна дать увеличение дебита пропорционально количеству стволов.

Теория нашла свое применения на практике в 1953 г, когда в Башкирии на месторождении Ишимбайнефти была пробурена скважина 66/45. Григорян пробурил основной ствол скважины до глубины 575 метров прямо к кровле продуктивного артинского яруса. После чего из этого основного необсаженного ствола он пробурил ответвления наподобие корней у деревьев. Бурение осуществлялось без установки цементных мостов, без отклонителей, без каких-либо специальных инструментов. В результате скважина 66/45 имела 9 стволов с максимальным отходом от вертикали 136 м. Общая эффективная длина всех стволов составила 322 метра. Стоит отметить, что по сравнению с традиционными скважинами, пробуренными на том же самом месторождении, эффективная мощность скважины 66/45 была в 5,5 раз больше. Затраты на бурение этой многоствольной скважины были в 1,5 раза выше, при этом дебит нефти был в 17 раз больше, по сравнению с традиционными скважинами (120 м<sup>3</sup>/сут против 7 м<sup>3</sup>/сут) [5].

Но существующие в те времена способы бурения и оборудование для вскрытия пластов могли применяться только в очень ограниченном числе случаев. Огромным шагом вперед стало развитие телесистем, появление средств для наклонно-направленного бурения, применение наружных пакеров для разобщения продуктивных интервалов и механических песчаных фильтров. Внесенные в 1990-х годах усовершенствования в технику бурения позволили нефтяным компаниям бурить и заканчивать все большее число скважин путем применения многоствольного и многозабойного методов бурения.

## СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

В работах [1,2] представлены данные о достоинствах и недостатках методов МЗС и МСС, которые приведены в табл.1.

Анализируя представленные данные, можно сделать вывод, о том что строительство многозабойных и многоствольных скважин имеет ряд преимуществ, что способствует развитию этих направлений. В настоящее время перед нефтегазодобывающими компаниями стоит проблема истощения запасов углеводородов, и казалось бы методы МЗС и МСС полностью подходят для максимизации нефтеотдачи месторождений. Однако вместе с тем наблюдаются серьезные проблемы в области применения этих безусловно перспективных технологий.

Большое количество стволов допускается только в пластах с высокой устойчивостью пород. Если же породы неустойчивые, допускается строительство только одного ответвления, которое будет входить в пласт горизонтально. При бурении многозабойных скважин используются устройства для интенсивного набора угла, что часто приводит к смятию бурильной колонны и другим авариям, связанных с бурильным инструментом. Поскольку МЗС и МСС являются дальнейшим развитием технологий наклонно-направленного и горизонтального бурения, для них во многих случаях характерны схожие проблемы. Многолетний опыт разработки месторождений скважинами с горизонтальным забоем показывает, что их продуктивность в 1,5-5 раз и более выше, чем у вертикальных. Вместе с тем отмечается, что до 35-50 % из общего объема скважин оказываются неэффективными, так как их дебиты остаются на уровне или вовсе меньше, чем в вертикальных скважинах. При бурении увеличение длины горизонтальной части ствола скважины повышает риск вскрытия непрогнозируемых поглощающих, водопроявляющих участков, неустойчивых и низкой прочности горных пород, возможных аварийных ситуаций, нарушений гидравлических условий производства буровых работ вследствие гидромеханической и физико-химической деструкции исходных свойств и показателей буровых растворов. Увеличение времени контакта буровых растворов и горных пород существенно ухудшает гидромеханические условия по сохранению природных коллекторских свойств продуктивных пластов. При этом происходит снижение качества первичного вскрытия продуктивных пластов, не гарантируется адекватное повышение продуктивности скважин, увеличиваются материально-финансовые затраты.

*Таблица 1*

*Достоинства и недостатки МЗС и МСС*

Тип профиля	Достоинства	Недостатки
Многозабойный	-увеличение дебита при уменьшении капитальных затрат; -повышение общей нефтеотдачи месторождения; -вовлечение в разработку малодобитных месторождений; -восстановление нерентабельных скважин -скважины обводняются намного медленней;	-стоимость одной многозабойной скважины в несколько раз выше стоимости однозабойной скважины; -необходимо специальное оборудование для резки в обсадных трубах; -увеличивается время строительства скважины, и, как результат, время, через которое скважина войдет в эксплуатацию; -сложности при проведении капитального ремонта скважины;
Многоствольный	-сокращение материальных и трудовых затрат на обустройство площадок под скважины, подъездных дорог к ним -снижаются затраты на вышкостроение; -сокращаются площади земель изъятых из сельскохозяйственного производства; -одновременная работа с несколькими продуктивными зонами, даже если их параметры различаются.	-в случае неисправности оборудования замедляется темп добычи на всех скважинах -в случае аварии на буровой площадке недоступными окажутся все пробуренные скважины до устранения последствий аварии

При эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием происходит дифференциация забойных давлений в зависимости от профиля ствола, длины его горизонтальной части, скорости движения флюидов, способа эксплуатации и типа насосного оборудования. Это подтверждается и слабой корреляционной связью между дебитом скважин и длиной их горизонтального участка (0,23). В результате приток нефти и газа к фильтру скважин происходит на участках с лучшими фильтрационными свойствами, а не одновременно из всех вскрытых бурением участков флюидонасыщенных пластов. Существенно осложняются ремонтно-изоляционные работы и стимулирующие добычу операции, снижаются их эффективность и качество [3,4].

Многолетняя практика показывает, что основными технологическими проблемами бурения и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием являются:

1. Оптимизация длины горизонтального участка ствола и числа разветвленных забоев.
2. Повышение качества долговременного разобщения флюидонасыщенных пластов при креплении основного ствола обсадной (техническая) колонной.
3. Защита коллекторских свойств продуктивных участков горизонтального ствола при первичном вскрытии и селективная изоляция от прорыва газа и пластовых вод.
4. Повышение эффективности методов предупреждения и изоляции поглощений и водопроявлений в процессе бурения и эксплуатации скважин с горизонтальным забоем.

5. Оптимизация режимов притока нефти и газа к горизонтальному фильтру различной протяженности и геометрической конфигурации.

Таким образом, для дальнейшего увеличения числа МЗС и МСС необходимо решить вышеперечисленные проблемы путем усовершенствования комплекса технических средств и технологии ведения работ. В настоящее время сервисные компании продолжают вкладывать средства в научные исследования и опытно-конструкторские разработки новой аппаратуры и оборудования, чтобы предоставлять нефтегазодобывающим компаниям более надежные инструменты и системы для создания в продуктивных пластах многочисленных дренирующих точек, поскольку это самый рациональный и экономически-целесообразный способ обеспечения притока углеводородов. Это позволяет многозабойным и многоствольным скважинам быть одними из самых востребованных технологий заканчивания продуктивных горизонтов в ближайшем времени.

#### Литература

1. Бурение многозабойных горизонтально-разветвленных скважин [Электронный ресурс]. - URL: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/burenie-mnogozaboynkh-gorizontarno-razvetvlennykh-skvazhin/> (Дата обращения 24.01.2017)
2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. - М.: Недра, 1997. - 648 с.
3. В.Н. Поляков, Р.Р. Хузин, С.А. Постников, А.П. Аверьянов. Технологические проблемы строительства многозабойных скважин с горизонтально разветвленными стволами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013. - 10-12 с.
4. Б.А. Тершак, А.Н. Андрусак, Е.Р. Мрозек, И.И. Нарытник. Заканчивание скважин на месторождениях, пребывающих на поздних стадиях эксплуатации: опыты и проблемы .
5. Развитие технологий многоствольного бурения скважин [Электронный ресурс]. - URL: <http://neftegaz.ru/science/view/777-Razvitie-tehnologiy-mnogostvolnogo-bureniya/> (Дата обращения 24.01.2017)
6. Учебник инженера: Бурение горизонтальных скважин, 1998г. - 413 с.

#### **КОРОНКА С РАСШИРЕННОЙ ТОРЦЕВОЙ ЧАСТЬЮ С РЕЗЦАМИ ИЗ СВЕРХТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛОВ И ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПОДРЕЗНЫХ РЕЗЦОВ;**

**Б.В. Григорьев, С.С. Кельцев**

*Научный руководитель профессор Р.М.Скрябин*

*Северо-восточный федеральный университет им М.К.Аммосова, г.Якутск, Россия*

Из практики буровых работ, проводимых в Республике Саха (Якутия), известно, что при бурении плановых поисковых скважин в качестве породоразрушающего инструмента, в основном, применяются серийные твердосплавные коронки типа СМ-5 диаметром 112 мм с наваренными расширителями до внешнего диаметра 132 мм (по данным предприятий ПАО «АК «АЛРОСА»). При этом расход твердосплавных инструментов на фактический объем 400 п.м. по породам средней твердости IV и VII категории буримости составляет 467 шт. при среднем ресурсе породоразрушающего инструмента 0,8 п.м., что не соответствует утвержденным ГОСТ нормам для твердосплавных буровых коронок, что должно составлять 4 п.м. Характер износа серийных коронок типа СМ, СА представлен как интенсивное затупление режущих граней твердосплавных резцов. Основными причинами преждевременного износа резцов и малого ресурса коронок является низкая температуро- и износостойкость твердосплавных резцов, и их недостаточное охлаждение при бурении с продувкой воздухом (см.Рис.2.). При бурении скважин глубиной более 10 метров влага, выделяющаяся за счет охлаждения воздуха при прохождении по колонне бурильных труб и скважины, не достигая забоя, замерзает в бурильных трубах, что может привести к осложнению буровых работ. При бурении неглубоких скважин влага, стекая к забою, смачивает керн, шлам и стенки скважины, что также приводит к их оттаиванию, обвалу, разрушению. Также в результате трения твердосплавных коронок со стандартными промысловыми окнами о мерзлую горную породу приводит к образованию сальников на колонковой трубе. Во избежание таких осложнений специалисты на производстве вынуждены совершенствовать инструмент изготавливая коронки с расширителями (см. Рис 1.), при работе которых формируются увеличенные зазоры между буровым снарядом и стенкой скважины.[1].

В условиях многолетней мерзлоты значительно повысить скорость бурения и ресурс ПРИ можно за счет улучшения очистки забоя от шлама путем применения коронок (см. фиг.1) с расширенной торцевой частью с резцами из сверхтвердых материалов и применением горизонтальных подрезных резцов по внешней и внутренней поверхности инструмента, обеспечивающих существенно большие зазоры между инструментом, стенками скважины и кернового материала.

Известны наиболее близкие породоразрушающие инструменты, имеющие конструктивные различия и технологически ограниченные возможности для бурения с продувкой воздухом в многолетней мерзлоте:

Ребристая буровая коронка – Патент RU 47042 U1 - Предназначена для бурения скважин в горных породах средней твердости, изготовленная на основе ребристого ПРИ из цельной металлической заготовки, с ребрами, обеспечивающими большие зазоры между стенками скважины и колонковой трубой. Предлагаемая коронка оснащена резцами квадратного сечения со ступенчатым расположением. При бурении в абразивных горных породах, внешние подрезные резцы, расположенные на самом краю торцевой части буровой коронки подвержены интенсивному износу и выпадению, что в последствии приводит к саморазрушению всего инструмента.

Промывочные каналы буровой коронки остались таких же размеров, как и для бурения стандартными коронками с использованием промывки на водной основе, однако при бурении ребристой буровой коронкой – RU 47042 U1 площадь контакта торцевой части с горной породой, равно как и объем разрушенных горных пород увеличивается. Соответственно, для эффективного удаления большого объема разрушенной горной породы с забоя скважины, при использовании продувки сжатым воздухом, размер промывочных каналов должен быть пропорционально увеличен. Более того, в результате трения твердосплавных коронок со стандартными промывочными окнами о мерзлую горную породу образуются сальники на колонковой трубе, т.е. в результате трения твердосплавной коронки о породу образуется тепло, вызывающее таяние льда, частицы шлама смачиваются и слипаются в агрегаты, размеры которых превышают циркуляционные зазоры, застревают в них, затем раздавливаются и образуют сальники на колонковой трубе, что неприемлемо. По схеме высотного расположения резцов предлагаемая нами буровая коронка и буровая коронка – RU 47042 U1 отличаются в корне. В первом случае все вертикальные резцы расположены на одной пространственной поверхности (см. фиг.1), а на втором – ступенчато.

Универсальная буровая коронка – Патент RU 157795 U1 - Предназначена для бурения горных пород 7-9 категорий буримости с промывкой. При бурении скважин с использованием в качестве очистного агента сжатого воздуха (особенно в условиях многолетней мерзлоты, где применение промывочной жидкости иногда невозможно) такие коронки работают плохо, зашламовываются, преждевременно затупляются и процесс бурения затрудняется или прекращается совсем. Это связано с отсутствием расширения инструмента, что создает минимальный зазор между стенками скважин и колонковой трубой. Наклонные узкие промывочные окна в форме трапеции не предназначены для бурения скважин с продувкой сжатым воздухом. Калибрующие резцы горизонтального расположения выполнены со смещением на величину «б» равного размера так, что каждый последующий перекрывает предыдущий. С точки зрения разрушения горных пород такое расположение подрезных калибрующих резцов не имеют практической ценности, при бурении вертикальных скважин разрушение пород происходит строго по линии соприкосновения, т.е. последующие резцы, расположенные со смещением на величину «б» не контактируют с горной породой и не могут участвовать в разрушении горных пород. Также отсутствуют внутренние калибрующие резцы для формирования диаметра керна.

Заявленное решение иллюстрируется чертежом, где на фигуре 1 схематически показан породоразрушающий инструмент с горизонтальными подрезными резцами (вид сбоку); на фигуре 2 – форма горизонтального резца, выполняемого из сверхтвердых материалов; на фигуре 3 – вид породоразрушающего инструмента снизу;

Буровая коронка (см. фиг. 1) состоит из корпуса 1 утолщенной заготовки, торцевая часть корпуса которой выполнена с расширением 2, и блок резцов, армированных сверхтвердым материалом, часть которых расположен в традиционный ряд вертикальных резцов 5, другая часть – перпендикулярно к оси коронки (горизонтальные резцы), причем в два ряда – с выступом по наружной поверхности цилиндрического корпуса коронки 6 и выступом по внутренней поверхности корпуса 7 (см. фиг.3). Размеры резцов (по ширине) подбирается из условий полного перекрытия кольцевого забоя (см.фиг.2). Торец коронки полностью перекрывается группой из шести резцов, устанавливаемых в разных высотах по наружному и внутреннему диаметрам и в центре короночного кольца. Суммарная площадь каналов меньше минимальной площади сечения замков бурильных труб, чтобы обеспечить свободный вынос частиц породы, в т.ч. крупных. Цельнометаллический корпус коронки обеспечивает надежность устройства в целом и способствует увеличению ресурса службы твердосплавных резцов за счет массивной конструкции.

Наличие горизонтальных твердосплавных резцов 6-7 на боковой поверхности породоразрушающего инструмента обеспечивает: 1) - калибровку ствола скважины, что предотвращает осложнения при бурении скважин средней глубины; 2) - максимальные зазоры между колонковой трубой и стенками скважины, что обуславливает хорошую очистку забоя скважины от шлама;

Длина резьбы независимо от ее диаметра составляет 30 мм с увеличением до 2 мм; в пределах того же размера выполняются проточка (3 мм) и сбеги резьбы (не превышающий 6 мм). Число резцов в коронке (Фиг.3) подобраны из соображения рациональной насыщенности инструмента, в одинаковых условиях бурения механическая скорость снижается обратно пропорционально корню из числа резцов ( $n=405$  мин-1;  $P=14$  кН):

Число резцов в коронке	3	6	9	12
Механическая скорость, см/мин	7,75	5,9	4,5	3,9.

Выступ резцов относительно торца различен, что является причиной образования в процессе бурения ступенчатого забоя. Ступенчатый забой в определенных условиях позволяет повысить общую скорость проходки за счет уменьшения площади фронтального разрушения породы инструментом и образования зоны предразрушения на ступенчатом забое.

В первую очередь следует уделить внимание технологии пайки породоразрушающего инструмента. Для соединения твердого сплава с корпусом используются припой на медной основе Латунь Л68, однако есть недостаток в испарении цинка в расплавленном состоянии. При этом уменьшение этого компонента в сплаве приводит к увеличению температуры плавления припоя и изменению его физико-механических свойств. В данном случае рекомендуется использовать припой ТП-1. Главным преимуществом трехслойного припоя является получение паяного шва достаточной прочности, способного компенсировать разность сокращения размеров стали и твердого сплава при охлаждении паяного соединения в большей степени, чем все известные припои, в том числе и серебряные. Припой ТП-1 меньше, чем другие припои, деформируется во всем температурном интервале (от температуры солидуса наружных слоев до 20 °С).

В качестве резцов из сверхтвердого материала предполагается применение наноматериала – Нанокубический нитрид бора (например Микробор) (таб.1.) Кубический нитрид бора — новый синтетический сверхтвердый

материал, который по твердости приближается к алмазу, но имеет более высокую теплостойкость. Кубический нитрид бора представляет собой химическое соединение двух элементов—бора (43,6%) и азота (56,4%). Он имеет кристаллическую решетку почти с такими же строением и параметрами, как и алмаз [2].

Таблица 1

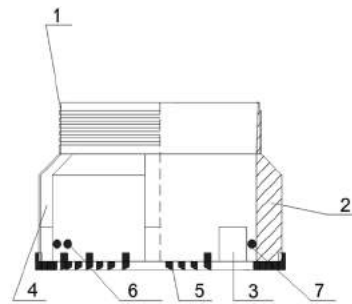
Наименование	Микротвердость, ГПа	Теплостойкость, С
Быстрорежущая сталь	5	715
Твердый сплав	10	900
Керамика	20	1100
КНБ	37	1200
НКНБ Микробор	65	1500
Алмаз синтетический	95-100	1100
Алмаз природный	100	650- Трещинообразование 500- Графитизация



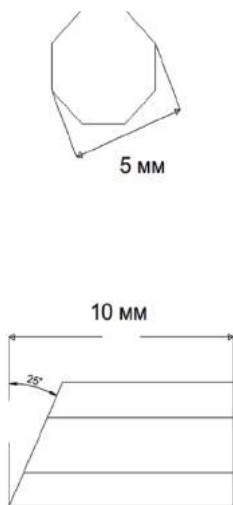
Рис. 1. Коронка с расширителем местного изготовления



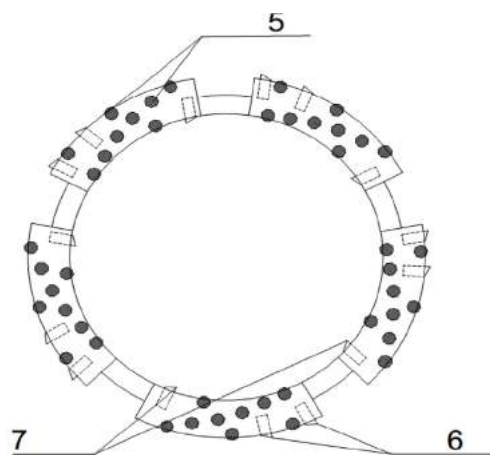
Рис. 2. Износ твердосплавной коронки



Фиг. 1. Схема инструмента с горизонтальными подрезными резцами



Фиг. 2. Схема резцов из сверхтвердых материалов



Фиг. 3. Схема инструмента с торцевой части

Литература

1. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – С.124–147.
2. Шипило В. Б., Аниченко Н. Г., Старченко И. М. и др. Структура и свойства композиционных материалов на основе кубического нитрида бора, спеченных при высоком давлении //Сверхтвердые материалы. 1996. № 5. С. 8–12.



**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА СНПХ-ПКД НА ОБРАЗЦЫ ЭЛАСТОМЕРА  
ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ**

**М.И. Губарев, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Все большее количество высокосернистых и высокопарафинистых нефтяных месторождений вводится в разработку. Как следствие, увеличивается скорость коррозии нефтепромыслового оборудования, уменьшается дебит скважин и повышаются затраты добывающих компаний в целом. Ввиду этого нефтяная промышленность требует применения дополнительных химических веществ или реагентов, которые способны не только минимизировать изменение свойств нефти, но и оптимизировать условия проведения всех технологических процессов. Именно реагенты используются для совершенствования процесса бурения нефтяных скважин, вскрытия продуктивных пластов, увеличения нефтеотдачи. Насчитывают 12 классов химических реагентов, применяемых в бурении скважин [1].

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) являются одним из основных технических средств для бурения нефтяных и газовых скважин во всем мире. Объем бурения с применением ВЗД в настоящее время по большинству нефтегазодобывающих районов России составляет 30-50% [1].

При всех своих достоинствах ВЗД имеет существенный недостаток – быстрый износ двигательной секции. К факторам, негативно влияющим на ресурс рабочей пары, относятся: низкая степень очистки рабочей жидкости; химический состав рабочей жидкости, не соответствующий применяемому виду эластомера (высокое содержание нефти, соли, хлорид-ионов, применение азотосодержащих и кислотосодержащих растворов); несоответствие температуры на забое типу эластомера статора рабочей пары (двигательной секции); запуск при минусовой температуре без предварительного прогрева двигательной секции; превышение рабочих режимов бурения (постоянная работа на максимальных режимах и превышение их); применение рабочей пары с фактическим натягом зацепления ротор-статор несоответствующим внутрискважинной температуре [1].

Резинометаллический статор является элементом, лимитирующим работоспособность двигателя. Одной из основных причин отказов статора является разрушение резиновой обоймы. Резиновая обойма работает в неблагоприятных скважинных условиях и находится под воздействием абразивных механических примесей, газа (в т.ч. сероводорода и углекислого газа), ароматических соединений, высокой температуры и давления, поэтому к материалам обойм предъявляются повышенные требования [1, 3].

На протяжении продолжительного периода времени для изготовления статоров отечественных винтовых забойных двигателей используется резина ИРП-1226. Однако промысловая отработка рабочих органов ВЗД с резиной ИРП-1226 показали недостаточную долговечность статоров [4]. Постоянные лабораторные исследования по влиянию буровых растворов и условий эксплуатации на статор, подкрепленные полевыми испытаниями, показали необходимость совершенствования, как материалов эластомера, так и разработки нейтральных по отношению к эластомеру рецептур буровых растворов. Исследования показали, что большое влияние на эластомер оказывает не только дисперсионная среда бурового раствора, но и химические реагенты, используемые для регулирования его свойств. Наиболее агрессивное воздействие на эластомер ВЗД было замечено со стороны ингибиторов, применяемых при приготовлении буровых растворов. В данной работе было проведено исследование влияния реагента СНПХ-ПКД-515 на состояние и параметры образцов эластомера из резины ИРП-1226 при различных температурах.

СНПХ-ПКД-515 – реагент комплексного действия, придающий раствору одновременно ингибирующие, гидрофобизирующие и поверхностно-активные свойства. Представляет собой композиционную смесь (от светло-желтого до светло-коричневого цвета), предназначенную для использования в буровых растворах в количестве 1–2 %, в жидкостях перфорации, глушения и консервации в концентрациях 0,1–0,3 % [5, 6, 7].

Образцы резины ИРП-1226, диаметром от 41 до 43 мм и массой от 18 до 30 грамм, помещались в пластиковый контейнер, который заполнялся химическим реагентом до полного погружения образцов. Длительность эксперимента составила 360–432 часов. Выбор такой продолжительности экспериментов обусловлен временем работы винтового забойного двигателя, которое составляет от 200 до 600 часов со средним значением в 240–300 часов [6]. Диапазон исследуемых температур варьировался в пределах от 25 до 85°C. Исследованными температурными точками в данном диапазоне являются 25, 40, 55, 70 и 85°C. Поддержание выбранных температур (кроме 25°C) осуществлялось с применением сушильного шкафа. Выдержка образцов осуществлялась при атмосферном давлении. В процессе осуществления опытов проводился постоянный контроль массы и диаметра образцов, а также визуальный контроль их состояния.

Анализ экспериментальных данных показал, что для рассматриваемого реагента характерны интенсивные изменения размеров и массы образцов, особенно в первые несколько суток, далее данный процесс замедляется. Также наблюдалось, что при увеличении температуры, замедление процесса набухания образцов наступает быстрее и даже может происходить их усадка. Процесс усадки образцов может быть связан с тем, что при высоких температурах исследуемый реагент СНПХ-ПКД-515 подвергается интенсивному испарению. Анализ графики изменения массы и диаметра образцов (рис. 1-2) показал, что наиболее интенсивное влияние на образцы происходит при температуре 40 °С, которая является распространенной для ряда горно-геологических условий бурения Западной Сибири. В экспериментах использовался раствор 100% концентрации СНПХ-ПКД-515. Поэтому, безусловно, в составе бурового раствора его влияние будет лимитировано, но это требует дополнительных исследований.

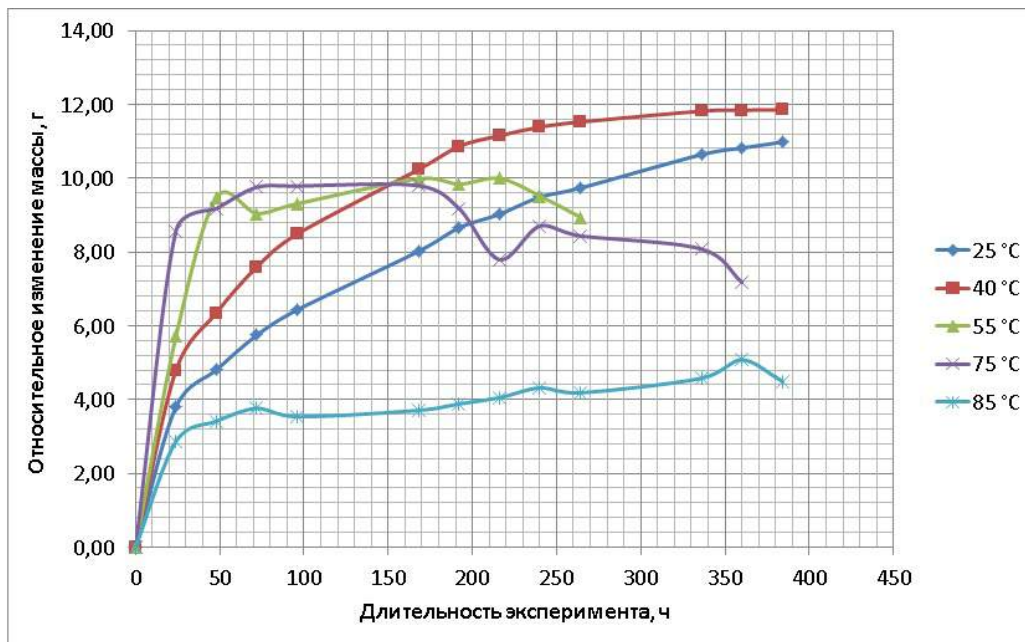


Рис. 1. Зависимость изменения массы образцов эластомера в присутствии реагента СНПХ-ПКД-515 от температуры

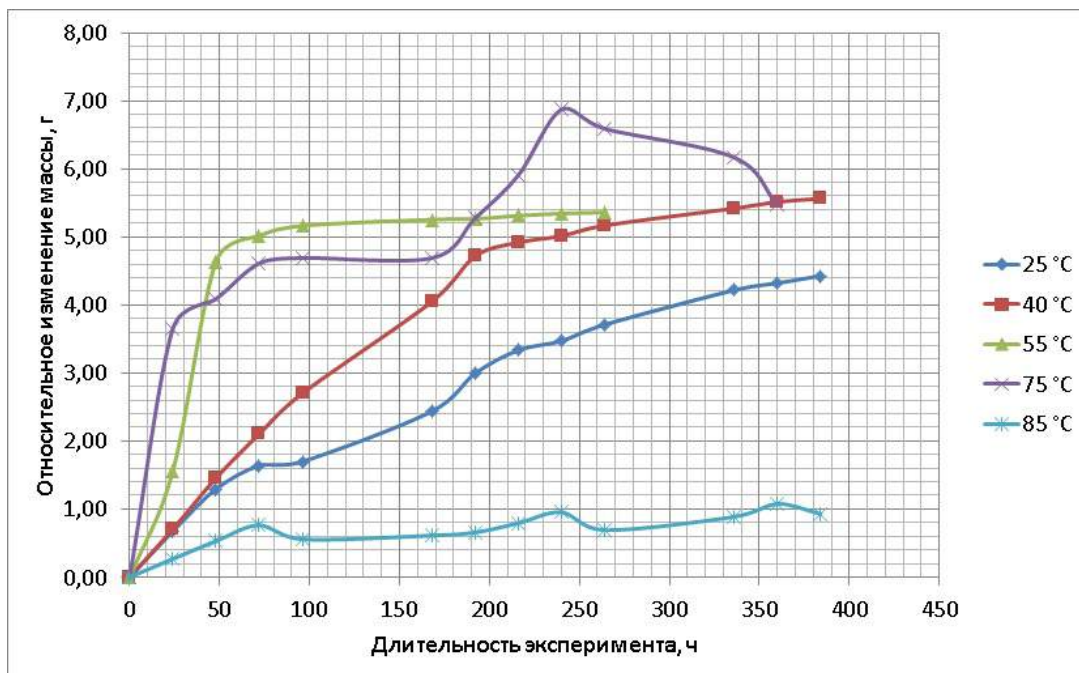


Рис. 2. Зависимость изменения диаметра образцов эластомера в присутствии реагента СНПХ-ПКД-515 от температуры

Под действием реагента СНПХ-ПКД-515 при различных температурах с течением времени происходило значительное размягчение образцов, их набухание, а также, на завершающем этапе экспериментов, некоторое расслоение. Расслоение сопровождалось отрывом небольших частей эластомера на его ребрах, а также выпадением на дне контейнера осадка в виде пленки, состоящей, вероятно, из растворенной резины и части компонентов самого реагента (рис. 3).



Рис. 3. Визуальный анализ образцов эластомера: а – до воздействия реагента, б – после воздействия реагента СНПХ-ПКД-515 при температуре 85°C

В результате проведенного исследования доказано негативное влияние ингибитора СНПХ-ПКД-515 на состояние образцов эластомера винтового забойного двигателя, изготовленных из резины ИРП-1226. Наблюдается интенсивное набухание и увеличение массы образцов под воздействием ингибитора с ростом температуры среды, за исключением крайних температурных точек, что обусловлено испарением ингибитора. Поэтому в качестве дальнейших исследований решено исследовать влияние данного ингибитора на эластомер при повышенных температурах и в условиях повышенной герметичности, а также проанализировать влияние концентрации реагента на интенсивность изменений, происходящих в эластомере.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ИЗОБРАЖЕНИЙ НА ФОТОСНИМКАХ ДАТЧИКОВ ДЕФОРМАЦИИ ИНТЕГРАЛЬНОГО ТИПА

М.И. Давлетшин

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день важнейшей проблемой является оценка надежности металлоконструкций, как на стадии проектирования, так и в процессе использования. Однако, для решения этой задачи необходима информация о действительной нагруженности изделий. Так как большинство деталей выходят из строя из-за повреждений, вызванных усталостью материала, для расчета остаточного ресурса изделия необходимо оценить как нагрузки, так и степень повреждения деталей.

Для получения информации о нагруженности изделия предлагается использовать фотоснимки датчиков деформации интегрального типа [4]. Данные датчики представляют собой тонкие полоски фольги, которые приклеиваются к поверхности изделия. Когда датчик подвергается нагрузке, в процессе деформирования на его поверхности появляются «темные пятна», момент появления которых и относительная плотность коррелируют с амплитудой напряжения и числом циклов деформирования.

Среди известных способов регистрации показаний ДДИТ наиболее эффективным является способ, основанный на использовании методики цифровой фотометрии [3], чье применение оправдано ввиду ее мобильности и простоты, – снимки ДДИТ делаются с помощью микроскопа и цифрового фотоаппарата. Однако для практического использования таких снимков необходимо провести их математическую обработку для получения количественной оценки реакции.

Далее для оценки нагруженности предлагается использовать методы, относящиеся к системам технического зрения. Их роль состоит в помощи в областях деятельности человека связанных со сбором и анализом зрительной информации [2].

Для обнаружения дефектов на поверхности датчиков по изображению необходимо выделить границы «темных пятен» на изображении. В результате такой обработки получается бинарное изображение с выделенными областями.

Для выделения края «темных пятен» на изображениях предлагается использовать фильтрацию методом Кэнни [1]. Этот метод с большей вероятностью обнаруживает слабые границы объектов, и его можно описать следующим образом:

1. Вначале происходит сглаживание изображения с помощью гауссова фильтра с заданными стандартными отклонениями для уменьшения шума на изображении.
2. Далее вычисляется градиент в каждой точке изображения и направление границы для того, чтобы удалять точки рядом с границей и не разрывать саму границу. Точки перепада определяются как точки локального максимума градиента.
3. Точки перепада вызывают рост гребней (фрагментов границы) на изображении модуля градиента. Затем алгоритм отслеживает пики этих гребней и присваивает нулевое значение точкам, которые лежат на гребне. Затем пиксели гребня подвергаются пороговой обработке с использованием двух порогов  $T_1$  и  $T_2$ , причем  $T_1 < T_2$ . Если значение градиента, лежащего на гребне, превысит  $T_2$ , то соответствующий пиксел считается

допустимой границей, а пиксели, значения которых попадают на интервал  $[T1, T2]$ , если являются продолжением допустимой границей, то присваиваются этой границе. Если на всем протяжении гребня нет значений градиента превышающего верхнего порога, то эта точка удаляется.

В результате работы алгоритма строится тонкая линия.

Данный алгоритм реализован в среде математического моделирования MATLAB, с применением расширения Image Processing Toolbox, который является мощным инструментом для моделирования и исследования методов обработки изображений.

Результаты обработки фотоснимков датчиков деформации приведены на рис. 1 и рис.2.

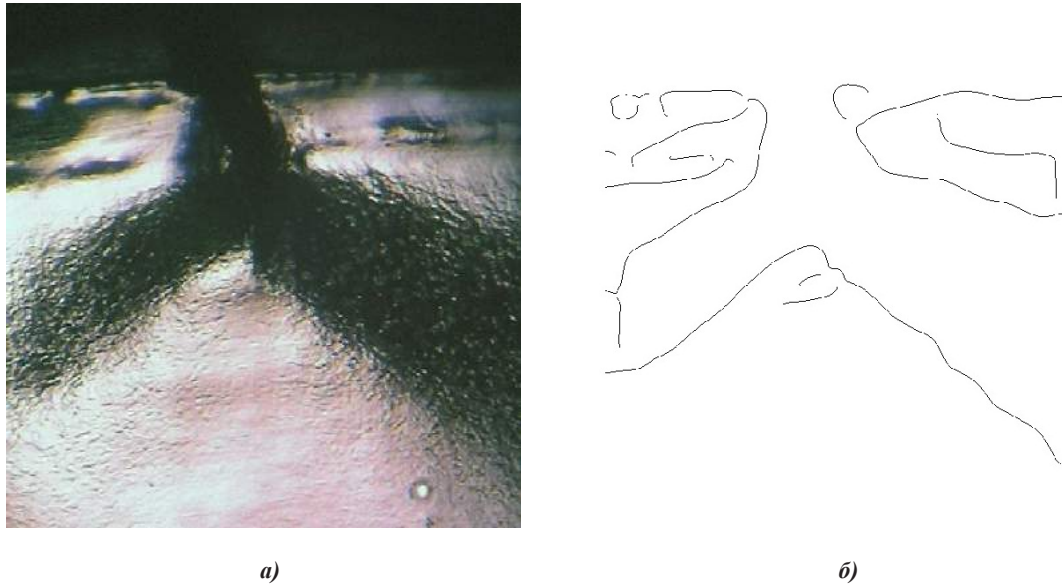


Рис. 1. Прямоугольный образец: а) фотоснимок прямоугольного образца, подвергавшегося усталостным испытаниям; б) результат обработки фотоснимка

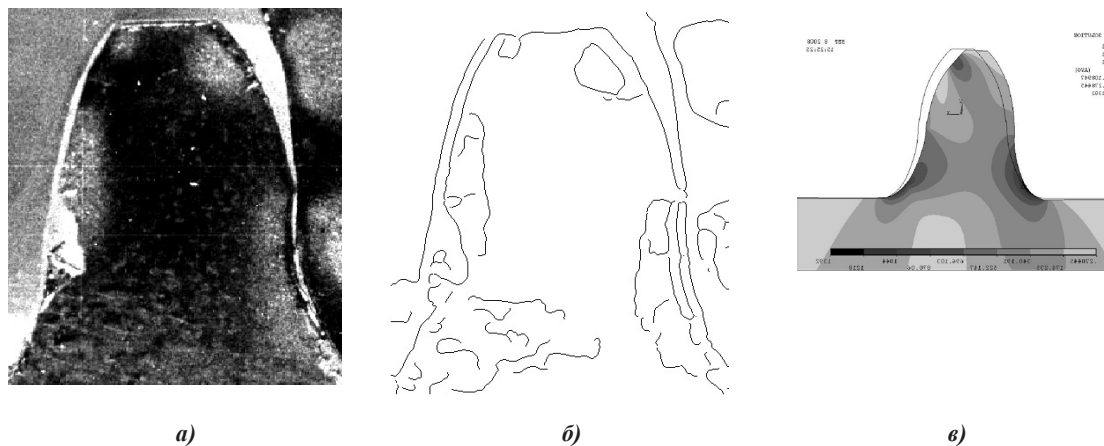


Рис. 2. Зубья колес с профилем Новикова ДЛЗ: а) фотоснимок зубьев; б) результат обработки фотоснимка; в) распределение деформации в сечении зуба, реализованное в пакете ANSYS

По результатам выполненных алгоритмов, реализующих фильтрацию методом Кэнни, видно, что методы не являются совершенными. Не все выделенные «темные пятна» на выходе работы алгоритма получились замкнутыми, но границы «пятен» стали отчетливо видны. На рис. 1 оценить «темные пятна» трудно, так как трещина на образце металлической конструкции, в результате работы алгоритма, слилась с «пятнами». На рис. 2 отчетливо выделилось «пятно», находящееся сверху справа зуба. Благодаря этому стало возможным подсчет площади данной фигуры в пикселах. Его площадь составляет 2156 пикселей, при разрешении изображения  $436 \times 386$  пикселей. Данный метод цифровой обработки изображений позволяет упростить методику расшифровки реакции датчиков, которая необходима для оценки фактической нагруженности изделий в условиях эксплуатации, и для дальнейшего прогноза их долговечности

Литература

1. Гонсалес, Р. Цифровая обработка изображений в среде MATLAB / Р. Гонсалес, Р. Вудс. - М: Техносфера, 2006. – 616 с.
2. Давлетшин М.И. Обработка изображений в системах технического зрения // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Всероссийской научно-практической конференции студ., аспирантов, молодых ученых и специалистов. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - С. 243 - 245.
3. К.В. Сызранцева. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования. Научное издание.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2009.–124с.
4. Сызранцева, К.В. Экспериментально-расчетный метод прогнозирования долговечности изделий в условиях эксплуатации. Журнал «Омский научный вестник», 2009, – № 2 (80). С.97 – 101

**ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ КНБК НА НАБОР ПАРАМЕТРОВ  
КРИВИЗНЫ ПРИ БУРЕНИИ НА ПРИМЕРЕ ДУЛЬСИМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**С.В. Дашиев**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Существенное увеличение добычи нефти и газа возможно только при повышении эффективности и качества бурения, в частности, в области строительства наклонно-направленных скважин. Бурение данного типа скважин позволяет существенно снизить расход средств и сократить затраты времени при одновременном повышении эффективности разработки месторождений нефти и газа.

При бурении любая скважина по различным причинам отклоняется от первоначально заданной траектории. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов – искусственным. Искусственное искривление в подавляющем числе скважин в России осуществляется за счет включения в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) забойных гидравлических двигателей с регулируемым углом перекоса (наиболее распространены винтовые забойные двигатели (ВЗД)) [1], а также за счет телеметрических систем (для контроля correctness траектории скважины).

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин актуальной остается проблема расчета пространственной интенсивности для различных типов КНБК с учетом геометрических особенностей элементов низа бурильной колонны. Сооружение таких типов скважин осуществляется с помощью большого разнообразия технико-технологических характеристик, типоразмеров применяемого оборудования и, соответственно, многочисленных вариаций их взаимного сочетания.

Пространственная интенсивность – это темп отклонения скважины от ее первоначального направления по зенитному и азимутальному углу. И превышение, и недобор пространственной интенсивности при искривлении скважин сопровождается осложнениями процесса бурения. Недостаточное значение пространственной интенсивности является причиной «отставания» от плановой траектории скважины и, как следствие, возможный «недоход» до проектного геологического объекта. Из-за превышенного значения интенсивности происходит усложнение ствола скважины и, как результат, интенсивный износ бурильных труб, повышенный расход мощности силовых приводов, затруднения при спускоподъемных операциях, обрушение стенок скважины, риск «непрохождения» обсадной трубы в открытой ствол скважины и т.д.

В данной работе проведен анализ расчетных значений пространственной интенсивности для бурения типовых секций на Дульсиминском месторождении для бурения интервала скважины долотом диаметром 215,9 мм при различных технико-технологических сочетаниях низа бурильной колонны: винтовой забойный двигатель: различные типоразмеры ВЗД, а также различные значения на регулировочной муфте угла перекоса; телеметрическая система типа APS с гидравлическим каналом связи диаметром 172 мм; УБТ-178 мм: анализ влияния отсутствия и наличия утяжеленных бурильных труб в КНБК.

Для расчетов применялась нижеследующая методика. Геометрические размеры отклонителя, радиус искривления ствола и интенсивность взаимосвязаны следующим соотношением [2]:

$$\frac{573^\circ}{i} = R = \frac{L_1 + L_2}{2 \sin(\alpha - \beta_1 + \beta_2)} \quad (1)$$

где

$$\beta_1 = \arctg \frac{D_n - D_1}{2L_1} \quad (2)$$

$$\beta_2 = \arctg \frac{D_1 - D_1}{2L_2} \quad (3)$$

$i$  - интенсивность искривления, град./10 м;  $R$  – радиус искривления, м;  $L_1$ - длина направляющей секции, равная расстоянию от торца долота до места искривления отклонителя, м;  $L_2$ -длина верхнего плеча отклонителя (силовая секция), м;  $\alpha$  – угол перекоса осей отклонителя, град.;  $\beta_1$ - угол наклона оси направляющей секции к хорде на длине  $L_1$ , град;  $\beta_2$  - угол наклона оси верхнего плеча отклонителя к хорде на длине  $L_2$ , град;  $D_d$ - диаметр долота, м;  $D_1$ - диаметр корпуса направляющей секции(шпинделя) или центратора, установленного в верхней его

части, м;  $D_2$  - диаметр корпуса верхнего плеча отклонителя или центратора, установленного над отклонителем, м;

При установке непосредственно над отклонителем телеметрической системы длиной  $L_3$  и диаметром  $D_3$ , соединенной жестко с отклонителем, радиус скважины рассчитывается по формуле:

$$R' = \frac{L_1 + L_2}{2 \sin(\alpha - \beta_1 + \beta_2')} \quad (4)$$

где

$$\beta_2' = \arctg \frac{D_1 - D_1}{2(L_2 + L_3)} \quad (5)$$

При бурении возможно неравномерное изменение параметров кривизны ствола из-за упругих свойств верхнего плеча КНБК. Равномерное искривление скважины может быть достигнуто за счет установки над отклонителем стабилизатора(калибратора) диаметром меньше диаметра долота от 5 до 15 мм.

Применяя данную методику расчета, можно рассчитать пространственную интенсивность за счет влияния различных геометрических и технологических особенностей различных компоновок низа буровой колонны.

Для двигателя производства Радиус сервис: были проанализированы несколько исполнений: ДРУ2-172РС, ДРУ3-172РС, ДРУ2-172РСФ, ДРУ3-172РСФ. При изготовлении ВЗД, даже двигатели одной серии могут быть с различным исполнением, т.е. отличаться друг от друга длинами двигательной, шпindelной секцией, наличием центратора на шпindelной секции, а также другими геометрическими характеристиками.

В результате, были проанализированы различные КНБК для бурения под эксплуатационную колонну долотом 215,9 мм. Основополагающие факторы выделены следующие: ВЗД типоразмером 172 мм производства компании «Радиус-Сервис» различного исполнения, с отличающимися длинами шпindelной и двигательной секций, наличием/отсутствием центратора на шпindelной секции, различные углы перекоса данных ВЗД. Кроме того, был рассмотрен один из немаловажных факторов: наличие/отсутствие утяжеленной буровой трубы 178 мм над телеметрической системой, наличие которой придает компоновке жесткость, что в свою очередь, снижает возможность компоновки набирать параметры кривизны. Также был рассмотрен вариант с нагружением компоновки больше и меньше критической нагрузки изгиба УБТ-178.

В таблице 1 представлен расчет теоретической возможности набора параметров кривизны для различных типовых КНБК на Дулисьминском месторождении исходя из вышеперечисленных условий.

Таблица 1

Результаты расчета пространственной интенсивности

Тип забойного двигателя	ДРУ2-172РС			ДРУ2-172РСФ			ДРУ3-172РС			ДРУ3-172РСФ			ДРУ2-172РСФ			
Номер двигателя	3409			4042			3702			3625			3471			
Длина шпindelной секции, мм	1903			2105			2104			2104			2105			
Длина двигательной секции, мм	6711			4400			5400			5400			4400			
Центратор на шпindelной секции	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	
УБТ над ТМС	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	
Диаметр УБТ над двигателем, мм	178			178			178			178			178			
Внутренний диаметр УБТ, мм	82,6			71,4			71,4			71,4			71,4			
Длина УБТ, мм	9570			9450			9450			9450			9450			
Погонный вес УБТ, кг	72,45			158			158			158			158			
Критическая нагрузка изгиба, т	3			3			6			6			6			
Осевая нагрузка больше критической нагрузки изгиба УБТ	МЕНЬШЕ			БОЛЬШЕ			МЕНЬШЕ			БОЛЬШЕ			МЕНЬШЕ			
Наличие изгиба УБТ	НЕТ			ДА			НЕТ			ДА			НЕТ			
Длина УБТ ниже места изгиба, мм	9570			4785			9450			4725			9450			
Пространственная интенсивность	1° 30'	2,57	1,12	1,46	3,37	1,36	1,82	2,95	1,29	1,69	2,95	1,39	1,88	2,97	1,39	1,89
	1° 20'	2,18	1,03	1,40	2,95	1,28	1,77	2,57	1,2	1,64	2,57	1,2	1,64	2,59	1,21	1,64
	1° 09'	1,78	0,74	0,95	2,49	0,95	1,26	2,17	1,37	1,37	2,17	1,01	1,37	2,19	1,01	1,38
	1° 00'	1,44	0,67	0,91	2,12	0,9	1,25	1,83	1,15	1,15	1,83	0,84	1,15	1,85	0,85	1,16
0° 42'																
Тип забойного двигателя	ДРУ2-172РСФ			ДРУ2-172РС			ДРУ2-172РС			ДРУ3-172РСФ			ДРУ3-172РСФ			
Номер двигателя	3679			4580			4542			4071			3626			
Длина шпindelной секции, мм	2105			2105			2105			2105			2105			

**СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ  
БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

Длина двигательной секции, мм	5400			5400			5400			5400			5400			
Центратор на шпindelной секции	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ	ЕСТЬ			ЕСТЬ			
УБТ над ТМС	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	НЕТ	ЕСТЬ	ЕСТЬ	
Диаметр УБТ над двигателем, мм		178	178		178	178		178	178		178	178		178	178	
Внутренний диаметр УБТ, мм		71,4	71,4		71,4	71,4		71,4	71,4		71,4	71,4		71,4	71,4	
Длина УБТ, мм		9450	9450		9450	9450		9450	9450		9450	9450		9450	9450	
Погонный вес УБТ, кг		158	158		158	158		158	158		158	158		158	158	
Критическая нагрузка		6	6		6	6		6	6		6	6		6	6	
Изгиб, т																
Осевая нагрузка больше критической нагрузки		МЕНЬШЕ	БОЛЬШЕ		МЕНЬШЕ	БОЛЬШЕ		МЕНЬШЕ	БОЛЬШЕ		МЕНЬШЕ	БОЛЬШЕ		МЕНЬШЕ	БОЛЬШЕ	
Изгиб УБТ																
Наличие изгиба УБТ		НЕТ	ДА		НЕТ	ДА		НЕТ	ДА		НЕТ	ДА		НЕТ	ДА	
Длина УБТ ниже места изгиба, мм		9570	4725		9570	4725		9570	4725		9570	4725		9570	4725	
Пространственная интенсивность искривления	1° 30'	2,65	1,32	1,76	2,95	1,29	1,69	2,95	1,29	1,69	3,12	1,44	1,89	3,52	1,51	2,02
	1° 20'	2,31	1,14	1,53	2,57	1,10	1,45	2,57	1,10	1,45	2,78	1,26	1,65	3,13	1,33	1,77
	1° 09'	1,94	0,96	1,28	2,17	0,91	1,18	2,17	0,91	1,18	2,42	1,08	1,41	2,73	1,13	1,50
	1° 00'	1,64	0,80	1,08	1,67	0,67	0,86	1,83	0,74	0,96	1,97	0,85	1,11	2,23	0,89	1,18
	0° 42'				1,16	0,42	0,53	1,16	0,42	0,53	1,51	0,61	0,79	1,72	0,64	0,84

В результате проведенного анализа по определению пространственной интенсивности набора параметров кривизны для различных типовых КНБК на Дулисьминском месторождении, выявлен ряд закономерностей. Для одного и того же типа двигателя: завод-изготовитель Радиус-Сервис поставляет ВЗД с существенно отличающимися длинами шпindelной/двигательной секций, что приводит к сложности в прогнозах способности компоновки на бурение выработать нужную интенсивность набора параметров кривизны. Существенное влияние оказывает центратор шпindelной секции. Являясь второй точкой касания к стенке скважины после долота, существенно повышается способность набора параметра кривизны данным типом забойной двигателя. Отмечается влияние наличия утяжеленных бурильных труб 178 мм над телеметрической системой, а также величины осевой нагрузки на компоновку низа бурильной колонны: при превышении критической нагрузки изгиба УБТ диаметром 178 мм (расчетное значение=6 тонн) [3], вторая точка касания выше долота приходится именно на нее. В результате, интенсивность набора параметров кривизны становится выше.

**Литература**

1. Байбулатов А.А., Двойников М.В., Борисов К.И., Епихин А.В. Современные винтовые забойные двигатели для бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 86 с.
2. Нормативные документы для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО "Газпром" Руководство по технологии бурения эксплуатационных наклонно-направленных и горизонтальных скважин, Москва, 2008, 40 с.
3. Элияшевский И.В. Типовые задачи и расчеты в бурении. – М.: Недра, 1982. – 240 с.

**ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ РОССЫПНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ**

**И.А. Егоров, Н.Г. Тимофеев, А.П. Харитонов**

**Научный руководитель профессор Р.М.Скрябин**

**Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, г. Якутск**

В настоящий момент основным способом разведки россыпных месторождений полезных ископаемых Северо-Востока страны, является бурение скважин ударно-канатными станками. Этот способ бурения имеет ряд преимуществ, среди которых следует отметить высокую скорость проходки скважины с одновременным опробованием, возможность бурения в горно-геологических условиях практически любой сложности, а также мобильность и простота конструкции бурового станка. При разведке россыпных месторождений полезных ископаемых бурением скважин ударно-канатными станками достоверность и положительный результат опробования полностью зависят от опыта и грамотного выполнения всех операций при бурении и опробовании буровиком, промывальщиком и геологом, а также от технического состояния бурового оборудования, в частности конструктивных особенностей желонки. Не соблюдение технологии ударно-канатного бурения может привести к погрешностям при оконтуривании пласта песков и подсчете содержания золота, это может стать причиной потери песков с полезными ископаемыми при вскрыше торфов и даже может привести к тому, что

предприятия могут ввести в разработку фактически непромышленные россыпные месторождения золота или наоборот расценить промышленные россыпи как непромышленные [1, 4]. Основной причиной таких ошибок является миграция металла по забою скважины с верхних горизонтов на нижние, вследствие некачественного желонирования и несоблюдения буровиком интервала отбора проб или выбора неправильной методики разведки геологом. Поэтому при проведении геологоразведочных работ на россыпных месторождениях с целью заверки ранее разведанных площадей ударно-канатным бурением или при проведении разведочных работ на сложных россыпях с крайне неравномерным распределением полезного компонента проходят горные выработки, позволяющие производить отбор большого объема проб. В основном это шурфы и траншеи.

Как правило шурфопроходческие работы при разведке россыпных месторождений в Республике Саха (Якутия) ведутся в осенне-зимний период года. Это объясняется прежде всего отсутствием дорог в труднодоступных районах, где расположены месторождения, что практически делает невозможным транспортировку техники в летний период года по оттаявшим мерзлым грунтам. В настоящий момент шурфопроходческие работы в основном ведутся с помощью буровзрывных работ, с механическим и ручным бурением шпуров с подъемом породы ручным воротком. Данный способ проходки шурфов отличается дороговизной, высокой долей тяжелого ручного труда, малопроизводительностью, и помимо этого, является далеко не безопасным. Повысить производительность и скорость шурфопроходческих работ можно только путем комплексной механизации всех производственных процессов. Этого можно добиться заменой шурфопроходческих работ на бурение скважин большого диаметра с помощью буровых станков [3].

Сложные специфические горно-геологические условия залегания россыпных месторождений Северо-Востока страны, особенности распределения и концентрации полезных компонентов и их низкие промышленные содержания предъявляют особые требования к технике и технологии бурения скважин большого диаметра и отбора проб при их поисках и разведке, которые сводятся к следующему [1]:

1. Сечение скважин, при которых систематическая ошибка в подсчете средних содержаний по скважинам не превышает 5-10%, определяются диаметром скважин в пределах 540-600 мм [1].

2. Максимальная глубина бурения должна быть в пределах 20-25 метров, это позволит производить разведку примерно 90-95% россыпных месторождений страны [3].

3. Объем извлекаемой пробы должен быть близким к теоретическому. Порода должна иметь минимальное нарушение структуры и измельчение. В процессе бурения скважин необходимо исключить «миграцию» полезного компонента, обеспечить полноту его извлечения по интервалам опробования, производить тщательную зачистку плотика. Способ отбора и извлечения пробы из определенного интервала скважины должен исключать возможность ее обогащения или разубоживания породами соседнего интервала [1].

4. Тепловое воздействие бурового процесса на мерзлый массив должно быть минимальным, так как влагонасыщенные дисперсные горные породы в мерзлом состоянии, сцементированные льдом, по прочностным характеристикам приближаются к скальным породам и могут выдерживать значительные нагрузки, но при положительных температурах их прочность резко падает [2]. Это значит, что в зимнее время при соблюдении температурного режима в процессе бурения по мерзлым породам становится возможным бурить скважины большого диаметра без обсадки или с обсадкой только устьевой части.

5. Буровой снаряд должен обеспечивать возможность бурения с величиной интервала от 0,2 метров и возможность бурения по россыпям с большим содержанием валунно-галечных отложений.

6. Буровая установка должна быть самоходной и иметь компактные размеры, а ее транспортная база должна обеспечивать высокую проходимость в условиях бездорожья и пересеченной местности [3].

В качестве буровой установки соответствующей по своим техническим возможностям поставленным требованиям, большой интерес вызывают самоходные буровые установки итальянской компании Tescar модельной линейки «CF», которые пользуются широкой популярностью у буровых компаний по всему миру занимающихся проходкой скважин различного целевого назначения. Особое внимание заслуживают мощные и компактные модели CF 2,5 Compact и CF 3, предназначенные для бурения скважин с применением келли-штанг. Технические характеристики буровых установок приведены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики буровых установок Tescar

Модель	Tescar CF 2,5 Compact	Tescar CF 3
Максимальная глубина бурения, м	18	28
Максимальный диаметр, мм	800	1000
Вес, т	7	13
Длина, высота, ширина (в рабочем положении), мм	3973, 4564, 1390	3977, 8844, 2320
Крутящий момент, кНм	35	35

При бурении разведочных скважин большого диаметра по валунно-галечным отложениям сложенных из мерзлых пород высокой категории буримости целесообразно применять в качестве бурового снаряда колонковые буры, пневмоударники, шарошки или их комбинации.

При бурении скважин колонковым способом разрушение породы происходит по кольцевому забою, следовательно, при проходке скважин большого диаметра колонковыми бурами концентрация осевой нагрузки происходит на меньшей площади забоя, за счет этого возрастает производительность бурения. Также следует отметить, что при бурении по сложным россыпям с наличием крупных валунов, проходка шнеком или



ковшесбором становится неэффективным.

Основными недостатками при бурении скважин большого диаметра колонковыми бурами являются проблемы с отрывом и удержанием керна внутри колонковой трубы. Но в основном эти осложнения возникают при бурении скважин по монолитным скальным породам или по слабо цементированным крупнообломочным отложениям. Как утверждают производители при бурении колонковыми бурами по благоприятным разрезам, в 60-70% керн без проблем отрывается от забоя и остается внутри колонковой трубы. В тех случаях, когда керн невозможно оторвать от забоя, его разбураивают с помощью шнека.

В настоящий момент при проходке скважин большого диаметра под фундаменты зданий или мостов, набирает популярность бурение с помощью кластерных пневмоударников. Конструкция этого снаряда представляет собой корпус, внутри которого размещены несколько погружных пневмоударников, расставленные так чтобы при вращении бурового снаряда разрушение породы происходило по всей площади забоя. Разрушенная порода продувается вверх по кольцевому зазору и оседает в «шламоулавливающей корзине». Из недостатков следует отметить, что для эффективной работы кластерного пневмоударного снаряда с диаметром около 600-700 мм потребуются подача воздуха в районе 80-100 м<sup>3</sup>/мин. Это значит, что для работы такого снаряда необходимо будет провести воздушную магистраль объединив две или три самых мощных передвижных компрессоров с дизельными двигателями от компании Atlas Copco XAS 1600 CD6, каждая из которых обеспечивает подачу воздуха равную 45 м<sup>3</sup>/мин при рабочем давлении 8 атмосфер. Решить этот недостаток можно путем совершенствования конструкции воздухораспределителя кластерного пневмоударного снаряда, сделав так, чтобы пневмоударники внутри снаряда работали строго поочередно и с высокой частотой.

Также большой интерес вызывает метод бурения с обратной циркуляцией воздушного очистного агента (Reverse Circulation Drilling), который завоевывает все большую популярность среди горнорудных компаний по всему миру. Для бурения применяются двойные бурильные трубы. Разрушение породы происходит как правило с помощью пневмоударника, но иногда применяют и шарошечные долота. Сжатый воздух от компрессора подается на забой по межтрубному пространству двойной бурильной трубы, а разрушенная порода выносится на дневную поверхность вместе с отработанным воздухом по внутренней трубе. В настоящий момент данным способом можно бурить скважины с диаметром до 600 мм. Основным преимуществом RC-бурения является возможность опробования шлама одновременно с буровым процессом и высокая скорость проходки. Теоретически к недостаткам можно отнести, осложнения, которые могут возникнуть при бурении мерзлых пород с большим содержанием льда, вследствие теплового воздействия бурового процесса на лед и их последующего примерзания внутри трубы.

Таким образом, в статье предложены современные существующие способы бурения скважин большого диаметра, которые представляют большой интерес для дальнейшего исследования при разработке новых способов и техники разведки или заверки россыпных месторождений полезных ископаемых в условиях распространения многолетнемерзлых пород.

#### **Литература**

1. Брылин В.И. Бурение скважин на россыпи: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2000. - 104 с.
2. Курилко А.С. Моделирование тепловых процессов в горном массиве при открытой разработке россыпей криолитозоны. - Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2011. - 139 с.
3. Скрыбин Р.М., Тимофеев Н.Г. Разработка бурового снаряда для бурения скважин большого диаметра (Ø 500 мм и более) на разведке россыпных месторождений Севера // Вестник Северо - Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова, 2012. Т.9, №1. - С. 85 - 90
4. Чемезов В.В. Образование техногенных россыпей - результат неполного выявления и использования запасов целиксовых // Маркшейдерский вестник, 2007. № 1, - С. 14 - 9.

### **ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ, И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМИ**

**Н. С. Ефименко**

*Научный руководитель д.т.н., профессор В. М. Подгорнов  
Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия*

Месторождения газа Западной и Восточной Сибири расположены в зоне повсеместного распространения вечномерзлых пород, где традиционные технические и технологические решения по освоению месторождений часто неэффективны, а иногда и вообще неприемлемы.

Анализ фактических материалов по бурению в различных геолого-географических и мерзлотных условиях показывает, что основными препятствиями для бурения скважин в мерзлых породах являются:

- Разрушение ( растепление ) мерзлых стенок скважин и возникновение обвалов породы;
- неудачи при цементировании скважин в толще мерзлых пород;
- частые явления смятия обсадных труб в скважинах;
- трудности оборудования устья скважин в мерзлых породах;
- неудовлетворительная организация работ, часто без учёта специфики районов Крайнего севера.

Технология бурения скважин в вечномерзлых горных породах, сцементированных льдом, резко отличается от технологии бурения аналогичных пород, не подвергающихся промерзанию. Во время бурения скважины,

при растеплении мерзлых пород за счет конвекции лед, заполнявший пустоты (поры или трещины и каверны) переходит в жидкое состояние – воду, занимающую меньший объем, образовавшуюся пустоту заполняет промывочная жидкость с положительной температурой. Между частицами рыхлых пород силы сцепления резко уменьшаются и ранее сцементированная кристалликами льда масса теряет связь, происходит осыпание или обвал пород.

Первым важнейшим условием предупреждения осложнений и инцидентов при бурении скважин в криолитозоне и ледниках является обоснованный выбор типа бурового раствора и его показателей.

Для повышения качества строительства скважин в многолетнемерзлых породах, применяются различные буровые растворы для промывки скважин. Проведенные исследования [4] показали, что большинство применяемых буровых растворов в условиях многолетнемерзлых пород имеет невысокую эффективность, обусловленную физико-химическими свойствами применяемых буровых растворов, что может привести к образованию каверн и нарушению целостности стенок скважины и не обеспечивает длительного сохранения ствола скважины в устойчивом состоянии. Авторы утверждают, что повышение эффективности бурения скважин в многолетнемерзлых породах может быть достигнуто за счет использования незамерзающего при отрицательных температурах полимерглинистого раствора имеющего:

- улучшенные псевдопластические свойства, обеспечивающие повышение удерживающей транспортирующей способности и степени очистки стенок скважины;

- сниженную скорость растепления многолетнемерзлых пород, что предотвращает кавернообразование и разрушение стенок скважины и как следствие – обеспечивает длительное сохранение ствола скважины в устойчивом состоянии;

- пониженную фильтрацию в результате высокой скорости формирования низкой проницаемой фильтрационной корки, препятствующей загрязнению пласта и способствующей сохранению ее коллекторских свойств.

Показатель фильтрации является одной из важнейших характеристик пригодности бурового раствора для проводки скважин в мерзлых породах, так как увеличение количества отфильтрованной в стенке скважины жидкости существенно повышает интенсивность разрушения льда. Фильтрационная корка, образующаяся из частиц дисперсной фазы раствора, замедляет процесс проникновения фильтрата в мерзлую породу и препятствует эрозии оттаявших частиц при гидродинамическом воздействии циркуляционного потока на стенки скважины [6].

Вторым важнейшим условием предупреждения осложнений при бурении скважин в криолитозоне и ледниках является обоснованный выбор тампонажного раствора. Вследствие длительных сроков схватывания и седиментационной неустойчивости цементных растворов, а также неполного замещения скопившихся в затрубном пространстве водосодержащих объемов может возникнуть обратное промерзание, приводящее к смятию колонн обсадных труб. Кроме того, из-за нестабильности тампонажных смесей зачастую происходит их недоподъем до проектных отметок. Для крепления обсадных колонн используются быстротвердеющие, седиментационно-устойчивые, безусадочные с низкой теплопроводностью цементные смеси, способные свести к минимуму риски возникновения указанных осложнений. Вместе с тем должны применяться тампонажные растворы малой плотности, так как на территориях с наличием ММП нередко встречаются зоны с аномально низким пластовым давлением (АНПД).

В качестве тампонажных материалов для ММП предпочтительней использовать газожидкостные тампонажные смеси (ГЖТС). Целесообразность их применения выражается, прежде всего, в низкой плотности и теплопроводности, в хорошей седиментационной устойчивости, при которой жидкость затвердения надёжно удерживается между пузырьками смеси. Для приготовления ГЖТС требуется незначительное количество воды, т.к. её повышенное содержание в тампонажном растворе может явиться причиной образования прожилок льда в цементном камне и, как следствие, его разрушения и повышения теплопроводности [1,7].

Для крепления интервалов залегания ММП авторами работы [2] предлагается использовать специальный тампонажный цемент марки CemFrost. Целесообразность его применения, доказывается преимуществами по сравнению с другими марками цемента: низкое тепловыделение при гидратации; быстрый набор прочности при низких температурах; высокая морозоустойчивость; высокая седиментационная устойчивость и т.д.

Другими авторами [3] в качестве повышения эффективности крепления нефтяных и газовых скважин предлагается использовать противоморозные добавки к тампонажным растворам с полимерными микрофасерами (ПСМС). Авторы утверждают, что такие растворы будут обладать требуемыми показателями, в том числе прочностью в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Результаты проведенных исследований показывают, что прочность цементного камня растёт в результате применения различных добавок; уменьшается водоотделение и тепловыделение, а также наблюдается уменьшение сроков схватывания.

Третьим важнейшим условием предупреждения осложнений является теплоизоляция конструкции скважины. Для теплоизоляции конструкции скважин зон ММП применяется пассивная теплоизоляция с использованием теплоизолированных НКТ, лифтовых труб (ЛЛТ), обсадных труб (ТОТ), а также заполнение заколонных пространств материалами с пониженной теплопроводностью, например, облегченными тампонажными, пакерующими составами. На скважинах осуществляют активную теплоизоляцию за счет циркуляции хладагентов (растворы этиленгликоля, холодный воздух в зимний период, специальные газообразные агенты и др.) и используют холодильные машины или при естественной их конвекции с обеспечением циркуляции хладагентов как в зоне конструкции скважины, например, в двухтрубном направлении, так и в специальных мерзлотных скважинах в окружающих ММП, например, со спуском сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ) [5].

Для теплоизоляции труб и их стыков используют теплоизоляционные материалы: пенополиуретан,

вакуумированные теплоизоляционные материалы-покрытия, включающие керамические микросферы и другие современные теплоизоляционные материалы – СТМ, обеспечивающие расчетную теплопроводность слоя теплоизоляции не выше  $0,033 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ . Теплоизоляцию наносят на всю длину обсадных стальных труб, за исключением их нетеплоизолированных концевых участков длиной 1000 мм, включающих резьбу, которые теплоизолируются после соединения ТОТ в колонну перед её спуском в скважину. Длина нетеплоизолированных концов стальных труб может изменяться в зависимости от технологии соединения (резьба, сварка и др.) труб в колонну. Длина нетеплоизолированных концов ТОТ уменьшается при использовании сварных ТОК и может составлять не более 0,20 м.

В современной практике теплоизоляции конструкций, теплоизоляционными материалами считаются материалы с теплопроводностью не выше  $0,175 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ , причем, по теплопроводности изоляционные материалы подразделяют на классы: материалы с низкой теплопроводностью до  $0,06 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$  – класс А; со средней теплопроводностью до  $0,115 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$  – класс Б и с повышенной теплопроводностью до  $0,175 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$  – класс В.

Можно сделать вывод, что главной проблемой бурения в условиях Крайнего Севера остаётся тепловое взаимодействие системы скважина-пласт, вызывающее протаивание прилегающих к стволу скважины пород; обратное промерзание, и в ряде случаев размыв устья с образованием приустевой воронки. Поэтому одной из важнейших задач остаётся минимизация теплового влияния посредством различного ряда мероприятий (подбор специальных цементов и промывочных жидкостей; поддержание температурного режима в процессе бурения и эксплуатации, применение ТЛТ, ТН, СОУ и т.д.), направленных на поддержание мерзлоты при её естественной температуре.

#### **Литература**

1. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А., Оценка теплофизических свойств азрированных тампонажных смесей и получаемого камня для крепления скважин в многолетнемёрзлых породах. // Инженер-нефтяник. – М: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014, № 4, с. 8-14.
2. Новые технологические решения ЗАО Гранула // Тампонажный цемент для крепления интервалов залегания многолетнемёрзлых пород. – 2008. – С. 31.
3. Орешкин Д.В., Семенов В.С., Розовская Т.А. Облегченные тампонажные растворы с противоморозными добавками для условий многолетнемёрзлых пород // Нефтегазовое хозяйство. – МГСУ. – 2014. - № 4. – С. 42 – 45.
4. Перейма А.А., Черкасова В.Е. Биополимерные промывочные жидкости для бурения скважин в мерзлых породах // Газовая промышленность. – 2010. - № 3. – С. 66 – 68 .
5. Полозков К.А., Близиюков В.Ю., Полозков А.В., Гафтуняк П.И. Теплоизоляция конструкций добывающих скважин в зонах распространения многолетнемёрзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. - № 11. – С. 14 – 17 .
6. Стригоцкий С.В., Мельцер М.С., Шпильковская Л.В. Влияние концентрации коллоидного компонента твёрдой фазы глинистого материала в растворе на интенсивность разрушения мерзлых пород // Вопросы повышения качества и ускорения строительства скважин в Тюменской области: сб. науч. тр. – Тюмень: Тюменский индустр. Ин-т, 1988. – С. 87 – 95.
7. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (комплексная технология бурения и крепления скважин) СПб.: СПГГИ, 2000. -143 с.

### **РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ШАРОСТРУЙНЫМ СПОСОБОМ**

**Е.Д. Исаев**

*Научный руководитель старший преподаватель В.А. Шмурыгин*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Диапазон условий бурения постоянно расширяется, что приводит к необходимости применения более эффективных решений, создания принципиально новых технических средств и технологий. Одним из таких решений может стать применение шароструйного способа бурения.

Принципиальная возможность бурения скважин шароструйным способом была доказана в работах [1, 3]. Преимуществами данного способа являются возможность реализации на забое скважины больших мощностей, отсутствие необходимости в создании осевых нагрузок, возможность бурения без вращения колонны бурильных труб, простота конструкции бурового снаряда, высокая скорость проходки по твердым горным породам [2, 3, 4]. Данные преимущества позволяют говорить о потенциальной эффективности применения данного способа там, где бурение скважин вращательным и вращательно-ударным способами затруднительно, или не представляется возможным, или показывает низкую эффективность.

Однако промышленного внедрения шароструйное бурение на данный момент не получило. На наш взгляд, причиной этого является отсутствие готовых технических решений и, как следствие, недостаточная технологическая проработка данного способа. Таким образом, необходимо разработать принципиальную схему буровой установки для шароструйного бурения скважин.

Целью работы является разработка технологических решений для бурения шароструйным способом. Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

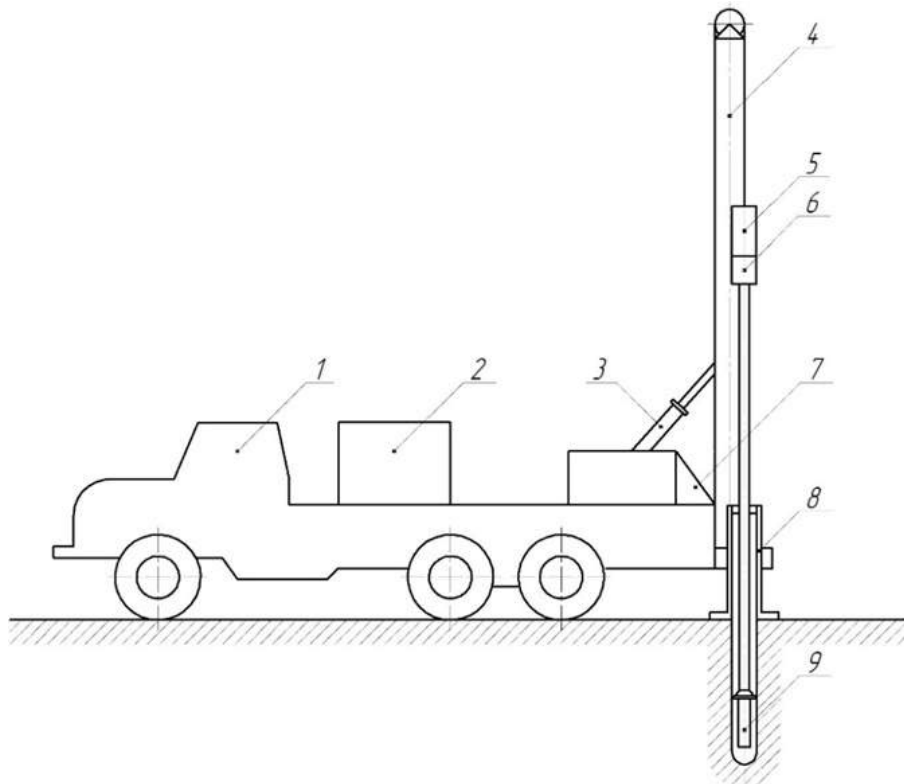
- выявить технические и технологические ограничения шароструйного бурения;
- определить рациональные области применения шароструйного бурения;
- разработать возможные технологические решения.

В процессе исследований выявлены факторы, ограничивающие область применения шароструйного способа бурения. Не представляется эффективным бурение подверженных размыву (глины, суглинки, супеси и т.д.) и растеплению (многолетнемерзлых) горных пород, а также бурение сильнотрещиноватых пород, где высока интенсивность поглощений промывочной жидкости. При увеличении глубины скважины значительно возрастают требования к применяемому насосному оборудованию. Также отсутствует технология забурки ствола скважины с дневной поверхности.

На основании достоинств и недостатков, присущих шароструйному способу бурения, нами выделены следующие рациональные области применения:

- верхний интервал разреза скважины представлен скальными породами;
- отсутствует возможность размещения традиционного комплекса бурового оборудования на устье скважины (стесненная рабочая площадка в горных условиях, условиях прибрежной зоны, в зданиях и т.д.);
- необходимость прохождения значительных интервалов твердых горных пород.

Ввиду того что технология бурения шароструйным способом вписывается в традиционный комплекс бурового оборудования, оптимальным решением может являться модернизация базовых моделей буровых установок. Такое решение не потребует существенных денежных издержек в отличие от разработки и изготовления принципиально новых конструкций.



**Рис. 1. Принципиальная схема буровой установки с подвижным вращателем:**

**1 – автомобиль; 2 – буровой насос; 3 – цилиндр подъема мачты; 4 – мачта с талевой системой; 5 – вращатель; 6 – элеватор; 7 – пульт управления; 8 – устьевое оборудование; 9 – буровой снаряд**

Из существующих типов буровых установок наибольший интерес представляют самоходные машины, предназначенные для бурения неглубоких скважин (до 600 метров), оборудованные подвижным вращателем. На рис. 1 представлена принципиальная схема буровой установки для шароструйного бурения на базе подобной машины, дающая представление об устройстве и принципе ее работы.

Цикл строительства скважины с использованием данной буровой установки помимо типовых операций включает в себя монтаж специализированного устьевое оборудования, предназначенного для герметизации устья скважины, а также этапа сбор шаров с забоя скважины после окончания процесса бурения. Сбор шаров может производиться без необходимости осуществления дополнительных спуско-подъемных операций при помощи улавливающе-подпитывающего устройства, входящего в состав компоновки низа буровой колонны.

Стоит отметить, что приведенная конструкция буровой установки позволяет без труда перейти на бурение вращательным способом. Таким образом, выбор того или иного способа бурения будет зависеть от

конкретных геологических условий.

В выполненной работе выявлены факторы, ограничивающие область применения шароструйного способа. Рассмотрены наиболее перспективные области применения данного способа бурения. Разработано принципиальное техническое решение на базе буровой установки с подвижным вращателем.

#### Литература

1. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15.
2. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.15.11 / С. А. Заурбеков. - Алматы, 1995. - 18 с.
3. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. - М.: Недра, 1969. - 207 с.
4. Ковалев А.В., Исаев Е.Д. Обоснование требований к конструкции шароструйно-эжекторного снаряда для бурения скважин в интервалах твердых и крепких горных пород // Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин», посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 60–68.

### ПРАКТИКА БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПЛОЩАДИ Н (ЯНАО)

М. Ф. Казанцев

**ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», г. Ноябрьск, Россия**

В статье рассмотрим причины возникновения поглощения бурового раствора (БР) в отложениях баженовской формации и ликвидацию данного осложнения на примере скважины № 79 площади Н (ЯНАО).

По результатам исследования шлама по скважинам №№ 78, 79, 80, 81 площади Н – баженовская свита представлена битуминозным аргиллитом (90%) темно-бурым, черным, плотным, крепким с пропластками алевролита (10%) серого, мелкозернистого, средней крепости. Вытяжка из шлама составляет 5 Ж МСБ и 4-5 ОЖ МСБ (Рисунок 1).



**Рис. 1. Шлам отложений баженовской свиты и вытяжка из 1-3 мм фракции шлама**

Как известно, баженовская свита характеризуется сравнительно небольшой мощностью пропластков, но огромным площадным распространением, аномально низкой плотностью пород, низкой пористостью и проницаемостью, вертикальной и горизонтальной трещиноватостью, а самое важное – наличием аномально высоких пластовых давлений (АВПД), причем вмещающие отложения имеют давление, близкое к гидростатическому.

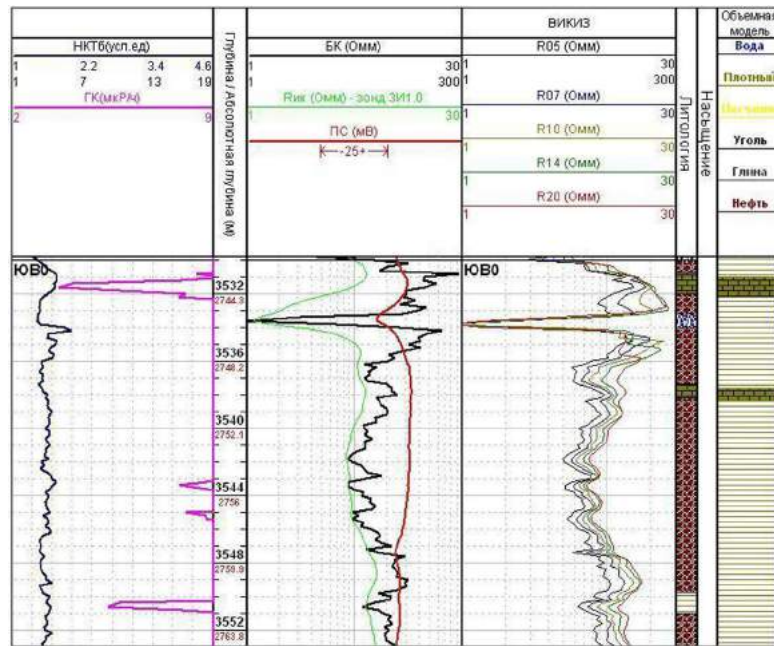


Рис. 2. Результаты геофизического исследования скважины (ГИС) №77 площади Н

На границе баженовской свиты и подстилающей ее ачимовской свиты залегает карбонатный пропласток мощностью от одного до четырех метров, который в отдельных случаях представлен трещинно-кавернозным доломитом, проницаемость которого может достигать нескольких Дарси [1].

На рисунке 2 представлены результаты каротажа по интервалу залегания баженовской свиты соседней скважины. Видно, что в кровле отложений баженовской свиты (в интервале абсолютных глубин 2743-2744,5 м) присутствует плотный карбонатный пропласток. Бурение скважины проходит на репрессии, поэтому вскрытие такого пласта сопровождается значительным поглощением бурового раствора, что влечет за собой существенное снижение забойного давления, из-за чего создается депрессия и проницаемые интервалы баженовской свиты начинают активно проявляться.

Таким образом, если нефтеносные пропластки баженовской свиты вскрываются хотя бы на минимальной репрессии — это с большой долей вероятности приведет к гидроразрыву пласта буровым раствором [1]

На скважине № 79 площади Н по распоряжению Заказчика производили поэтапное утяжеление бурового раствора, тем самым перед вскрытием отложений баженовской свиты плотность промывочной жидкости (ПЖ) составляла 1,16 г/см<sup>3</sup> вместо допустимой плотности бурового раствора, равной 1,05-1,10 г/см<sup>3</sup>, согласно пластовой справке программы бурения скважины № 79. Далее по завершению бурения секции (то есть забой скважины ниже подошвы баженовской свиты), во время промывки перед шаблонировкой произвели утяжеление бурового раствора до плотности 1,22 г/см<sup>3</sup>.

По окончании шаблонировки во время проработки последнего интервала бурения зафиксировано поглощение бурового раствора интенсивностью 15 м<sup>3</sup>/час (неполный выход бурового раствора на выбросита). При попытке восстановить циркуляцию методом запуска буровых насосов на минимальной производительности с ее поэтапным увеличением и одновременным движением бурового инструмента вверх для минимизации пусковых давлений, — интенсивность поглощения осталась прежней, 15 м<sup>3</sup>/час.

Циркуляция ПЖ была остановлена и по согласованию с Заказчиком приступили к приготовлению:

- 1) Кольматирующей пачки в объеме 10 м<sup>3</sup> с концентрацией в 36 кг/м<sup>3</sup> разноразмерного наполнителя «К-Mix»;
- 2) Бурового раствора в объеме 25 м<sup>3</sup> для пополнения активного объема БР.

Далее произвели закачку данной пачки с поэтапным увеличением производительности буровых насосов с 4 до 8 л/сек, в трубное пространство (при расходе равном 8 л/сек наблюдалось поглощение с интенсивностью 3 м<sup>3</sup>/час, закачку продолжили с расходом 4 л/сек). После выхода кольматирующей пачки из КНБК, производительность насосов была увеличена до 12 л/сек, тем самым, кольматирующая пачка была продавлена в затрубное пространство выше кровли баженовской свиты, падение суммарного объема бурового раствора при этом не наблюдалось. Далее приступили к шаблонировке с тех. отстоем, при дальнейшем бурении с производительностью буровых насосов, равной 12 л/сек, поглощения БР не наблюдалось. Общее время на определение и ликвидацию поглощения составило 4,5 часа, суммарный объем поглощенного раствора составил 18 м<sup>3</sup>.

Кольматирующие добавки (наполнители) серии «К-Mix» представляют собой многокомпонентные смеси на основе природных полисахаридных материалов и синтетических полимеров. Компоненты, из которых состоит кольматирующая добавка, имеет самые разнообразные формы и механические свойства. По форме частицы представляют собой линейные волокна, спутанные волокнистые агрегаты, плоские чешуйки, зерна и т.д. Такое же разнообразие наблюдается и в их механических свойствах, наполнители бывают: мягкие, твердые, упругие

и другие.

Главные особенности наполнителя серии «К-Mix»: могут быть использованы для борьбы с поглощениями буровых растворов в самых разнообразных горно-геологических условиях, по качеству и эффективности действия они не уступают импортным аналогам, экономическая доступность. Ликвидация поглощения в отложениях баженовской свиты производилась по технологии намыва наполнителя в пласт, при этом использовался наполнитель «К-Mix-1» и «К-Mix-3». Такая маркировка наполнителей обозначает размер частиц кальманта, у «К-Mix-1» размер частиц – 0,005-1 мм, соответственно у «К-Mix-3» – 0,01-3 мм.

Причиной инцидента стало превышение допустимого гидростатического давления столба бурового раствора с учетом потерь давления в кольцевом пространстве на пласты и вмещающие пропластки баженовской формации. Произошел гидроразрыв горных пород баженовской свиты буровым раствором, вследствие чего и произошел переток промывочной жидкости в проницаемые зоны. В конечном итоге, поглощение могло привести, во-первых, к кольматации пласта, при осуществлении циркуляции раствором на глинистой основе, во-вторых, к газо-нефтепроявлению (выбросу) и другим осложнениям.

#### **Литература**

1. Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы. – Научно-технический вестник ОАО «Роснефть», № 4, 2010. – 20-25 с.

### **ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПЕРЕПАДОВ ТЕМПЕРАТУР НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ДИСПЕРСИОННЫХ СРЕД**

**В.Э. Карпенко, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В 70-х годах прошлого века во ВНИИБТ и его Пермском филиале впервые в мире был создан винтовой забойный двигатель (ВЗД) с многозаходными рабочими органами. За тридцать пять лет существования ВЗД прошли эволюционный путь развития, превратившись в эффективное техническое средство для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Объемы бурения в России с применением ВЗД постоянно растут, и в настоящее время удельный вес проходки с применением ВЗД в основных регионах находится в пределах 40 – 80%. Широкое распространение ВЗД получили в связи с развитием бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также бурения боковых стволов. Успешное продвижение двигателей, в наибольшей степени отвечающих требованиям современного породоразрушающего инструмента и технологии бурения, связано, прежде всего, с их уникальными техническими и энергетическими характеристиками, такими как большой удельный момент и жесткая характеристика работы двигателя [1-4]

К недостаткам винтовых забойных двигателей можно отнести низкий моторесурс, ограничение температурного предела эксплуатации, невысокую стойкость к агрессивному воздействию скважинной среды, значительное изменение рабочей характеристики в процессе эксплуатации. Если паспортный ресурс ВЗД составляет около 300 часов при работе на воде, то фактические данные по отработке ВЗД в различных регионах колеблются от 20 до 370 часов. Такая разница в показателях износостойкости объясняется различиями инженерно-геологических условий бурения, технологических приемов проведения работ, применяемых типов и составов промывочных жидкостей.

Опыт использования ВЗД в бурении и капитальном ремонте скважин показывает, что двигатель теряет работоспособность ввиду следующих основных причин: износ рабочих органов – 49% случаев; износ шарнирного соединения – 12% случаев; износ шпинделя – 15% случаев; выход из строя по технологическим причинам (шламование рабочих органов, разъединение элементов роторной группы, разъединение корпусных резьб, неисправность переливного клапана и др.) – 10% случаев; аварийный выход из строя (отрыв резиновой обкладки статора от корпусной трубы, слом торсиона, карданного и выходного валов) – 14% случаев [3]. Кроме того установлено, что износ рабочей пары через 100 часов работы составляет 45 %, из них наиболее интенсивный износ резинового эластомера статора приходится на первые 60-80 часов работы двигателя в скважине. Причины кроются в прочностных характеристиках взаимодействующих поверхностей рабочей пары (резина-сталь), повышенном начальном натяге, а также в увеличении гидравлических и механических сопротивлений в рабочих органах при приработке винтовых поверхностей под действием радиальных сил [5].

Рассматриваются различные направления по усовершенствованию конструкции ВЗД и увеличению моторесурса: увеличение длины рабочей пары; уменьшение массы ротора; применение статора с равномерной толщиной эластичной обкладки; оптимизация геометрических и конструктивных параметров рабочих органов; выбор резин других марок для изготовления эластомера [1]. К факторам, негативно влияющим на ресурс рабочей пары и эластомер ВЗД относятся: агрессивный состав бурового раствора (высокое содержание углеводородной фазы, солей и др.); не соответствие температуры на забое типу эластомера; запуск при минусовой температуре без предварительного прогрева двигательной секции [4]. Но для эффективного ведения работ в этих направлениях необходим исследовательский задел в отношении факторов, влияющих на износ рабочих органов, в частности,

эластомера ВЗД. Одним из негативных факторов, который может оказывать влияние на рабочее состояние ВЗД в условиях Западной Сибири, являются перепады температур в зимнее время, когда двигатель хранится при отрицательных температурах на приемных мостках, а затем отпаривается и спускается в скважину. Перепады температур могут достигать 80-100 °С. Поэтому в рамках данного исследования было принято решение исследовать именно этот фактор.

Образцы изготавливались из резины ИРП-1226 и представляли собой цилиндры из резины одинаковой толщины с диаметром 42-44 мм. Образцы после предварительной заморозки выдерживались в дисперсионных средах различных бурового раствора при полном погружении. Эксперимент статический. В качестве дисперсионных сред были выбраны дизельное топливо, нефть, масло ВМГЗ, щелочной раствор, соляной раствор и вода. Перепад температур создается за счет предварительного охлаждения образцов в морозильной камере при температуре -10°С в течение 72 часов и их дальнейшего помещения в дисперсионную среду при температурах 25, 40 и 70°С. Время выдержки составляет 17 суток или 408 часов, что связано со средним временем работы ВЗД по паспортным показателям – 300 часов. Во время проведения эксперимента производилась визуальная оценка состояния образцов, а также измерение их массы и диаметра.

Во время проведения эксперимента установлено, что независимо от температуры и дисперсионной среды происходит постепенное увеличение массы образцов. При этом, чем выше температура, тем быстрее увеличивается масса – это обусловлено пористой структурой образцов и эффектом теплового расширения материала. Особенно интенсивное увеличение массы идет в дисперсионных средах на углеводородной основе, которые согласно промышленным испытаниям оказывают наибольший негативный эффект на состояние статора ВЗД.

Показательными являются графики изменения диаметра образцов. На рисунках 1-3 приведены графики для исследованных углеводородных жидкостей, которые используются в качестве дисперсионных сред бурового раствора: нефть, дизельное топливо, масло ВМГЗ.

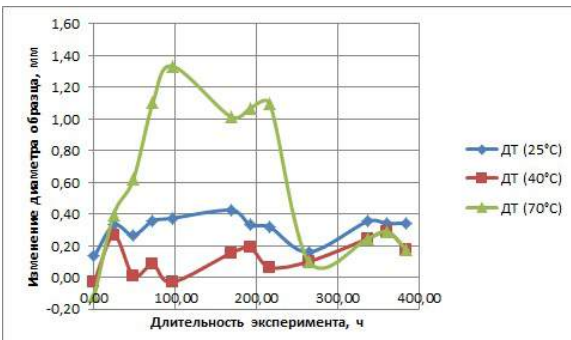


Рис. 1. Зависимость изменения диаметра образца эластомера (заморозка на 72 часа) при выдержке в дизельном топливе при различных температурах

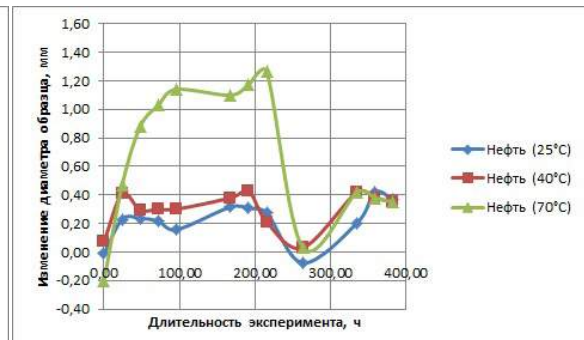


Рис. 2. Зависимость изменения диаметра образца эластомера (заморозка на 72 часа) при выдержке в нефти при различных температурах

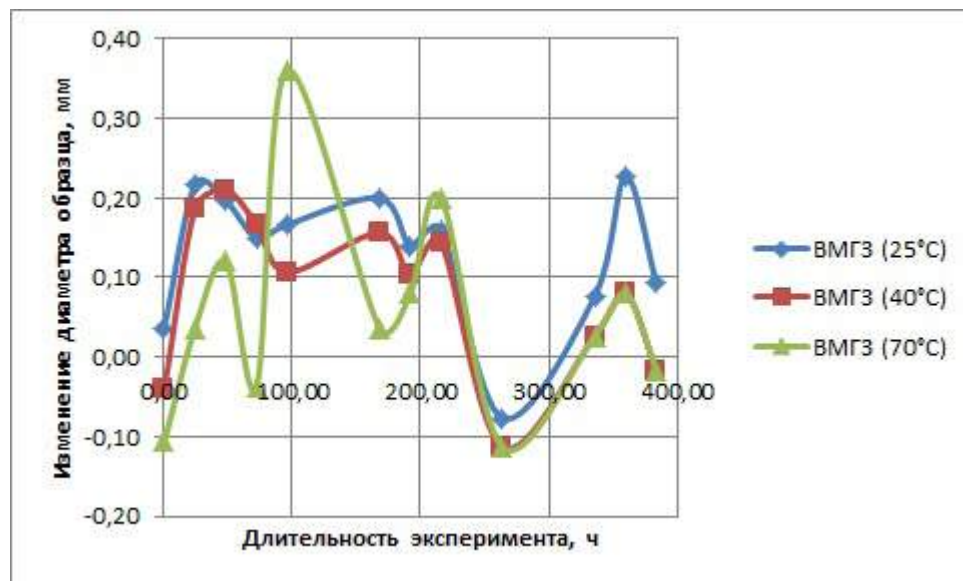


Рис. 3. Зависимость изменения диаметра образца эластомера (заморозка на 72 часа) при выдержке в ВМГЗ при различных температурах



Анализ графиков, представленных на рисунках 1-3, позволяет сделать следующие выводы. Для рассмотренных дисперсионных сред отмечено набухание образцов, максимальные значения которого составляют: для нефти – 1,26 мм, для дизельного топлива 1,33 мм, для масла ВМГЗ – 0,36 мм. Графики изменения диаметра имеют скачкообразный характер, что связано с процессом насыщения образцов дисперсионной средой и последующим испарением ее летучих фракций, а затем снова насыщением. Изменение размера образцов при повышенных температурах протекает интенсивнее и имеет большую величину, что связано с меньшей вязкостью дисперсионной среды и большим температурным расширением образцов. Отмечено, что из рассмотренных дисперсионных сред масло ВМГЗ оказывает минимальный эффект на образцы эластомера. При повышенных температурах взаимодействие резины и дисперсионной среды, что проявляется в потемнение и изменение цвета раствора, отслоении образцов.

Результаты проведенного эксперимента подтверждают теоретические знания о том, что на износ эластомера, а соответственно и рабочей пары, оказывает влияние агрессивный химический состав бурового раствора на основе углеводородов. Кроме того подтверждено, что хранение и запуск ВЗД при отрицательной температуре без предварительного прогрева двигательной секции приводит к дополнительному износу, так как возникают противоположные по своей природе нагрузки, в результате которых эластомер сначала уменьшается в размерах, а затем происходит его резкое набухание. Получено, что наибольшие изменения эластомера происходят в первые сутки работы двигателя, которые выражаются набухании или усадке обкладки статора.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
2. Гусман М.Т. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин Текст. /М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров. М.: Недра, 1981.-232 с.
3. Карапетов Р.В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин Текст./ Р.В. Карапетов, С.Б. Бекетов. М.: ОАО “СевКавНИПИГаз”, 2007.-7с.
4. Винтовой забойный двигатель. ВЗД. [Электронный ресурс] // pskunb.ru. Официальный сайт. Режим доступа: [http://www.pskunb.ru/products/vintovoy-zaboyniy-dvigatel-\(vzd\).html](http://www.pskunb.ru/products/vintovoy-zaboyniy-dvigatel-(vzd).html)
5. Показатели надежности винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // elib.sfu-kras.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/8157>
6. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс] // elastika.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.elastika.ru/produce/32/128>

### АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ и В АРКТИКЕ

В.Э. Карпенко

*Научный руководитель доцент А.В. Ковалев*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

За последние 50 лет объем мирового потребления углеводородов увеличился более чем в три раза, преимущественно за счет развивающихся стран. С ростом населения и повышением уровня жизни в этих странах прогнозируется дальнейший рост спроса на углеводородное сырье. Невозможность его удовлетворения за счет континентальных месторождений стимулирует развитие технологий бурения и заканчивания скважин на шельфе [1].

Бурение скважин на море труднее и дороже, чем на суше. Это связано с наличием над придонным устьем скважины водного пространства, необходимостью применять специальные морские основания для размещения на них бурового оборудования и выполнения с них комплекса работ, связанных с проводкой и заканчиванием скважины [2].

Если обратиться к исторической справке касаясь вопроса заканчивания скважин на море, то впервые бурение было осуществлено в 1897 г. в Тихом океане в районе о. Сомерленд (шт. Калифорния, США). В нашей стране первая морская скважина была пробурена в 1925 г. в бухте Ильича (близ г. Баку) на искусственно созданном островке [3]. При этом технологические процессы бурения и, соответственно, заканчивания были сходны с бурением скважин на суше [4].

Следующим значимым этапом развития бурения на море стало сооружение первой в мире буровой вышки на барже в 1932 г. в США. Оставалась открытой проблема небольшой глубины применения буровой баржи, поэтому уже через год была построена первая погружная платформа [5].

В 1954 г. построена первая самоподъемная буровая платформа. Глубина моря, на которой было возможно бурение, составляла 30 м. Далее в процессе развития самоподъемных установок, активно используемых и в наши дни, стало доступным бурение на глубинах до 120 м. Одним из наиболее значимых этапов в развитии

бурения на шельфе была первая наклонно-направленная скважина, сооруженная в 1987 г и потребовавшая применения новых технологий бурения и заканчивания.

Существуют определенные технологические проблемы, накладывающие ряд ограничений на бурение и заканчивание скважин на шельфе. Главный фактор, определяющий технологические проблемы освоения Российского шельфа, обусловлен наличием в пределах перспективных на углеводороды акваторий высокоподвижных ледовых полей (включая многолетние) толщиной до 1,5–2,5 м и более и их длительным существованием (до 8-10 месяцев в году). В этих условиях при глубинах моря свыше 50 м, предельных для установки гравитационных платформенных оснований, при сегодняшнем уровне технологий нефтегазовые объекты в районах подвижных ледовых полей являются практически недоступными для освоения. Реализация технологий обустройства с подводным заканчиванием скважин и их подсоединением посредством трубопроводов к производственным объектам, размещенным на доступных глубинах моря (гравитационные платформы, искусственные острова) или на берегу, принципиально не спасает ситуацию, так как существуют технологические ограничения на протяженность подводных коммуникаций [5].

Кроме обширных ледовых условий выделяют глубокое промерзание пород, а также наличием так называемой «Субмаринной криолитозоны». С этой зоной связано и возможное образование скоплений газовых гидратов, что определяется главным образом двумя причинами: отрицательной температурой придонных слоев воды и глубоким промерзанием в течение геологического периода. По своему физическому состоянию криолитозона может быть мерзлой (льдосодержащей) и немерзлой, представленной охлажденными минерализованными водами и породами. Для литологического состава верхней части разреза до глубин 20-30 м от дна моря возможно присутствие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200-250 м присутствуют породы, способные к аккумуляции значительных скоплений гидратов. В процессе разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн вследствие транспортировки по ним теплого газа из нижележащих горизонтов происходит увеличение температуры окружающих пород. В результате возможные нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле при бурении и эксплуатации скважин. Таким образом, наличие скоплений гидратов является фактором возможного растепления. Удлинить срок растепления можно, если использовать пассивную изоляцию колонн. Однако это не всегда достаточно надежно. Расчеты показывают необходимость активной изоляции. Для этих целей можно использовать естественную или принудительную циркуляцию холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве.

Одним из возможных других факторов риска является осадка, которая возможна за счет растепления придонных газовых гидратов. Следствием смещения земной поверхности может быть выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия обсадных колонн. Величина максимальной просадки значительно зависит также от вовлечения в деформационные процессы глинистых пород, окружающих продуктивные пласты [6].

Трудность бурения морских скважин заключается в том, что рыхлые породы морского дна обычно сильно обводнены. При бурении в таких породах для обеспечения сохранности керна и устойчивости стенок скважин приходится использовать специальные технические средства и осуществлять технологические мероприятия, требующие дополнительных материальных затрат и удовлетворяющие жестким требованиям охраны окружающей среды от загрязнения [7].

Одной из главных особенностей бурения на шельфе является обязательное применение силового верхнего привода. Это обусловлено, в первую очередь, повышенными требованиями к безопасности бурения морских скважин и его преимуществами перед ротором, к которым относятся [15]: экономия времени в процессе наращивания труб при бурении; уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента; возможность проработки ствола скважины при спуске и подъеме инструмента; повышение точности проводки скважин при направленном бурении; снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну, за счет возможности герметизации трубного пространства шаровыми кранами, входящими в конструкцию силового верхнего привода; облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки.

Не смотря на ряд сложностей, бурение на шельфе и в Арктике обладает большими перспективами. Кроме того, постоянное совершенствование техники и технологии бурения позволяет постепенно снижать себестоимость морского бурения.

#### Литература

1. Иен Хилсман, Стивен Дайер Проектирование заканчивания морских скважин // Шлюмберже. - 2007 г. - с. 12.
2. Аналитика бурение на шельфе [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://neftegaz.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
3. Краткая история развития бурения [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://леуза.рф>. (дата обращения: 24.01.2017).
4. Анисимов Ю.А. К истории бурения на нефть на дне моря // Нефтяное хозяйство - 1951. - №6.
5. Водный транспорт: буровая баржа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://sea-transport.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
6. Кульпин Л.Г., Ефимова Г.А. Природные особенности освоения месторождений углеводородов в баренцевом море // ИПНГ РАН, ООО «НИПИморнефть» - 2015.
7. Ахмеджанов Т.К. Освоение шельфовых месторождений: учебное пособие / Т.К Ахмеджанов, А.С. Ыскак – Алматы: КазНТУ, 2008. – 259 с.
8. Система бурения с верхним приводом [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.neftegazprogress.ru>. (дата обращения: 25.01.2017).

**ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ  
В ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭЛАСТОМЕР  
ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕГО**

**П.И. Коровкин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

Проанализировав тенденции развития техники, используемой для строительства нефтегазовых скважин, можно убедиться в том, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД). Их широкое применение можно объяснить улучшением конструкции долот с повышенной моментоемкостью, развитием технологии бурения, а также эксплуатационными характеристиками этих двигателей. Среди эксплуатационных характеристик ВЗД отмечают оптимальные кинематические характеристики, обеспечивающие эффективность работы долот, минимальные габариты, позволяющие применять ВЗД при наклонно-направленном бурении, а также простота ремонта и сборки ВЗД. Объемы бурения с применением ВЗД в настоящее время по большинству нефтегазодобывающих районов России составляет 30-50% [1].

Однако, согласно данным ООО «Газпром Бурение» и «КСА Deutag», в год происходит до 12 аварий с ВЗД, приводящих к долгим восстановительным работам на скважине или же полной ее ликвидации. При этом примерно 50% от всех отказов было связано именно с износом рабочих органов, представляющих собой пару трения резина-металл (стальной ротор – резинометаллический статор). Срок эксплуатации ВЗД составляет от 90 до 235 часов [2].

Резинометаллический статор ВЗД является элементом, лимитирующим работоспособность двигателя. Одной из основных причин отказов статора является разрушение резиновой обкладки. Она работает в неблагоприятных скважинных условиях и находится под воздействием абразивных механических примесей, газа, растворов химических реагентов, высокой температуры и давления, поэтому к материалам обкладок предъявляются повышенные требования. Для их изготовления применяются эластомеры, в состав которых входят более 20 ингредиентов. В России для изготовления резиновых обоек в основном используют бутадиен-нитрильный синтетический каучук (СКН). Применение других марок (например, фторкаучуков (СКФ) и полиуретанов (СКУ)) ограничивается более сложной и дорогостоящей технологией изготовления. Производство фторкаучуков и резин на их основе достаточно трудоемкий и высокотехнологичный процесс, поэтому их себестоимость весьма высока [3].

Конкретные составы резин для изготовления обкладок подбирают с учетом свойств и температуры рабочей жидкости (бурового раствора), содержания в ней различных механических примесей и их абразивности, наличия агрессивных компонентов, значений давления нагнетания и др.

В ВЗД в основном в качестве эластомера используют резину ИРП - 1226 (повышенной износостойкости, маслостойкая). Постоянные лабораторные исследования по влиянию буровых растворов и условий эксплуатации на статор, подкрепленные полевыми испытаниями, показали необходимость усовершенствования как материалов, так и технологий по изготовлению статоров ВЗД.

В настоящее время влияние концентрации твердой фазы в буровом растворе на износ эластомеров ВЗД не изучено в достаточной степени. Поэтому оценка влияния данного фактора на состояние эластомера является актуальным научным направлением. Данная работа посвящена отработке методики лабораторных экспериментов по оценке влияния концентрации твердой фазы в дисперсионной среде бурового раствора на состояние эластомера при имитации механического воздействия на него.

В исследованиях рассматривались две дисперсионные среды бурового раствора – дизельное топливо и соляной раствор. Выбор обусловлен опытом предыдущих исследований, в которых зафиксированы следующие зависимости: в дизельном топливе шло размягчение резины ИРП-1226, а в соляном растворе образец, наоборот, образец становился менее упругим, наблюдалось его твердение. Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм. Условия износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 1). После установки и фиксации образца стакане наполнялся дисперсионной средой бурового раствора. Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с плоским профилем круглого сечения диаметром 36 мм (см. рис. 2). В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка и составляла 4 кг. В качестве абразивного реагента использовалась навеска песка в массовом отношении 1, 3, 5, 7 и 10% от массы дисперсионной среды. Длительность эксперимента составляла 5 минут.

Обработка результатов эксперимента представлена в виде графиков на рис. 3-4. Отмечено, что в каждом из случаев масса образца увеличивается. Это обусловлено тем, что под воздействием профиля инструмента частицы пелла внедряются в образец. Не смотря на то, что после визуального осмотра образцов было отмечено наличие истирания его по плоскости работы инструмента, при такой постановке эксперимента наблюдается по большей части «армирование» приповерхностной зоны образца мелкодисперсным песком. Оно впоследствии тормозит процесс абразивного воздействия по двум причинам: уменьшается содержание абразива (песка) в растворе, происходит переизмельчение оставшегося песка на границе профиля инструмента и «армированной» части образца. Другими словами, происходит взаимодействие не по принципу «металл – песок в дисперсионной

среде – резина», а по принципу «металл – песок в дисперсионной среде – песок в приповерхностном слое резины». При прочих равных условиях для образца в дизельном топливе получен больший прирост массы. Это обусловлено тем, что он размягчается в данной среде, становится более приемистым для песка и сам набухает под воздействием дизельного топлива.



Рис. 1. Цилиндрический стакан для исследований:  
1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рис. 2. Инструмент с плоским профилем для создания абразивного воздействия на образец

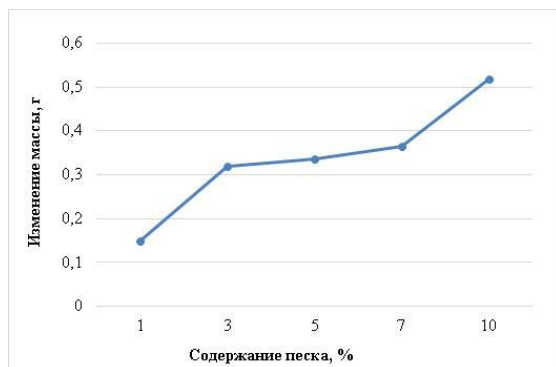


Рис. 3. Зависимости изменения массы образца от концентрации содержания твердой фазы в дизельном топливе

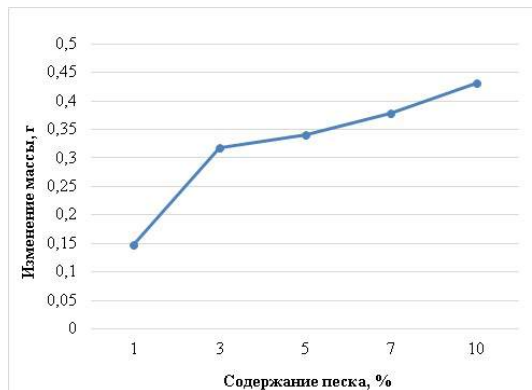


Рис. 4. Зависимости изменения массы образца от концентрации содержания твердой фазы в соляном растворе

Не смотря на полученные зависимости, определено, что методика эксперимента не позволяет в полной мере оценить износ образца под воздействием абразива в дисперсионной среде. Не исключено, что в процессе работы реального ВЗД также наблюдается «армирование» статора твердой фазой, находящейся в буровом растворе, что может стать в дальнейшем причиной дополнительного износа рабочей пары. В следующих исследованиях планируется провести повторный эксперимент с применением инструмента с режущим профилем, что позволит симитировать процесс износа эластомера в присутствии абразива в дисперсионной среде в ускоренном режиме.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_a).*

#### Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. М.: Недра. 1999. С. 374.
2. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – № 6-7. – С. 2-6.
3. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: [http://ogbus.ru/authors/Timashev/Timashev\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Timashev/Timashev_1.pdf)
4. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – № 10-11. – С. 23-25.
5. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. –1997. – № 1. – С. 13-17.
6. Коротчаев Ю.А., Бобров М.Г., Трапезников С.Г. и др. Новое поколение винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 9. – С. 7-11.

**АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИНТЕНСИВНОГО  
ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ СКВАЖИНЫ**

**А.С. Королев**

*Научный руководитель доцент А.В. Ковалев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Значительная часть мировых залежей углеводородов сосредоточена в продуктивных пластах, сложенных слабыми породами, которые при разработке месторождения склонны к разрушению, что приводит к интенсивному выносу песка на поверхность или накоплению его в скважине. Коллекторы, приуроченные к подобным пластам, называют неустойчивыми.

Проблема выноса песка актуальна по сей день, поскольку этот процесс неизбежно приводит к росту затрат, необходимых для поддержания скважины в эксплуатации. Основные последствия выноса песка: эрозия скважинного оборудования; образование песчаных пробок, которое обуславливает снижение дебита или вовсе прекращение притока флюида; образование пустот за обсадной колонной, которые опасны прежде всего тем, что становится возможным смятие и изгиб обсадной колонны. Сформировалось два основных направления решения проблемы.

Так опыт эксплуатации маломощных пластов, сложенных малопроницаемыми породами, показал, что при их разработке обоснованно применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка или предупреждению его негативного влияния на скважинное оборудование [1]. Также в случае значительно истощенного коллектора может быть экономически выгодно не применять никаких действий, т.е. эксплуатировать скважину вплоть до полной остановки притока [2].

В других случаях целесообразней применять методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежат предотвращение поступления песка в скважину. Выделяют следующие методы предотвращения выноса песка: механический; физико-химический; химический.

Механический метод включает в себя применение противопесочных фильтров различной конструкции, таких как гравийно-набивные, каркасно-гравийные, блочные, проволочные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и т.д. В качестве противопесочных фильтров применяют различные блочные скважинные фильтры: проволочные однослойные и многослойные, сетчатые, щелевые стальные, титановые, керамические, металлокерамические и другие [3]. Все они представляют собой трубы со щелевыми отверстиями, на которые может быть намотана проволока. Также существуют блочные набивные фильтры, которые заполняются песком или другим материалом на дневной поверхности.

Блочные фильтры по сей день не утратили своей актуальности [4]. По-прежнему разрабатываются новые конструкции фильтров. Изменение конструкции может касаться геометрии щелей, как например, в щелевых расширяющихся фильтрах [5], особенностью которых является форма щелей в перфорированной трубе или изменение количества слоев фильтра и/или их назначения. Сложившаяся ситуация обусловлена, в основном, нецелесообразностью применения более дорогих технологий, как например химическая обработка, в коллекторах, имеющих слабый или умеренный вынос песка без пересыпания забоя [1]. Но, как уже было сказано, их применение ограничено небольшими поступлениями песка, поскольку эти фильтры склонны к зашламлению или заиливанию отверстий, что снижает их эффективность.

Перспективным является применение одноконтурных проволочных фильтров [6]. Их главное отличие от проволочных фильтров традиционной конструкции – это отсутствие перфорированной трубы в качестве каркаса. Вместо каркаса в этих фильтрах используются специальные несущие профили, на которые в дальнейшем с помощью точечной сварки прикрепляется проволока. Подобная конструкция снижает перепад давления над фильтром, соответственно турбулентный режим течения формируется при больших расходах жидкости. В результате уменьшаются нагрузки на коллектор, и сокращается количество выносимого песка.

Отдельно следует выделить гравийные набивки, формируемые путем заполнения затрубного пространства в интервале залегания продуктивного пласта. На сегодняшний день наиболее перспективным направлением данной технологии является так называемый «frac pack» [7]. Суть его заключается в создании гравийной набивки одновременно с проведением гидравлического разрыва пласта. Технология обладает большим потенциалом, однако требует тщательного изучения характеристик коллектора, поскольку, если фильтр не будет им соответствовать, время его эффективного функционирования значительно сократится [2].

Физико-химический метод основан на действии физических и химических процессов, например создание проппантного фильтра в призабойной зоне, формирование проницаемого тампонажного камня, также в эту категорию включается закрепление коллектора путем коксования нефти в призабойной зоне.

Коксование нефти является одним из перспективных методов борьбы с выносом песка при разработке месторождений химическими методами. Сущность способа крепления коксованием состоит в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счет продолжительного окисления в призабойной зоне горячим воздухом. Этот способ укрепления пластов в скважинах может применяться на ранней стадии эксплуатации месторождений с нефтью высокой вязкости и небольших глубинах залегания пластов [8]. В целом, этот метод обработки пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии и удорожанием работ.

Для скважин с интенсивным пескопроявлением была испытана технология крепления с применением малотоннажного гидравлического разрыва пласта с использованием RCP-проппанта [1]. Особенность такого проппанта в том, что он покрыт формальдегидными смолами, которые склеивают частицы при повышении давления или температуры. Суть данной технологии заключается в создании в призабойной зоне хорошо

проницаемого для добываемых флюидов экрана за эксплуатационной колонной и в пласте, но препятствующего выносу несцементированного мелкодисперсного песка. Помимо дороговизны к недостаткам этой технологии можно отнести трудность работы с низкотемпературными скважинами и необходимость тщательного подбора активаторов.

Наиболее распространенным компонентом проницаемых тампонажных материалов является портландцемент, обусловлено это тем, что он является одним из самых дешевых и доступных вяжущих. Сущность технологии получения проницаемого цементного камня заключается в добавлении в исходный состав растворимых примесей, которые после обработки растворителем удаляются из цемента, и на их месте формируются поры, обеспечивающие проницаемость.

Формирование фильтровальной зоны может осуществляться как традиционно [9] – заполнением заколонного пространства в интервале продуктивного пласта специальным составом на основе портландцемента с добавлением калиевого поташа с оставлением обсадной трубы. Так и другим способом [10], подразумевающим следующую последовательность операций: вскрытие продуктивного пласта, спуск на НКТ хвостовика для создания необходимой толщины фильтра, тампонирующее хвостовика составом, извлечение хвостовика на НКТ, промывание водой цементного кольца. Из недостатков последнего метода: возможность разрушения цементного кольца при извлечении хвостовика.

Известен способ создания забойного фильтра [11], включающий расширение скважины с полным разрушением эксплуатационной колонны и цементного кольца. Дальнейшие работы включают закачку трех различных жидкостей (снизу вверх): водонепроницаемый цементный раствор; основная часть, содержащая армированный проницаемый состав; облегченный цементный раствор. По истечении времени затвердевания цемента осуществляют его разрушение, формируют искусственный забой и расширяют скважину. Далее промывают цементный камень подходящим растворителем. В результате формируется слой проницаемого тампонажного камня, предотвращающего дальнейшее разрушение коллектора и вынос песка в скважину. Недостатком данной технологии является техническая и технологическая сложность ее осуществления.

Химический метод основан на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, которые будут выполнять в дальнейшем роль фильтра. Технология крепления смолами основана на применении метода тампонирующего под давлением с использованием полимерных составов, включающих синтетическую смолу, соответствующий отвердитель и реагенты для повышения прочности и проницаемости закрепленной зоны пласта. Известно достаточно много способов крепления с помощью этой технологии, основное их отличие заключается в компонентах отверждаемого полимерного состава. Главным компонентом, определяющим весь остальной состав, являются смолы, в качестве которых могут использоваться следующие соединения.

Карбамидные смолы [12]. К достоинствам данной композиции относится легкость доступности, нетоксичность компонентов и простота ее применения. Недостатками данного состава является существенное снижение проницаемости призабойной зоны и низкая прочность скрепления. Фенолформальдегидные смолы [13]. К достоинствам данного состава относится низкое снижение проницаемости (до 7%) и высокая прочность скрепления. Но, несмотря на существенные плюсы этого состава, область его применения ограничена ввиду токсичности. Фурановые смолы, основой которых выступает фурфуроловый спирт [14]. Из плюсов данной композиции только доступность компонентов. Из минусов – токсичность компонентов, недостаточная прочность скрепления. Полиуретановые смолы [15]. Недостатки данного состава: снижение проницаемости и токсичность отдельных компонентов смеси. Имеются также составы [16], не содержащие токсичных компонентов, что выгодно выделяет их на фоне остальных составов, содержащих полиуретановые полимеры. Также одним из достоинств является возможность регулирования проницаемости и прочности варьированием доли компонентов. Ацетонформальдегидные смолы [12]. Данная композиция обладает значительной прочностью скрепления с сохранением высокой проницаемости. Тем не менее, в его составе присутствуют концентрированные кислоты, ограничивающие его применение, и алюминиевая пудра, плохое диспергирование которой может привести к образованию непроницаемого экрана. Резолформальдегидные смолы [17]. Из достоинств данного состава: высокая прочность скрепления и незначительное снижение проницаемости призабойной зоны. Из недостатков: токсичность применяемых компонентов. Эпоксидные смолы [18]. Достоинством этой композиции является наибольшая прочность из всех вышеописанных, однако снижение проницаемости при его использовании достигает 40%. Также к недостаткам относится необходимость применения высокотоксичных компонентов. Кремнийорганические смолы [15]. Недостатками данного состава являются: снижение проницаемости на 40-50%.

Анализ различных способов предотвращения выноса песка показал, что на сегодняшний день универсального способа не существует. Выбор способа должен быть экономически оправдан. По нашему мнению, одним из ключевых критериев является возможность осуществления всех операций без привлечения буровой установки. Исходя из этого, наиболее оптимальным является химический метод. Однако широкое внедрение химического метода сдерживается существенным снижением проницаемости призабойной зоны и недостаточной прочностью скрепления. Поэтому ученым и специалистам необходимо провести детальные исследования, направленные на решение данных проблем.

#### Литература

1. А.Г. Михайлов, В.А. Волгин, Р.А. Ягудин и др. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз»//Территория нефтегаз – 2010. – № 12. – С. 84 – 89. (1)
2. Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз и др. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин//

- Нефтегазовое обозрение. – 2007. – № 4. – С. 4 – 17. (2)
3. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987, с. 172, с ил. (3)
  4. Шакуров А. Р. Современные методы борьбы с пескопроявлением при заканчивании скважин. Скважинные фильтры PPS, PMS, PPK//Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 115 – 119. (4)
  5. С.Н. Кантария, В.А. Ольховская Проблема выноса песка на меторождениях нефти и защита скважин с помощью щелевых расширяющихся фильтров//Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 5. – С. 44 – 47. (5)
  6. Hütke N. Juergens, Siegfried Newigir Usage of single-contour wire screens required to prevent sand removal out of layer//Строительство нефтяных и газовых скважин на море. – 2009. – № 9. – С. 40 – 43. (6)
  7. Mariano Sanchez, Ray Tibbles Frac packing: fracturing for sand control//Middle East and Asia Reservoir Review. – 2007. – № 8. – С. 36 – 49. (7)
  8. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов/Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с. (8)
  9. Пат. 2561426 Россия МПК E21B 43/08. Состав для создания скважинного фильтра Скориков Б.М., Майгунов И.В. Заявлено. 05.06.2014; Оpubл. 27.08.2015, Бюл.№24. – 8 с. (9)
  10. Пат. 2258797 Россия МПК E21B 33/138. Состав для крепления коллектора и заполнения каркаса фильтра в скважине Слюсарев Н.И., Мозер С.П. и др. Заявлено. 19.05.2004; Оpubл. 20.08.2005, Бюл.№23. – 5 с. (10)
  11. Пат. 2288351 Россия МПК C09K 8/56. Способ создания забойного фильтра Журавлев С.Р., Пономаренко Д.В., Фатихов В.А. и др. Заявлено. 25.05.2005; Оpubл. 27.11.2006, Бюл.№33. – 14 с.: ил. (11)
  12. Пат. 2387806 Россия МПК E21B 33/138. Способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин Кадыров Р.Р., Сахапова А.К. и др. Заявлено. 03.04.2009; Оpubл. 27.04.2010, Бюл.№12. – 6 с. (12)
  13. Пат. 2366683 Россия МПК C09K 8/487. Состав для крепления призабойной зоны нефтяных и газовых скважин Полозенко Г.Н., Беланова Н.Г. Заявлено. 25.10.2007; Оpubл. 10.09.2009, Бюл.№25. – 7 с. (13)
  14. Пат. 5010953 США МПК E21B 33/138. Sand consolidation methods Robert H. Friedman, Billy W. Sulres. Заявлено. 02.01.1990; Оpubл. 30.04.1991. – 7 с. (14)
  15. Нескин В. А. Разработка и исследование композиции на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: Автореферат Дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. – Москва, 2016г. – 25 с. (15)
  16. А.И. Циборин, В.Б. Демьяновский Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах//Электронный научный журнал Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2014. – №2. – 8 с. (16)
  17. Пат. 2147332 Россия МПК E21B 33/138. Тампонажный материал для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах Котельников В.А., Смирнов А.В. и др. Заявлено. 21.08.1998; Оpubл. 10.04.2000, Бюл.№10. – 6 с.: ил. (17)
  18. Пат 7114570 США МПК E21B 33/138. Methods and compositions for stabilizing unconsolidated subterranean formations Philip D. Nguyen, Johnny A. Barton, O. Marlene Isenberg. Заявлено. 07.04.2003; Оpubл. 03.10.2006. – 11 с. (18)

### **ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕГУЛИРОВКА СВОЙСТВ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ**

**И.Б. Кучкоров**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

**Национально-исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Важной задачей в совершенствовании винтовых забойных двигателей (ВЗД) является повышение надежности и долговечности их рабочих органов, в особенности, винтовой пары «ротор – статор». Из анализа работы винтовой пары следует: статор является элементом, ограничивающим работоспособность двигателя, а параметры резины ИРП-1226 не соответствуют специфическим требованиям бурового оборудования по комплексу прочностных и динамических свойств. Время работы ВЗД составляет 90-150 часов при паспортных характеристиках 300-400 часов. Для увеличения ресурса работы статора необходимо исследовать возможность использования новых эластомерных композиционных материалов для его обкладки [1-2].

Изучение условий эксплуатации рабочей пары показывает, что она работает в сложных условиях: при наличии в рабочей паре необходимого натяга – контактное давление достигает 4-6 МПа, скорость скольжения 0,5-4,0 м/с, частота нагружения до 30 Гц, гидростатическое давление до 60 МПа. В процессе эксплуатации статоров ВЗД происходит набухание или усадка резиновой обкладки под действием дисперсионной среды и химических реагентов бурового раствора, в результате чего снижаются прочность, эластичность, износостойкость, твердость, а также значительно изменяются масса и объем резины. Поэтому к резиновой обкладке предъявляются высокие требования по прочности, абразивной износостойкости, усталостной выносливости и стойкости в среде бурового раствора и повышенных температур [1].

Эластомеры ВЗД интенсивно изнашиваются в процессе эксплуатации, поскольку резина ИРП-1226 не отвечает всем требованиям скважинных условий. Научной группой кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета экспериментально доказано, что резина ИРП-1226, используемая для формирования обкладки статора ВЗД, при повышенных температурах изменяет свои физико-механические и упруго-эластичные свойства, становится менее износостойкой. Также необходимо

учитывать, что эластомер уязвим к воздействию дисперсионной среды бурового раствора, а также используемых для регулирования его свойств химических реагентов (смазки на нефтяной основе, ингибиторы) [1,3, 4].

Следовательно, актуальным направлением исследований является поиск альтернативных материалов для изготовления статора ВЗД, который будет отвечать высокой износостойкостью на комплексное негативное воздействие создаваемое на него в процессе эксплуатации. Классификация резин подразделяется на две основные группы: общего и специального назначения. Резины специального назначения разрабатываются под условия эксплуатации в конкретной отрасли промышленности и делятся на следующие классы: теплостойкие, морозостойкие, маслобензостойкие, стойкие к действию химически агрессивных сред, в том числе стойкие к гидравлическим жидкостям диэлектрические, электропроводящие, магнитные, огнестойкие, радиационностойкие, вакуумные, фрикционные. Анализ классификации показывает, что для использования в качестве эластомера ВЗД необходимо учитывать характеристики нескольких классов резин. Учитывая комплексное воздействие на эластомер, сделан вывод об актуальности разработки новых типов резин, специально предназначенных для использования в буровом оборудовании [4].

Логично определить перечень агентов, используемых при изготовлении различных резин, которые могут качественно улучшать ее свойства и позволят при правильном выборе концентрации существенно улучшить эксплуатационные характеристики эластомеров [4]:

Вулканизирующие вещества (агенты) участвуют в образовании пространственно-сеточной структуры вулканизата. Обычно в качестве таких веществ применяют серу и селен, для некоторых каучуков перекиси. Для резины электротехнического назначения вместо элементарной серы (которая взаимодействует с медью) применяют органические сернистые соединения.

Ускорители процесса вулканизации обычно представлены полисульфидами, оксидами свинца, магния и влияют как на режим вулканизации, так и на физико-механические свойства вулканизатов. Ускорители проявляют свою наибольшую активность в присутствии оксидов некоторых металлов, называемых, поэтому активаторами.

Противостарители (антиоксиданты) – замедляют процесс старения резины, который ведет к ухудшению ее эксплуатационных свойств. Существуют противостарители химического и физического действия. Действие первых заключается в том, что они задерживают окисление каучука в результате окисления их самих или за счет разрушения образующихся перекисей каучука. Физические противостарители образуют поверхностные защитные пленки, но они применяются реже.

Мягчители (пластификаторы) облегчают переработку резиновой смеси, увеличивают эластические свойства каучука, повышают морозостойкость резины. В качестве мягчителей в резину вводят парафин, вазелин, стеариновую кислоту, битумы, дибутилфталат, растительные масла.

Наполнители по воздействию на каучук подразделяют на активные (усиливающие) и неактивные (инертные). Активные наполнители (углеродистая сажа и белая сажа) повышают механические свойства резин: прочность, сопротивление истиранию, твердость. Неактивные наполнители (мел, тальк, барит) вводятся для удешевления стоимости резины. Часто в состав резиновой смеси вводят регенерат — продукт переработки старых резиновых изделий и отходов резинового Производства. Кроме снижения стоимости регенерат повышает качество резины, снижая ее склонность к старению.

Таким образом, существует широкий спектр способов и химических реагентов для регулирования свойств резины. Создание универсальной резины эластомера не возможно из-за многофакторности процесса бурения и нерентабельности, в целом. Следовательно, существует два основных направления в создании новых резин для эластомеров винтовых забойных двигателей:

- подбор свойств эластомера согласно особенностям бурения на конкретном месторождении (рентабельно для крупных месторождений, без существенного изменения условий бурения, а также для осложненных условий бурения);

- создание материала эластомера повышенной износостойкости относительно существующих аналогов при сохранении уровня себестоимости (рентабельно для массового бурения скважин незначительной глубины и нормальных условий бурения).

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. Справочное пособие./ Изд. «Недра».- М., 1999. — 375 с.
2. Коротких Н.И. диссертация по теме Технология и переработка полимеров и композитов: автореферат. Дис. ...канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2004 г. – 19 с
3. Резины и эластомеры (эластопласты) классификация, свойства, хранение.// TehTab.ru: Технические таблицы[Электронный ресурс] URL:<http://tehtab.ru/Guide/GuideMaterials/ResinesElastomersPlasticsPolimers/ResinesElastomersPlasticsPolimersResinesElastomersClassif/> (дата обращения: 19.01.2017)
4. Мельников В.В. Анализ опыта изучения влияния температуры на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей// Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии: Материалы Всероссийской конференции с международным участием «Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии» с элементами научной школы. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – С. 615-619.



**КЛАССИФИКАЦИЯ КЛИНЬЕВ-ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА  
ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

**Ли Сюздун, Юй Чжаолин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одна из наиболее эффективных технологий, позволяющая увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и вернуть в эксплуатацию ранее пробуренные скважины – это резка боковых стволов. Данным методом в разработку вводятся трудноизвлекаемые, и прежде не задействованные зоны пласта, доступ к которым ранее не был возможен. Данный метод экономически целесообразен, так как технология бурения боковых стволов производится в уже пробуренной скважине и объемы бурения сокращаются. Для осуществления технологической операции - резки боковых стволов, разработано большое количество технических устройств. Одним из ключевых типов оборудования для резки являются клинья-отклонители [1, 3].

Клинья-отклонители предназначены для обеспечения требуемого отклонения вырезающих фрез или фрезеров-райберов от оси главного ствола с целью вырезания «окна» в эксплуатационной колонне. Вырезание щелевидного «окна» в стенке эксплуатационной колонны осуществляется за две или даже одну спускоподъемную операцию, а в состав оборудования для вырезки входят: устройство для закрепления клина в колонне (якорь), клин-отклонитель, компоновка фрез (оконная, стартовая и колонные) [2, 3].

Клин-отклонитель в компоновке с якорным устройством спускается в заданный интервал обсадной колонны. Этот интервал обязательно должен находиться между муфтами обсадной колонны. Зачастую клин-отклонитель, спускается в скважину сразу с компоновкой для фрезерования обсадной колонны. После спуска клин ориентируется и устанавливается на естественный или искусственный забой, в качестве которого используется цементный мост. Некоторые конструкции клиньев-отклонителей позволяют производить раскрепление в стенке обсадной колонны в подвешенном состоянии, но данный способ имеет малую надежность из-за возможности проседания клина. Клин может раскрепляться механическим (подача осевой нагрузки) или гидравлическим (увеличение давления столба бурового раствора) способом. После установки клина-отклонителя в скважину спускается компоновка низа буровой колонны с фрезой и производится вырезание окна [3].

Существует несколько наиболее распространенных конструкций клиньев-отклонителей отечественного производства, которые отличаются типоразмерами и условиями работы. В данной работе рассмотрены клинья-отклонители типа КО, КОТ, ОТП и ОКМ [4-5].

Клин-отклонитель КО. Клин-отклонитель предназначен для обеспечения отклонения буримой скважины от заданного направления. Клин-отклонитель включает корпус, рабочая поверхность которого в поперечном сечении имеет форму продольного желоба. В головной части корпуса выполнены отверстия для связи со спускаемым буровым инструментом посредством срезных элементов. В хвостовой части корпуса под углом к продольной оси клина-отклонителя выполнена резьба для его связи с хвостовиком, а в корпусе выполнен осевой продольный канал с выходом его на рабочую поверхность. На резьбе закреплен хвостовик, имеющий длину до 1,2 длины клина-отклонителя. К хвостовику может быть закреплен фильтр, имеющий посадочный фланец под посадочное седло, устанавливаемое в скважине. Такое выполнение клина-отклонителя позволяет упростить его конструкцию и одновременно повысить качество работы при отклонении ствола скважины в заданном направлении, а также при забуривании нового ствола из первоначальной скважины [4].

Клин-отклонитель КОТ. Клин-отклонитель предназначен для направления фрезера-райбера в заданном направлении при резке боковых стволов. Клин-отклонитель спускается на буровых трубах через специальный переводник. Опора клина-отклонителя происходит на искусственный забой или на механический якорь [4].

Клин-отклонитель ОТП. Клин-отклонитель ОТП используют с целью забуривания новых стволов из эксплуатационных колонн для горизонтального и направленного бурения. Также они применяются для правки искривленного ствола или обхода обломков. Клин-отклонитель ОТП состоит из стопорящего корпуса с плашками и клина. Посадка клина на забой осуществляется на колонне при помощи стартовой фрезы. Отклонитель закрепляется в колонне при помощи трех плашек, которые расположены в пазах стопорящей части корпуса. Клин прилегает к стенке обсадной трубы за счет его смещения относительно стопорящей части корпуса по наклонному пазу [4].

Клин-отклонитель ОКМ. Клин-отклонитель ОКМ предназначен для обеспечения необходимого отклонения фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при резке ориентированного «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм (168, 178) и отклонения породоразрушающего инструмента [4].

Зачастую клинья-отклонители идут в сборке комплектов для резки боковых стволов. Отечественная промышленность производит три основных модификации: КФ, ФКО, КТС [4-5].

Комплекты технических средств типа КФ, позволяет выполнять операцию вырезания «окна» в обсадной колонне за одну-две спускоподъемные операции. Применение комплектов типа КФ подразумевает вырезание «окна» за два рейса: установка и фиксирование якорем клина-отклонителя и предварительное вырезание колонны стартовым фрезером; спуск вырезающей компоновки, окончание врезки в колонну и забуривание бокового ствола. В некоторых случаях с целью создания наиболее качественного «окна» рекомендуется произвести дополнительный спуск более длинной и жесткой компоновки. Комплекты типа КФ имеют меньшую общую длину (4500 мм), поэтому, несмотря на очевидно большие затраты времени (вырезание «окна» за 2 рейса), в сильно искривленных скважинах их применение представляется наиболее целесообразным [4-5].

В комплект технических средств типа КФ входят: якорь механический (для крепления клина-отклонителя

в эксплуатационной колонне, конструкция якоря позволяет, при необходимости, извлекать клин-отклонитель из скважины); клин-отклонитель КОС (для обеспечения необходимого отклонения вырезающих устройств от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне); комплект фрезеров, включающий в себя: стартовый фрезер КФС (для установки клина-отклонителя в стволе скважины и первоначальной резки «окна» в обсадной колонне), оконный фрезер (для окончательного вырезания «окна» в обсадной колонне и забуривания бокового ствола); фрезер-райбер КФР (для калибрования стенок в вырезанном «окне»); крюк извлечения КИ, предназначенный для извлечения клина-отклонителя и якоря из скважины.

Комплект технических средств ФКО позволяет установить клин-отклонитель, вырезать «окно» полного размера в обсадной колонне и забурить боковой ствол за один рейс. В его состав входит: якорь механический; клин-отклонитель КО; комплект фрезеров типа ФКО, включающий в себя: фрезер оконный ФО (для резки «окна» в обсадной колонне и забуривания бокового ствола), фрезер-райбер нижний ФР-5 (для расширения стенок в вырезанном «окне»); гибкий патрубков, который предназначен для придания гибкости компоновке фрезеров; фрезер-райбер верхний ФР-6 (для расширения и калибрования стенок в вырезанном «окне»); крюк извлечения [5].

Комплексы технических средств КТС-146 и КТС-168 для вырезания «окон» в колоннах диаметром 146 и 168 мм. Комплекс включает в себя клин-отклонитель и комплект фрезеров-райберов. Спуск клина и посадка на забой производится на колонне бурильных труб с помощью подвешного устройства или стартового фреза. Комплект фрезеров-райберов включает в себя: стартовый фрез (для спуска отклоняющего клина и начального фрезерования колонны); оконный фрез (для фрезерования «окна» на всю длину); арбузообразный фрез (для калибрования окна до нужного диаметра) [5].

Восстановление скважин методом резки боковых стволов является актуальным для нефтегазовой отрасли. В настоящее время имеется обширный ассортимент модификаций оборудования для решения задачи вырезания «окна» в обсадной колонне. Но необходимо уделять внимание проектированию и внедрению новых технико-технологических решений, которые позволят повысить точность ориентирования клиньев-отклонителей и сократить время на фрезерования «окна» в обсадной колонне.

#### Литература

1. Инновационные технологии в бурении скважин ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс] // Elibrary.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://elibrary.ru/item.asp?id=17969241>
2. Шайхутдинов Р.Т., Бирюков В.Е., Тимошин В.Г. Бурение горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн диаметром 146 мм // Нефтяное хозяйство. 1999. № 6. С. 19-20.
3. Гауф В.А. Разработка технологий реконструкции малодебитных скважин сооружением боковых стволов: дис.. канд. техн. наук. Тюмень, 2004. С. 88-91.
4. ООО «Нефтепромцентр» [Электронный ресурс]// Официальный сайт. Режим доступа: [http://www.neftpromcentr.ru/klin\\_otklonitel.htm](http://www.neftpromcentr.ru/klin_otklonitel.htm)
5. Скважинный инструмент для резки боковых и горизонтальных стволов [Электронный ресурс]// Буровой портал Drillings.ru. Режим доступа: <http://www.drillings.ru/inst-zarezka>

### ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПОЛИМЕРГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА И.В. Масалида

*Научный руководитель доцент К.М. Минаев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Бурение нефтяных скважин обычно сопряжено с проходкой различных типов сланцевых горных пород, сложенных глинистыми минералами. Наибольший интерес представляет группа смектитов, способная набухать с изменением ионных условий и, в конечном итоге диспергироваться. Типичным представителем смектитов является монтмориллонит. В результате набухания глины уменьшается эффективная площадь, через которую движется поток бурового раствора, а также уменьшается проницаемость пласта породы [1]. Чем больше содержание смектитов в породе, слагающей стенку скважины, тем большим будет степень набухания глин. Из-за относительно слабых межкристаллических связей в структуре смектита происходит внедрение воды или другого полярного вещества в пространство между слоями глины. Это приводит к увеличению расстояния между слоями минерала. Гидратация глин зависит от силы заряда и расположения заряженных слоев, вида катионов, формирующего обменную емкость глины, активности воды, температуры, внешнего давления и концентрации соли в растворе [2]. При бурении нефтяных скважин набухание смектитов может вызвать большое количество осложнений, таких как прихват бурильного инструмента, кавернообразование, обрушение горных пород, расширение ствола скважины и желобообразование. [3]. Несмотря на вышеперечисленные проблемы, для бурения скважин преимущественно используются промывочные жидкости на водной основе. Главной причиной их использования является то, что они являются относительно дешевыми и более экологически чистыми, нежели углеводородные эмульсии [4].

В настоящее время применяются как органические, так и неорганические химические реагенты, способные свести к минимуму взаимодействия в системе «глина-фильтрат». Они затрудняют проникновение молекул воды и эффективно уменьшают гидратацию глинистых минералов. Широкое распространение получили органические

реагенты на основе частично гидролизованного полиакриламида, Полиакриламид образует полимерную пленку на поверхности глинистой частицы, а также уменьшает количество свободной воды в буровом растворе. Неорганические соединения, в частности хлориды натрия и калия, широко используются для снижения проникновения воды в пространство между слоев глинистых минералов. Происходит это в результате адсорбции катионов на поверхности глины и осмотического давления. Осмотическое давление возникает в результате того, что промывочная жидкость обладает более высокой концентрацией катионов, нежели порода, стимулируя приток воды из породы в буровой раствор и, как следствие, уменьшая гидратацию породы [2].

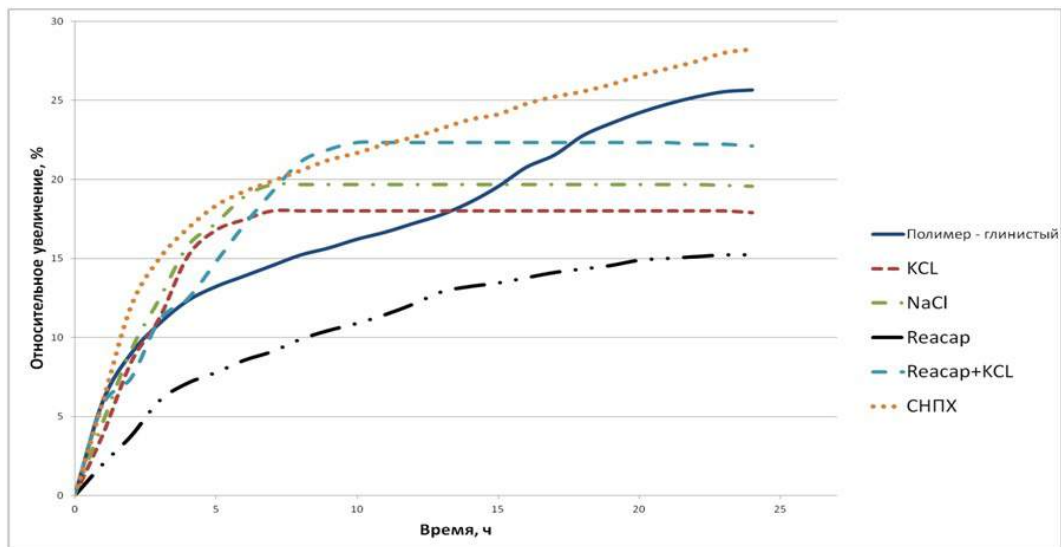
Органические ингибиторы считаются относительно дорогими. По этой причине их обычно применяют в паре с неорганическими солями натрия и калия, при этом наблюдается синергетический эффект [5]. В данной работе в качестве ингибиторов набухания глин нами проведено сравнение эффективности различных неорганических солей и их смесей с органическими полимерами. Для их испытания использовали модельный полимерглинистый раствор, который помимо ПБМБ (бентонитовый глинопорошок марки «Б») включает в себя также полианионную целлюлозу низкой вязкости (ПАЦ НВ). ПАЦ НВ была добавлена с целью придания необходимых структурных свойств промывочной жидкости.

В качестве ингибиторов использовались следующие реагенты: KCl, NaCl, СНПХ, частично гидролизованный полиакриламид (Реасар).

Глинистые образцы цилиндрической формы получали прессованием глины в компакторе OFITE. В эксперименте использовали немодифицированный монтмориллонит, чтобы исключить недостоверность полученных данных, связанную с разницей составов и свойств различных модификаций глин. Линейную деформацию образцов определяли с помощью прибора ПКН-2.

Фиксацию результатов набухания глины производили при помощи камеры, установленной на штативе, на протяжении 24 часов. Это позволило построить более детальную модель зависимости относительной линейной деформации глины от времени и представить её в графическом виде (рисунок 1).

Размер иона  $K^+$  в негидратированном состоянии равен 0,266 нм, а в гидратированном - 0,76 нм. Энергия гидратации калия – 77 ккал/моль. Для сравнения негидратированный размер иона  $Na^+$  составляет 0,190 нм, гидратированный – 1,12 нм, энергия гидратации – 97 ккал/моль. Диаметр пустот монтмориллонита примерно равен 0,28 нм. Так как молекулы воды являются диполями, отрицательно заряженные части молекул притягиваются к катионам металлов, образуя вокруг них водяную оболочку. Толщина этой водяной оболочки описывается гидратированным размером, который характеризует, насколько прочно удерживаются молекулы воды ионами металла. Водяная оболочка вокруг иона с низкой энергией гидратации удерживается слабо и легко деформируется, в отличие от водяной оболочки вокруг иона с высокой энергией гидратации. Поскольку водная оболочка вокруг иона калия легко деформируется из-за относительно небольшой энергии гидратации, слои глинистой частицы сближаются при небольшой концентрации катионов. Так как ион дегидратированного калия плотно помещается в отверстие в слое глины, можно предположить, что он замедлит проникновение воды. Ионы дегидратированного натрия имеют меньшие по сравнению с калием размеры. В связи с этим они не настолько плотно встраиваются в межплоскостное пространство и не так эффективно смыкают края глинистой породы [6].



**Рис. 1. Зависимость относительного линейного увеличения глинистых пород от времени**

Вначале эксперимента наблюдается достаточно интенсивное всасывание воды глинистым образцом и его увеличение. Происходит это из-за того, что исследуемая глина не содержит в своих порах фильтрата. Это делает невозможным ингибирующее влияние осмотического давления. Нами было отмечено, что интенсивность поглощения воды напрямую зависит от концентрации катионов металла. При использовании растворов, ненасыщенных солями, увеличение глинистого образца носит более плавный характер.

Наилучший ингибирующий эффект при добавлении в модельный полимер-глинистый раствор продемонстрировал частично гидролизованный полиакриламид Реасар. Как было отмечено выше, связано это с тем, что механизм данного ингибитора основан на уменьшении количества несвязанной воды в буровом растворе и образовании полупроницаемой полимерглинистой мембраны, препятствующей проникновению воды в глубокие слои глинистого образца. Не было обнаружено синергетического эффекта от совместного применения органического реагента Реасар и неорганической соли KCL. Органический реагент СНПХ ингибирующего эффекта не продемонстрировал, увеличив глинистый образец даже больше, чем исходный модельный раствор.

**Выводы:**

- Неорганические соли проявили ингибирующие свойства, уменьшив увеличение глинистого образца по сравнению с исходным модельным раствором. Следует отметить, что отсутствие фильтрата в порах глины вызвало интенсивное всасывание жидкой фазы бурового раствора в первые часы эксперимента.
- Наилучшие ингибирующие свойства показал частично гидролизованный полиакриламид Реасар, увеличив глинистый образец на 15%.
- Синергетический эффект от совместного применения органического и неорганического реагентов обнаружен не был.

*Работа выполнена при финансовой поддержке ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (уникальный идентификатор работы RFMEFI57815X0119).*

**Литература**

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. “Состав и свойства буровых агентов”. М.: Недра, 1985.
2. Диссертация Егоровой Е.В. “Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях”. – Астрахань 2010. – 194 с.
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. “Бурение нефтяных и газовых скважин”. –М. «Недра» 1974. – 455 с.
4. З. З. Шарафутдинов, Ф. А. Чегодаев, Р. З. Шарафутдинова. “Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика : справочник” / — СПб.: Профессионал, 2007. — 416 с.
5. Ghimici, L., Dragan, S., 2002. “Behaviour of cationic polyelectrolytes upon binding of electrolytes: effects of polycation structure, counterions and nature of the solvent”. Colloid. Polym. Sci. 130–134.
6. L. Sawney. “Selective sorption and fixation of cations by minerals: a review” Clays and Clay Minerals, 1972, 20, 93-100.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА  
НА РАСТЕПЛЕНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

**Н.Е. Мацяускас**

*Научный руководитель А.В. Минаков*

*Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск, Россия*

Вечная мерзлота – это часть криолитозоны, характеризующаяся отсутствием периодического протаивания, осложняющее трудовую деятельность при освоении территории. Огромное количество проблем возникает при аэродромном, гражданском, дорожном строительстве, а также при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири. Строительство и эксплуатация нефтегазоносных объектов в условиях вечной мерзлоты осложняется проблемой частичного или полного оттаивания грунтов вблизи объектов, являющихся источником тепла. При деградации вечной мерзлоты, повышении температурных состояний мерзлых грунтов и протаивание, наблюдается стремительное снижение несущей способности установленных конструкций в скважине, при существующих нагрузках на конструкцию происходит частичная или полная деформация. При строительстве и эксплуатации скважин происходит активное оттаивание окружающих пород, в результате чего образуются просадки, обвалы, пустоты, которые могут способствовать ряду негативных факторов и даже аварий в процессе бурения и эксплуатации скважин. Что приводит к долгосрочным ремонтам, простаиванию скважины и значимым потерям добываемого флюида.

Проблематика строительства скважин на вечной мерзлоте заключается в том, что в течение определенного периода работы скважины происходит оттаивание окружающих мерзлых горных пород, в результате происходит изменение состояния многолетнемерзлого грунта. Считается [1], что сильно льдистые породы способны уменьшаться в объеме, впоследствии чего в них создаются пустоты. Часть которых может заполняться в теплый период года оттаявшими породами с верхней части горизонта, создавая каверны, приустьевые воронки или карстовые пустоты, требующие немедленной герметизации во избежание нарушений устойчивости скважины. Определение температурного поля многолетнемерзлых пород вокруг работающей скважины является гарантом качества ее устойчивости. Поэтому актуальной проблемой данного исследования является создание и обоснование модели взаимосвязанных температурных режимов жидкости в скважине и находящихся вокруг горных пород изучаемого горизонта.

Технологическому прогрессу бурения и строительства скважин в вечной мерзлоте способствовали теоретические исследования, касающиеся определения подвижной границы зоны оттаивания мерзлых пород вокруг скважин. В одной из работ по данному направлению решается уравнение нестационарной теплопроводности [2]. Данное теоретическое решение не может быть использовано на практике из-за сложности

применения. И.А. Чарный [3] с применением метода последовательной смены стационарных состояний удалось получить приближенное решение задачи, которое применимо только лишь для больших временных интервалов (30-50 лет). В.Т. Седов в своей работе [4] предложил математическую модель оттаивания мерзлых горных пород вокруг одной скважины, учитывающую теплоперенос от талой зоны к мерзлой. В процессе решения автор принял ряд допущений, названных предельными переходами, на основе которых получена зависимость радиуса оттаивания с учетом разности тепловых потоков на границе растепления. Зависимость, полученная В.Т.Седовым, является простой для численного эксперимента и может применяться как одна из методик при решении задачи о распределении зоны оттаивания. Г.В. Зверев и А.Ю. Тарасов в работе [5] по определению радиуса изменения агрегатного состояния пород, радиуса влияния скважины, объема оттаявших пород с течением времени в период эксплуатации скважины, отмечено, что радиус оттаивания не ограничивается расчетными значениями. С увеличением радиуса влияния скважины, вследствие особенностей поведения горных пород при оттаивании на протяжении влияния, породы частично находятся в талом состоянии, частично в мерзлом.

Целью настоящей работы является создание математической модели и метода расчёта теплового взаимодействия бурового раствора с многолетнемёрзлыми породами в зоне скважины.

В работе решаются следующие задачи:

1. Изучение строения ММП в зоне распространения и анализ геологических условий скважины.
2. Построение математической модели годового растепления.
3. Разработка методики расчёта температуры бурового раствора в скважине и вокруг нее в условиях вечной мерзлоты.
4. Определение радиуса протаивания ММП с учётом строения криолитозоны, теплового воздействия бурового раствора при промывке скважин.
5. Обоснование температуры бурового раствора на входе в бурильную колонну и выходе из неё, с учетом мощности выделения тепла при работе долота.

Методика расчета процесса растепления основана на методе жидкости в ячейках. В этом методе, граница расплава не отслеживается в явном виде. Вместо этого величина, называемая жидкой фракцией, которая указывает на долю объема ячеек, находящихся в жидком состоянии, связана с каждой ячейкой в расчетной области. Жидкая фракция вычисляется на каждой итерации, на основе баланса энтальпии. В двухфазной зоне жидкая фракция имеет значение от 0 до 1. Она моделируется как «псевдо» пористая среда, в которой пористость уменьшается от 1 до 0, что свидетельствует о затвердевании материала. Когда материал полностью затвердевает в ячейке, пористость становится равной нулю и, следовательно, скорость также падает до нуля.

Проведено тестирование разработанной модели на ряде задач нестационарной теплопроводности с учетом фазового перехода. Адаптация модели проведена на экспериментальных данных по скорости растепления грунта, полученных для модельных скважин.

Результаты моделирования одного из вариантов расчета приведены на рисунке. Как видно, в данном варианте расчета происходит интенсивное растепление грунта. Без использования теплоизолирующих материалов применение скважин в поставленных условиях становится невозможным.

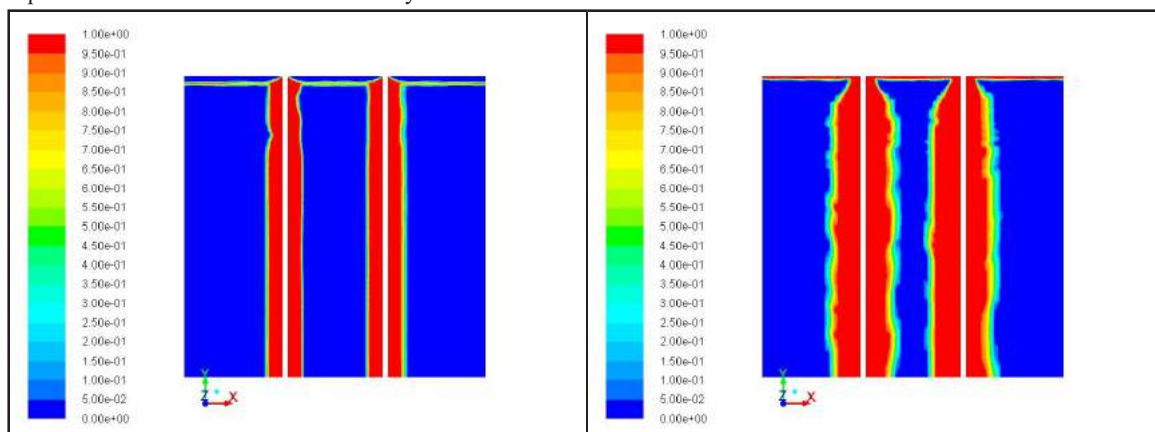


Рис. 1. Границы зоны растепления вокруг скважин в моменты времени 20 и 1500 суток с начала работы скважины

В данной работе была реализована и протестирована и модель растепления вечномёрзлых грунтов. Показано, что при достаточном количестве входных данных для модели (таких как: плотность, коэффициент теплопроводности, скрытая теплота плавления, теплопроводность слоев почвы, достоверная литология, температуры на поверхности почвы, и т.д.) возможно приемлемой точностью описать процесс растепления вечномёрзлых грунтов.

#### Литература

1. Шевелева Д.В. Динамика сложного теплового взаимодействия нефтяных и газовых скважин с многолетнемёрзлыми породами: Автореферат. Дис. ... канд. физ-мат. наук. – Тюмень, 2008г. – 19 с.

2. Рогов В.В. Теплообменные процессы в криолитозоне и их использование при оптимизации технологии крепления скважин: Автореферат. Дис. ... канд. технич. наук. – Ухта, 2013г. – 19 с.
3. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – 296 с.
4. Седов В.Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород. – М.: Недра, 1990. – 127 с.
5. Зверев Г.В, Тарасов А.Ю. Расчет и анализ воздействия многолетнемерзлых пород на крепление скважины №338 Ванкорского месторождения в период эксплуатации//ISSN 2224-9923. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Иркутск, 2013. – № 8. – С. 41 – 51.

## АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИЙ ООО «РАДИУС-СЕРВИС» И ООО «ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

**В.В. Мельников**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Лидерами отечественного нефтегазового машиностроения в области изготовления винтовых забойных двигателей (ВЗД) являются фирмы ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент». Заказчиками бурового оборудования у данных компаний, являющиеся крупнейшие нефтегазовые компании России, такие как: НК «Роснефть», ООО «Газпром», ОАО «НГК Славнефть», ЗАО «ССК, ЗАО «Русь-Ойл» и другие [1-4]. В рамках данной научной работы был проведен анализ применения ВЗД данных производителей на примере Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения.

Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение (ДНГКМ) - крупное месторождение, расположено в Киренском районе Иркутской области в 90 км северо-западнее г. Киренска и 80 км магистрального нефтепровода (МНП) ВСТО, в 70 км на северо-восток от Ярактинского НГКМ [5]. Основным буровым оборудованием для проводки скважин на данном месторождении на сегодняшний день являются винтовые забойные двигатели производства «Радиус-Сервис» и «ВНИИБТ-Буровой инструмент» различного типоразмера от 240 мм, применяемых при бурении под направление и кондуктор, до 120 мм, необходимые для бурения горизонтального участка ствола скважины под хвостовик.

При выборе двигателя необходимо учитывать условия бурения каждой конкретной скважины. Для получения высоких технико-экономических показателей и безотказной работы ВЗД следует учитывать ряд факторов: требуемые условия для достижения плановых параметров скважины; проходимость КНБК в скважину с установленным углом перекоса двигателя; забойные температуры; работоспособность буровых насосов, для создания требуемого перепада давления и создания крутящего момента на валу двигателя (порядка 30-40 атм.); контроль максимально допустимой осевой нагрузки, приведенной в долотной программе [4].

Отметим, что последние три фактора являются основополагающими при достижении межремонтного периода (МРП), установленных заводом изготовителем и лабораторией по ремонту и обслуживанию ВЗД ООО «ВОСТОК». Межремонтный период достигается путем наработки на двигатель, рассчитываемой из часов циркуляции бурового раствора в скважине. Значения МРП для ассортимента двигателей ДНГКМ: 240 мм – 150 часов циркуляции; 172 мм – 200 часов циркуляции; 120 мм – 150 часов циркуляции.

Для анализа эксплуатации винтовых забойных двигателей производства компаний ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» на Дулисьминском НГКМ Иркутской области была сделана выборка 24 забойных двигателя трех типоразмеров (120 мм, 172 мм, 240 мм). Исследование заключалось в оценке работоспособности оборудования, контроле достижения критических значений люфтов, а также достижении или не достижении МРП. Анализ производился по отчетной документацией (суточные рапорты, сведения о наработке оборудования) ООО «ВОСТОК» на ДНГКМ и личной регистрации показаний люфтов и визуального осмотра ВЗД.

В таблице 1 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД типоразмера 240 мм, предназначенных для бурения в основном вертикальных участков ствола скважины под направление и под кондуктор [6, 7].

**Таблица 1**

**Результаты анализа технического состояния ВЗД типоразмера 240 мм**

Производитель	Маркировка	Время работы, ч			Проходка, м	Люфты (ос/рад/ танг) мм/мм/град	Комментарии
		Бурение	Промывка и проработка	Циркуляция общая			
ВНИИБТ	ДГР-240М №79	112,6	43,85	156,45	2103	4/1/0	Исправен, достиг МРП
ВНИИБТ	ДГР-240М №84	65,24	55,99	121,23	1672,35	6/1/0	Не исправен (после ремонта)
ВНИИБТ	ДГР-240М №82	30	14,9	44,9	147	3/3/90	Слить БР не удалось, вал заклинен
ВНИИБТ	ДГР-240М №88	52,7	20,66	73,36	930	1/1/0	Исправен
РС	ДРУ-240РС №5410	74,6	64,8	139,4	1843	2/1/0	Исправен
РС	ДРУ-240РС №5420	86,12	68	154,12	1482,2	3/1/0	Исправен, достиг МРП
РС	ДРУ-240РС №5230	78,04	71,3	149,34	2230,1	2/0/0	Исправен
РС	ДРУ-240РС №5110	102,1	62,09	164,19	2412	4/2/30	Исправен, достиг МРП

## СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Двигатели, представленные в таблице 1, эксплуатировались в аналогичных технологических и геологических условиях на кустовых площадках Дулисьминского месторождения. Можно сделать вывод, что ВЗД производства компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» для данных условий бурения продемонстрировали не лучшие показатели работы. Лишь два из четырех представленных двигателей соответствуют требованиям для дальнейшей эксплуатации после ревизии КНБК, один из которых достиг значения МРП. ВЗД № 84 и № 82 оказались непригодны для бурения. В первом случае производился плановый подъем КНБК по достижении проектного забоя, но по результатам осмотра двигателя было выявлено, что вал ВЗД не соответствует требованиям, осевой люфт оказался выше норм и равен 6 мм. Во втором случае, в процессе бурения были выявлены скачки давления в линии нагнетания бурового раствора, что не дает возможности продолжать процесс бурения. Было принято решение произвести подъем КНБК для ревизии. Результаты: вал двигателя заклинен, слить буровой раствор не удалось. Возможные причины: разрушение обкладки статора двигателя, в результате некачественной очистки бурового раствора. Двигатели производства ООО «Радиус-Сервис», представленные данным типоразмером зарекомендовали себя как качественное оборудование. Все ВЗД оказались исправными в результате ревизии КНБК. Лишь в одном случае на двигателе № 5110 были выявлены значимые значения люфтов: осевой – 4 мм, радиальный – 2 мм, тангенциальный – 30 градусов. Но даже эти значения позволяют использовать ВЗД для дальнейшего бурения.

Далее были рассмотрены винтовые двигатели заявленных производителей типоразмера 172 мм, предназначенные для бурения наклонно-направленных участков ствола скважины, под эксплуатационную колонну. В таблице 2 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД [6, 7].

**Таблица 2**

**Результаты анализа технического состояния ВЗД типоразмера 172 мм**

Производитель	Маркировка	Время работы, ч			Проходка, м	Люфты (ос/рад/танг) мм/мм/град	Комментарии
		Бурение	Промывка и проработка	Циркуляция общая			
ВНИИБТ	ДГР-172 №313	112	84,04	196,1	1801	3/0/0	Рост давления, зашламовывание фильтра
ВНИИБТ	ДГР-172 №308	109	126,1	235,1	769	4/0/0	Отворот шпиндельной секции
ВНИИБТ	ДГР-172 №316	101,38	94,48	195,86	1012	4/1/0	Исправен
ВНИИБТ	ДГР-172 №310	94,05	80,04	174,09	980,16	11/4/0	При сливе БР, слышен хруст подшипников
РС	ДРУ-172РС №5305	140,06	83,26	223,32	1619,15	4/1/0	Исправен, достиг МРП
РС	ДРУ-172РС №5308	99,95	74,09	174,04	1203,12	2/1/0	Исправен
РС	ДРУ-172РС №5220	74,54	65	139,54	1301	5/2/0	Не исправен (после ремонта)
РС	ДРУ-172РС №5429	121,03	79,54	200,57	1527,67	8/4/360	Не исправен

Согласно таблице 2 в большинстве случаев при эксплуатации данного типоразмера возникают проблемы. Это может быть связано с более продолжительными рейсами, с высокой интенсивностью искривления ствола скважины, высокими нагрузками на инструмент. Рассматривая работу ВЗД производства ООО «ВНИИБТ», можно сделать выводы: двигатель № 313 был выведен из эксплуатации по причине засорения фильтра и как следствие роста давления на забое; ВЗД № 308 был поднят на поверхность в результате падения механической скорости бурения и плавного падения давления нагнетания в процессе бурения, в результате визуального осмотра было обнаружено, что шпиндельная секция двигателя находится в ослабленном состоянии, что является заводским браком. ДГР-172 № 310 после ревизии КНБК был отправлен в ремонт по причине износа вала двигателя (высокие значения люфтов) и неисправности подшипников шпинделя ВЗД. Таким образом, лишь один из рассмотренных двигателей оказался исправным. Анализируя ВЗД производства ООО «Радиус-Сервис» два двигателя оказались пригодными к эксплуатации, на двух других были выявлены высокие показатели осевых люфтов. Так, на двигателе № 5429 по достижении времени МРП вал свободно вращался «от руки» и имел свободное хождение 8 мм.

Также была рассмотрена выборка двигателей типоразмера 120 мм, используемых для бурения горизонтальных участков ствола скважины, расположенных в пласте-коллекторе. В таблице 3 приведены результаты анализа [6, 7].

**Таблица 3**

**Результаты анализа технического состояния ВЗД типоразмера 120 мм**

Производитель	Маркировка	Время работы, ч			Проходка, м	Люфты (ос/рад/танг) мм/мм/град	Комментарии
		Бурение	Промывка и проработка	Циркуляция общая			
ВНИИБТ	ДГР3-120 №162	45,42	49,26	94,68	497	6/1/0	Не исправен (после ремонта)
ВНИИБТ	ДГР3-120 №157	68,09	23,51	91,6	691,18	8/2/0	Не исправен
ВНИИБТ	ДГР3-120 №158	55,05	27,14	82,19	597,99	6/1/0	Исправен
ВНИИБТ	ДГР3-120 №165	78,4	58	136,4	714,2	4/1/0	Приближен к МРП
РС	ДРУ-120 №5430	29,63	26,41	56,04	250	10/1/0	Отворот шпиндельной секции
РС	ДРУ-120 №5430	23,6	30,16	53,76	280	3/0/0	Исправен
РС	ДРУ-120 №5430	18,43	27,11	45,54	220,92	10/1/0	Не исправен
РС	ДРУ-120 №5430	81,65	76,49	158,14	461,5	10/2/0	Не исправен

В большинстве случаев ВЗД не достигли порога МРП в связи с износом вала двигателя. Критические значения осевого люфта для данного типоразмера после ремонта составляют 4 мм, максимально допустимый при эксплуатации 8 мм. Исходя из таблицы гидравлические машины производства компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» зарекомендовали как более износостойкие.

Резюмируя, сделан вывод, что анализ работы винтовых забойных двигателей производства компаний ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» и ООО «Радиус-Сервис» на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении, производился в соответствии с действующими нормативными документами на отработку ВЗД ООО «ВОСТОК», действующими сведениями о наработке ВЗД и паспортами на представленное оборудование завода-изготовителя. Наиболее уязвимой частью рассмотренных ВЗД являются элементы рабочей пары ротор и статор, что подтверждает актуальность исследовательских работ в данном направлении.

#### Литература

1. Лебедев В.В. Учебник инженера по бурению горизонтальных скважин./ учебник – Москва. – 413 с.
2. ООО «Радиус-сервис». [Электронный ресурс]//Официальный сайт: <http://radius-s.ru> [дата обращения: 20.12.2016].
3. ООО «ВНИИБТ». [Электронный ресурс]//Официальный сайт: <http://www.vniibt-bi.ru> [дата обращения: 20.12.2016].
4. Паспорта винтовых забойных двигателей ООО «Радиус-Сервис», ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент»
5. Нефтяники.РФ [Электронный ресурс]/// Официальный сайт: [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/) [дата обращения: 28.12.2016].
6. Сведения о наработке ВЗД на кустовых площадках ДНГКМ ООО «ВОСТОК» СННБ (суточные рапорта, протоколы осмотров).
7. Регламент на ревизию ВЗД ООО «ВОСТОК» СННБ.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НИТРАТА КАЛЬЦИЯ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА

К.О. Мешкова

*Научный руководитель доцент А.Л. Неверов*

*Сибирский федеральный университет, институт нефти и газа, г. Красноярск, Россия*

Цементирование - самый сложный и ответственный этап при строительстве скважин, ведь от него зависит долговечность, качество и безопасность добычи углеводородов. Тампонирование может осуществляться в самых различных условиях (глубина скважины, климат, осложнения и прочее). Поэтому для регулирования свойств цемента используют различные добавки.

На сегодняшний день, самое большое потребление цемента приходится на строительную промышленность, далее на строительство мостов, дорог и только потом на нефтегазовую отрасль, а именно на строительство скважин и платформ. Исходя из этого, можно сказать, что все добавки для улучшения качества цемента (прочностные характеристики, время загустевания, коррозионная устойчивость и прочее) первоначально проектируются и исследуются для строительных цементов, и только потом «копируются» и подбираются для цементов других отраслей, в частности, для нефтегазовой. Следовательно, подбирая добавки для тампонажных цементов, следует сначала изучить спектр добавок для строительных.

Современный ритм жизни сегодня требует улучшения качества цементирования при высоких скоростях выполнения работ. Зачастую, не мало важно иметь бетон с достаточно высокой прочностью на ранних стадиях. Для получения такого бетон использовались различного рода добавки - ускорители. Хлорид кальция в этой индустрии был наиболее часто применяемой добавкой. Однако, как показала практика, присутствие хлорида у таких добавок подвергает коррозии металлические стержни, контактирующих непосредственно с бетоном. Вследствие чего ухудшалось качество бетона и безопасность таких конструкций. Это послужило причиной поиска, исследований и испытаний таких добавок - ускорителей, в составе которых не содержатся хлориды.

В нефтегазовой отрасли существуют такие же проблемы, как и в строительной индустрии – это усадка цемента, трещинообразование, коррозия (обсадных труб). Основной причиной потери герметичности обсадных колонн является коррозия по наружной поверхности, интенсивность которой определяется наличием и качеством цементного кольца за эксплуатационными колоннами. [1] Качественное цементирование существенно снижает интенсивность коррозии обсадных колонн за счет снижения термодинамической возможности коррозии вследствие высокого значения pH [2]. В промышленных условиях эксплуатации уменьшение потерь от коррозии может быть достигнуто при помощи введения в агрессивную среду специальных веществ, которые снижают коррозию. [3] Такие вещества называются замедлителями, или ингибиторами, коррозии. Таким образом при цементировании скважин так же следует обратить внимание на безхлористые добавки - ускорители, которые не будут вызывать коррозию обсадных труб.

Анализ публикаций Додсона, Найгаарда и Джастнеса и др. [4-9] показал, что нитрат кальция можно применять в качестве добавки - ускорителя, который помимо хороших прочностных показателей так же может выступать как замедлитель коррозии у металла, контактирующего с цементом и достаточно эффективен при низких температурах, т.е. вполне может выступать в качестве противоморозной добавки. Так же в 2012 г. на базе Красноярского машиностроительного завода были проведены исследования по получению комплексных



**СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ  
БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

нитратных солей путем выщелачивания нефелинового шлама азотной кислотой [10], а в 2013 г. проведены лабораторные исследования по применению двух добавок НКШ-1 и ТНК-1 для строительных и тампонажных цементов, результаты которого были опубликованы в статье [11]. Было выявлено, что добавка НКШ-1 более технологична, способствует саморазогреву цементного раствора, благодаря чему подходит для использования в качестве противоморозной добавки.

В настоящее время нитрат кальция в качестве ускорителя твердения в основном используется в строительной индустрии, и самой популярной фирмой по производству этой добавки является норвежский концерн Yara Industrial, который выпускает продукт NITCAL.

Целью данной работы является исследование влияния на физико-механические показатели тампонажного цемента с применением нитрата кальция по стандарту API [12] и сравнение с наиболее часто применяемым ускорителем хлоридом кальция.

Методика исследований и результаты

Исследования проводились на базе лаборатории «Schlumberger» с использованием методов определения реологических показателей, времени загустевания, водоотделения и прочностных характеристик, опираясь на стандарт API [16] и техническое задание от Заказчика.

Для проведения эксперимента были задействованы следующие материалы:

- тампонажный цемент марок ПТЦ-50 и ПТЦ-100;
- вода водопроводная;
- добавка, улучшающая качество твердения цементного раствора, оксид кальция (CaO);
- добавка, ускоряющая твердение хлорид кальция (CaCl<sub>2</sub>);
- добавка, ускоряющая твердение нитрат кальция (Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>).

Все опыты проводились на стандартном оборудовании американской фирмы Chandler Engineering, которая является ведущим производителем оборудования для испытания тампонажных цементов в соответствии со Спецификацией Стандарта API и Стандарта ISO 10426.

При цементировании скважин прокачка цемента ведется в две стадии – это облегченный и утяжеленный цементный раствор. Исследования проводились для обоих, и, соответственно при использовании различных цементов: ПТЦ-50 и ПТЦ-100. Для сравнения были выбраны две добавки: хлорид кальция и нитрат кальция в количестве 1,5-2,5% для облегченного и 2-4% для утяжеленного цементных растворов.

**Таблица**

**Результаты испытаний облегченного цемента**

Тип раствора	CaCl <sub>2</sub> _1.5% ПТЦ-50	CaCl <sub>2</sub> _1.5% ПТЦ-100	CaCl <sub>2</sub> _2.5% ПТЦ-100	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> _1.5% ПТЦ-50	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> _1.5% ПТЦ-100	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> _2.5% ПТЦ-100
<b>Реологические показатели после кондиционирования</b>						
300	82	57	63	74	70	57
3	32	22	23	24	22	24
10 сек. гель	35	24	23	30	28	30
10 мин. гель (<60)	49	41	34	41	49	40
Pv (сР) (15-35)	16.5	19.5	19.5	12	19.5	18
Ty (lbf/100ft <sup>2</sup> ) (10-25Па)	65.5 (31Па)	37.5 (18Па)	43.5 (20.8Па)	62 (29.7Па)	50.5 (24Па)	39 (18.7Па)
<b>Время загустевания</b>						
40 Вc, ч:мин (6:00)	6:30	7:26	7:26	8:36	10:04	9:02
70 Вc, ч:мин (7:30)	8:12	8:57	9:15	9:34	12:27	10:46
100 Вc, ч:мин(9:00)	9:24	10:32	11:08	11:29	16:09	13:12
<b>Водоотделение</b>						
Свободная вода, % (не более 0.8)	0.15	0.3	0.1	0.1	0.09	0.09
<b>Прочность на сжатие</b>						
24 часа, МПа (не менее 0.8)	0.96	0.62	0.3	1.07	0.78	0.62

По результатам исследований облегченного цемента видно, что Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> соответствует стандарту, а так же техническому решению по реологическим параметрам при использовании цемента ПТЦ-100 при концентрации добавки 1,5 и 2,5 %, по отделению свободной воды (как для ПТЦ-100, так и для ПТЦ-50), а так же по прочностным показателям при концентрации 1,5% (как для ПТЦ-100, так и для ПТЦ-50).

Аналогичные испытания были проведены и с утяжеленным цементом, результаты которых так же соответствует стандарту и техническому решению по реологическим параметрам при совместном использовании расширяющей добавки СаО (известь) и при концентрациях нитрата кальция 2–4%, по отделению свободной воды для всех концентраций, по прочностным показателям при концентрации 2%. Параметру время загустевания соответствуют только растворы при концентрации нитрата кальция 3 и 4% для 70 и 100 (Берден) соответственно.

#### **Выводы**

1. Нитрат кальция может быть использован в качестве добавки ускорителя при тампонировании скважин как для облегченного так и для утяжеленного цементов.

2. Са(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> интенсивно снижает водоотделение практически до нулевого уровня при любых концентрациях.

3. Подходит по реологическим и прочностным показателям.

4. Отмечено благотворное влияние нитрата кальция при совместном использовании расширяющей добавки оксида кальция (СаО).

Для более полного представления о действии нитрата кальция на свойства цементного раствора и цементного камня, а так же использования этой добавки на практике тампонирования скважин следует изучить прочностные характеристики при более долгих сроках твердения, склонность к высолообразованию, тепловыделение и пр.

#### **Литература**

1. Додсон. Бетонная смесь. Нью-Йорк: В.Н. Рейнхольд:1990.
2. Джастнес: «Ингибиторы коррозии для бетона», Труды Международного симпозиума по прочности бетона I памяти профессора доктора Раймундо, Ривера, 12-13 мая 2005, Монтеррей, Н.Л. Мексика, с. 179-199.
3. Джастнес: «Объяснение долгосрочной прочности на сжатие бетона при использовании нитрата кальция», Труды 11-го Международного конгресса по химии цемента (ICCC), 11-16 мая 2003 года, Дурбан, Южная Африка, с.475-484.
4. Джастнес, Найгаард «Влияние нитрата кальция на связывающую способность цемента и скорость индуцированной коррозии при использовании в строительных растворах». Труды международной конференции по проблемам коррозии и защиты от коррозии стали в бетоне. Великобритания: Шеффилд; 1994. с. 491-502.
5. Авдеенко А.П., Поляков А.Е. «Коррозия и защита металлов: Краткий курс лекций». – Краматорск: ДГМА, 2003. - 104 с.
6. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б. С. «Долговечность тампонажного камня в коррозионно - активных средах». СПб. : Недра, 2005. 318 с.
7. Исследования Цемента и Бетона, «NITCAL - комплексная добавка в бетоны» // ООО Элсвиер Сайенс.- Норвегия, 1995.
8. Научно-технический отчет: «Разработка технологических параметров процессов промышленного комплекса утилизации некондиционных окислителей ракетного топлива и получения активных комплексных нитратных солей для растворов бурения нефтегазовых скважин и добавок в бетон» // Открытое акционерное общество «Красноярский машиностроительный завод» - Химзавод – фил. ОАО «Красмаш», 2012 г.
9. Неверов А.Л., Вертопрахова Л.А., Баталина Л.С., Минеев А.В. «Исследования влияния добавок комплексных нитратных солей на свойства общестроительного и тампонажного цемента». Журнал «Инженерная геология», 2013, с. 64-71.
10. Нитрат кальция NitCal – комплексная добавка для бетонов. 10.2008 «Вестник строительного комплекса» № 59.
11. Сорокин Л. А. «Разработка расширяющихся тампонажных цементов для повышения качества цементирования скважин»: автореф. дис. канд. тех. наук. М., 2005. 17 с.
12. Стандарт API -10A и 10B.

### **ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ТЕМЕ ОЧИСТКИ СТВОЛА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА**

**О.В. Муратов**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

#### **Актуальность**

Как один из самых важных аспектов очистки скважин, особенно при направленном бурении, оптимизация выноса шлама способствует увеличению проходки и снижению затрат на бурение. Накапливание шлама в нижней части скважины во время бурения может стать причиной таких проблем, как прихват бурильной колонны, увеличение вращающего момента и главное – к значительному снижению проходки, что ведет к затягиванию сроков и увеличению стоимости бурения скважин. В свою очередь вынос шлама зависит от различных факторов, включая такие параметры бурения как расход промывочной жидкости, скорость вращения бурильной колонны, угол наклона скважины и других, причем, они должны учитываться одновременно. Проблеме очистки скважин посвящено много работ отечественных и зарубежных ученых, некоторые из них будут рассмотрены и обобщены в данной статье.

### **Проведенные исследования**

Ряд исследований был проведен на экспериментальной установке в Тегеранском политехническом университете [1]. Для исследований использовались частицы плотностью 2700 кг/куб.м., размером от 2 до 8 мм, с формой в виде гранул (зерновидные частицы); расход промывочной жидкости менялся в диапазоне от 50 до 90 галлон в минуту, угол наклона от 30 до 90 градусов, скорость вращения бурильной колонны (внутренней трубы) от 30 до 70 оборотов в минуту. В результате исследований были сделаны следующие выводы:

- Зенитный угол в интервале от 45 до 60 градусов является наиболее критичным, очистка скважины с таким зенитным углом затруднена.

- Концентрация частиц в затрубном пространстве снижается при увеличении расхода за счет увеличения интенсивности завихрений турбулентного потока. Следовательно при более высоком расходе промывочной жидкости влияние размера частиц возрастает, частицы большего размера проще выносятся из затрубного пространства.

- Вынос частиц более эффективен при большей скорости вращения бурильной колонны.

Кроме экспериментов так же было выполнено моделирование с использованием вычислительной гидродинамики, при этом максимальное расхождение экспериментальных данных и данных, полученных с использованием вычислительной гидродинамики составило 5,94%, что подтверждает точность проведенных экспериментов.

В Уфимском государственном нефтяном техническом университете были проведены исследования на двух специально сконструированных установках [8]. В результате исследований были сделаны выводы о том, что угол 45 градусов является наиболее критичным для выноса шлама, также было выяснено, что повышение условной вязкости промывочной жидкости, связанное с высоким динамическим напряжением сдвига, ухудшает транспортирование шлама в эксцентричном кольцевом пространстве. Установлено, что винтовое оребрение бурильных труб позволяет существенно улучшить транспортирование шлама. Показано, что вращение гладких бурильных труб позволяет на 30-40% снизить минимально необходимый расход промывочной жидкости, предупреждающий образование осадка шлама на нижней стенке горизонтальной и наклонно направленной скважины.

Согласно исследованиям Сиффермана и Бэйкера [4], проведенным в 1992 году в Юго-Западном исследовательском центре наиболее критичным является зенитный угол в интервале от 45 до 60 градусов, при этом слои шлама могут постепенно сползать и скатываться вниз. При увеличении угла более 60 градусов шлам оседает на нижней стенке скважины, его способность скатываться вниз значительно снижается. Также был сделан вывод о влиянии размера частиц на очистку ствола. При углах близких к 90 градусам и при малых размерах частиц выбуренной породы, вращения бурильной колонны имеет огромное влияние на очистку скважины.

Исследователь Педен в 1990 году, используя оборудование университета Херриот Ватт, изучал влияние изменения угла наклона, скорости вращения бурильной колонны а также размера частиц выбуренной породы. Опыты Педена подтвердили значительное влияние вращения бурильной колонны на движение частиц выбуренной породы [6] вне зависимости от вращения бурильной колонны угол наклона 40-60 градусов был признан самым трудным для очистки скважины. Так же было установлено, что вынос частиц меньшего размера является более сложным чем частиц большего размера вне зависимости от угла наклона.

В своих работах, проведенных в 1995 году, о влиянии размера частиц выбуренной породы на очистку скважин Бассал [2] использовал частицы диаметром от 2 до 7 мм, согласно результатам этих работ перенос частиц выбуренных пород а значит и очистка скважины усложняется с уменьшением размера частиц. Влияние вращения бурильной колонны на очистку скважины от мелких частиц возрастает при углах наклона более 65 градусов, при этом влияние вязкости промывочной жидкости также возрастает.

Наиболее раннее изучение влияния угла наклона скважины на вынос выбуренных пород, было проведено Окраджи и Азаром 1985 году [5]. Показано, что угол наклона в пределах 45-55 градусов является наиболее критичным для выноса частиц выбуренной породы и, следовательно, для очистки скважины в целом.

Согласно докладу Брауна [3] очистка скважины наиболее осложнена при углах наклона в интервале от 50 до 60 градусов, такие данные он получил в результате экспериментов, проведенных в исследовательском центре Бритиш Петролеум.

Компания Дриллинг Флюидс [7] провела детальные исследования зависимости очистки ствола скважины от зенитного угла. Согласно полученным результатам осевший шлам образует «дюны» на наклонном участке ствола скважины при остановке циркуляции в следствии быстрого оседания частиц (так называемый эффект Байкота), наиболее критичным в плане очистки ствола скважины и предупреждения прихвата инструмента был признан интервал зенитного угла от 35 до 55 градусов однако экспериментальная установка не соответствовала геометрическим и кинетическим критериям подобия, что могло повлиять на результаты экспериментов.

### **Заключение**

Как было показано выше результаты проведенных исследований разнятся, это может быть объяснено в незначительной степени условиями проведения экспериментов. Но основная причина заключается в том, что на очистку ствола скважины влияют многие факторы неучтенные в проведенных экспериментов такие как реология промывочной жидкости, форма и природа используемых частиц, геометрические размеры экспериментальных установок и так далее и все эти факторы должны быть учтены одновременно. Однако большинство результатов содержат интервал от 45 до 55 градусов, таким образом данный интервал можно считать неким средним критичным в плане очистки ствола скважины.

Литература

1. Amanna B., Reza M., Movaghar K. Cuttings transport behavior in directional drilling using computational fluid dynamics (CFD) – Journal of Natural Gas Science and Engineering №34, 2016. – 670 - 679
2. Bassal, A.A. Thesis, University of Tulsa, 1996.
3. Brown, N.P.; Bern, P.A.; Weaver, A. Cleaning Deviated Holes: New Experimental and Theoretical Studies. In: SPE/ IADC Drilling Conference; 28 Feb-3 March 1989; New Orleans: USA, 1989.
4. Sifferman, T.R.; Becker, T.R. Hole cleaning in full-scale inclined wellbores. – SPE Dril. Eng., №7(2), 1992., – 115 - 120
5. Okranjini, S.S., Azar, J.J., 1985. In: SPE 14178, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, USA, Las Vegas, September, 22-25
6. Peden, J.M.; Ford,
7. J.T.; Oyeneyin, M.B. Comprehensive Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Wells Including the Effects of Rotation and Eccentricity. In: European Petroleum Conference; 21-24 Oct 1990; The Hague: Netherlands, 1990
8. Железняков Ф.И. Влияние отдельных факторов технологии бурения на механическую скорость бурения // Нефтяное хозяйство. 1979.- №1.- С. 1318.57.Зарубежный обзор. Исследования компании M-1 Drilling fluids со.
9. Хабибуллин И.А. Совершенствование процессов транспортирования выбуренной породы при бурении горизонтальных скважин – УФА: УГНТУ, 2008. – 160

**ИССЛЕДОВАНИЕ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ КОМПОНОВОК ПО ХАРАКТЕРУ ВЛИЯНИЯ НА ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ШЛАМА**

**Ф. Х. Мухаметов**

*Научный руководитель профессор Л. М. Левинсон*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

Для скважин с горизонтальными участками большой протяженности с целью улучшения показателей бурения предлагается внести изменения в компоновку бурильной колонны в горизонтальных участках. Во-первых, стальные бурильные трубы заменить на легкосплавные алюминиевые трубы. Во-вторых, вместо стальных замков предлагается применение конструкции замка-центратора-турбулизатора.

Преимущества предлагаемой компоновки бурильной колонны:

- улучшение передачи нагрузки на долото;
- сокращение времени спуско-подъемных операций и снижение энергетических затрат при подъеме бурильной колонны, за счет снижения веса бурильной колонны;
- увеличение механической скорости бурения;
- повышение степени очистки ствола скважины;
- центрирование бурильной колонны в стволе скважины;
- защита ствола скважины и уменьшение износа обсадных труб в процессе бурения и во время спускоподъемных работ, благодаря округлой форме наружной поверхности ЗЦТ;
- предупреждение и исключение осложнений при бурении (прихватаопасность) и спускоподъемных операциях (затяжки и посадки). [1]

Для обоснования эффективности применения предлагаемой компоновки было проведено исследование и сравнительный анализ различных компоновок по характеру влияния на транспортирование шлама, с помощью компьютерного моделирования и визуализации процесса турбулизации потока в программе SolidWorks Flow Simulation. Все элементы компоновки представлены на рисунке 1. Были составлены три различные компоновки (рис. 2), которые в дальнейшем сравнивались между собой.

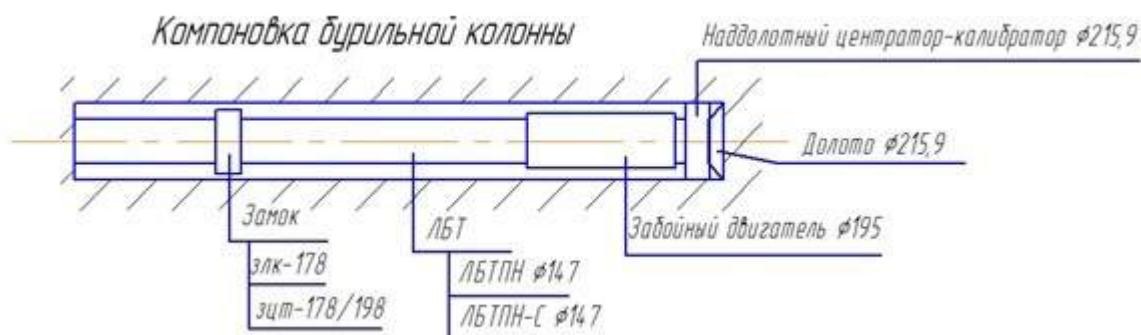
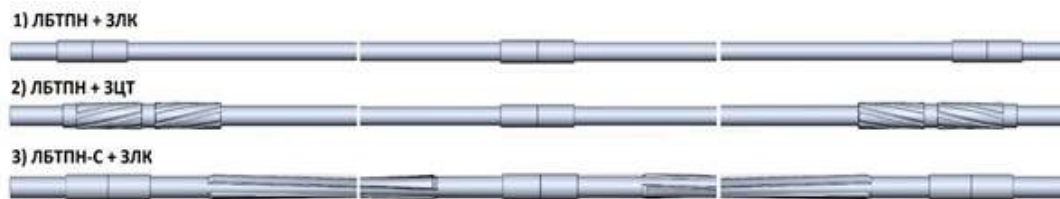


Рис. 1. Элементы компоновки бурильной колонны



**Рис. 2. Варианты компоновок бурильной колонны**

По результатам исследований (табл. 1) был проведен сравнительный анализ, из которого можно сделать следующие выводы: ЛБТПН+ЗЦТ имеет наименьший эксцентриситет, следовательно лучшее центрирование бурильной колонны, наибольшие значения интенсивности турбулентности, по сравнению с другими компоновками. Однако у ЛБТПНС+ЗЛК наибольшие значения турбулентной длины и турбулентной энергии. Процесс транспортирования шлама у ЗЦТ происходит периодически с большой интенсивностью, в то время как у ЛБТПНС происходит постоянно, но с меньшей интенсивностью.

**Таблица 1**

**Результаты исследования компоновок по характеру влияния на транспортирование шлама**

Компоновка	ЛБТПН+ЗЛК	ЛБТПНС+ЗЛК	ЛБТПН+ЗЦТ
Эксцентриситет бурильной колонны, мм	21	21	11
Скорость в нижней части скважины, м/с	0,21	-	0,56
Перепад давлений, Па	3158	5157	6858
Турбулентная длина, м	0,00426	0,0099	0,00738
Интенсивность турбулентности, %	46,67	162,47	202,375
Турбулентная энергия, Дж/кг	0,217	0,1206	0,0746

По результатам, полученным в исследовании спирально-ребренных труб на физической модели [2], и по результатам полученным, с помощью компьютерного моделирования и визуализации процесса турбулизации потока в программе SolidWorks Flow Simulation (табл. 1) был проведен сравнительный анализ по влиянию компоновки на совершенствование процесса транспортирования шлама, где в качестве сравнительного параметра был выбран расход, при котором не происходит оседания частиц шлама, так называемый незаиливающий расход ( $Q_{min}$ ). Результаты представлены на рисунке 3.

Компоновка	$Q_{min}$ без вращения	$Q_{min}$ с вращением
	n=0 об/с	n=2 об/с
ЛБТПН + ЗЛК	8	5
ЛБТПН-С + ЗЛК	5	2
	38%	60%
ЛБТПН + ЗЦТ	6	3,5
	24%	30%

**Рис. 3. Результаты сравнительного анализа по влиянию компоновки на совершенствование процесса транспортирования шлама**

Таким образом, ЗЦТ и ЛБТПН-С позволяют уменьшить незаиливающий расход как при вращении бурильной колонны на 30% и 60%, соответственно, так и без вращения на 24% и 38%, соответственно. Следовательно, ЛБТПН-С более эффективны, по сравнению с ЗЦТ, однако рациональность применения ЗЦТ можно обосновать с экономической точки зрения.

#### Литература

1. Мухаметов Ф. Х., Левинсон Л. М., Д. Р. Ризванов // Совершенствование элементов компоновки бурильной колонны для бурения горизонтального участка скважин // Материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых учёных «Актуальные проблемы науки и техники-2015» Том I, Уфа, 2015 г. – с. 83-85
2. Хабибуллин И.А. // Совершенствование процессов транспортирования выбуренной породы при бурении горизонтальных скважин // Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. - УГНТУ, Уфа - 2008 г.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРАВЛИКО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕНТРАТОРА С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ ЦЕНТРИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

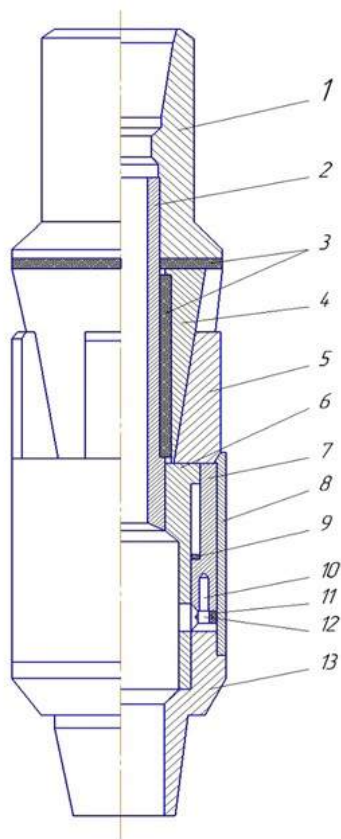
Ф. Х. Мухаметов, Д. Р. Ризванов

Научный руководитель профессор Л. М. Левинсон

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления, т.е. искривляются. Искривление скважин осложняет процесс бурения: затрудняются СПО в искривленных скважинах, повышается износ бурильных труб, снижается производительность бурения. Поэтому сохранение заданного направления скважины – одно из основных критериев, предусматривающих качество разведочного бурения и геологической документации. При бурении скважин необходимо принимать меры, предупреждающие или уменьшающие искривление скважины.

Одним из способов, предупреждающих самопроизвольное искривление скважин, является применение центраторов. Существуют различные типы центраторов, которые классифицируются по принципу действия и по конструктивному исполнению. Основное условие эффективного управления траекторией долота – обеспечение минимального зазора между наружным диаметром центратора и стенкой скважины. Необходимо исключить либо значительно уменьшить износ рабочих элементов во время бурения и добиться полноразмерности центраторов в процессе работы долота. В значительной мере этим требованиям отвечают центраторы с изменяемой геометрией центрирующих элементов.



В 70-е годы прошлого столетия на кафедре бурения УНИ (УГНТУ) были разработаны гидравлично-механические центраторы с изменяемой геометрией центрирующих элементов. Они усиленно прошли промышленные испытания. Особенностью данного центратора является то, что он имеет два положения: транспортное и рабочее. В транспортном положении его диаметр равен диаметру забойного двигателя, в рабочем – диаметру скважины. Однако, эти центраторы имели конструктивные недостатки – центрирующие элементы вращались вместе с бурильной колонной, что приводило к их быстрому износу, а также значительно снижало крутящий момент на долоте [1].

В связи с вышеизложенным, нами разработана конструкция центратора гидравлично-механического с вращающимися центрирующими элементами (рис. 1) для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, преимуществом которого является то, что центрирующие элементы (плашки) центратора неподвижны относительно скважины (обсадной колонны) и совершают только поступательные движения, что позволяет уменьшить износ рабочих элементов центратора и уменьшить потери крутящего момента. Эти задачи решаются путем установки подшипников скольжения (полимерный материал с низким коэффициентом трения) между муфтой (1) и конусом (4), также между полым штоком (2) и конусом.

**Рис. 1. Центратор гидравлично-механический с вращающимися центрирующими элементами: 1-муфта; 2- полый шток; 3 -подшипник скольжения; 4 - конус; 5 - плашки; 6 - переводник с отверстиями; 7 - поршень-толкатель; 8 - цилиндр; 9 - резиновое кольцо; 10 - винт; 11 - манжета; 12 - стальное нажимное кольцо; 13 - баишмак**

Центратор работает следующим образом. С началом промывки промывочная жидкость создает давление на поршень-толкатель (7), который в свою очередь выталкивает плашки (5) вдоль конуса (4). После окончания бурения, буровые насосы останавливаются, циркуляция жидкости по бурильной колонне прекращается, перепад давления под поршнем исчезает. При отрыве инструмента от забоя, плашки начнут двигаться вниз по конусу за счет трения о стенки скважины, тем самым заталкивая поршень обратно в цилиндр (8), диаметр центратора при этом уменьшается.

Таким образом, были детально изучены конструкция и принцип работы центратора гидравлично-механического с изменяемой геометрией центрирующих элементов для бурения наклонно-направленных скважин; в связи с установленным недостатком приведенной конструкции центратора, который заключается в износе рабочих элементов центратора, нами разработана вращающаяся часть, позволяющая избежать износ рабочих элементов обсадную колонну, уменьшения крутящего момента, износа обсадной колонны, уменьшение износа бурильных труб, увеличение выноса шлама.

### Литература

1. Мавлютов М.Р., Левинсон Л.М., Радионова С.В. // Патент 2151853 // Центратор бурильного инструмент

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЁМА ОСАДКА БУРОВОГО РАСТВОРА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ  
В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА ТАЛНАХСКОМ РУДНОМ УЗЛЕ**

**А.А. Неверов**

*Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных  
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия*

По договору возмездного оказания услуг между ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» и ООО «Норильскгеология» «Научно-методическое и технологическое сопровождение бурения скважин в сложных горно-геологических условиях» в соответствии с календарным планом проводились производственные исследования и испытания разработанных рецептов промывочных жидкостей для бурения комплексами КССК и ССК в сложных горно-геологических условиях на объектах заказчика (полимер-силикатных и полимер-солевых промывочных жидкостей) [2–4].

В процессе производственных испытаний буровых растворов дополнительно оценивалась выносная способность – количество осадка бурового раствора, поступающего в отстойники на буровом агрегате и возможность его повторного использования в качестве добавки в буровой раствор для бурения. Необходимо отметить, что рабочие емкости и отстойники расположены под полом буровой установки, поэтому при бурении глубоких скважин буровые растворы не очищают техническими средствами, а осаждение осадка происходит естественным путем.

На практике установлено, что при объемной доле шлама, превышающей 5 %, происходят затажки или прихват бурильной колонны, если по каким-либо причинам прекращается циркуляция [1]. Поэтому в лаборатории промывочных жидкостей проводили исследования влияния добавок тонкоизмельченной горной породы на изменение плотности полимерных растворов. В наших экспериментах брали вышеуказанное количество шлама, размер которого хорошо согласуется по данным В.П. Рожкова с размером частиц разрушенной породы, образующейся при бурении импрегнированными алмазными коронками. В качестве добавки использовали молотую медно-свинцово-цинковую руду (Cu-Pb-Zn руда, 95 % кл. – 0.074 мм). В табл. 1 представлены результаты лабораторных исследований.

*Таблица 1*

*Плотность буровых растворов с добавками медно-свинцово-цинковой руды  
(Cu-Pb-Zn руда, 95 % кл. – 0.074 мм), 5 масс. %*

№ п/п	Гаммаксан, масс. %	LV, масс. %	Соль, масс. %	г	г	г
1	0,2	0,2	-	1,03	1,010	1,045
2	0,2	0,2	NaCl, 5	1,06	1,060	1,070
3	0,25	0,2	-	1,03	1,030	1,035
4.	0,25	0,2	NaCl, 9	1,10	1,100	1,105
5	0,25	0,3	-	1,03	1,030	1,040
6	0,25	0,3	NaCl, 13	1,12	1,120	1,131
7	0,3	0,5	-	1,04	1,040	1,040

Примечание: в дистиллированную воду засыпали при перемешивании расчетное количество полимеров, после полного растворения добавляли поваренную соль (NaCl) и шлам (Cu-Pb-Zn руда, 95 % кл. – 0.074 мм). Измеряли плотность свежеприготовленной смеси (*r* №1) на рычажных весах фирмы OFITE, выдерживали в состоянии покоя 24 часа и измеряли плотность верхней части смеси (*r* №2) и нижней (*r* №3). LV – низковязкая полианионная целлюлоза.

Анализ лабораторных данных, представленных в табл. 1, показывает, что добавка шлама в количестве 5 масс. % к полимерному раствору приводит к увеличению плотности раствора на 0,03-0,04 г/см<sup>3</sup>. Во всех растворах (кроме рецепта № 7) наблюдалось частичное осаждение шлама, что объясняется низкими значениями вязкости и статического напряжения сдвига. Варьирование количеством соли и, соответственно, начальной плотностью раствора не позволяет полностью удерживать шлам во взвешенном состоянии. Плотность горных пород при бурении скважин составляет 2,5-2,7 г/см<sup>3</sup>, что, соответственно, превышает плотность раствора в 2,27-2,45 раза при условии, что добавляем не менее 10-15 масс. % поваренной соли.

В результате производственных исследований установлено следующее:

1. По результатам производственных наблюдений установлено, что при бурении контрольных скважин происходит поглощение 50 % промывочной жидкости.
2. Для уточнения вещественного состава осадочных горных пород были отобраны 29 образцов керна базальта, аргиллита и хлорита с 6 скважин (РТ-4, РТ-20, РТ-103, СФ-6, СФ-12, СФ-14), глубина отбора 50-1700 м. Исследование вещественного состава и строения пород моронговской, надеждиной, хаканчанской, разведочнинской свиты и тунгусской серии представлено в работах [2, 5], а аналитические исследования образцов горных пород с исследуемых скважин проводили в КНИЦ СО РАН и Институте горного дела, геологии и геотехнологий СФУ [3].
3. По данным ООО «Норильскгеология» по проведению ГРП, усредненный объем буровых работ с применением промывочных жидкостей составляет 62000 погонных метров.
4. Расчетное количество осадка бурового раствора (по расчетам специалистов предприятия), с учетом

коэффициента поглощения ( $K_n$ ) ориентировочно составляет 248 000 кг/год.

5. Бурение геологоразведочных скважин производится с применением буровых комплексов (КССК, ССК) и разрушение горной породы осуществляется алмазным импрегнированным породоразрушающим инструментом.

6. Для определения количества и гранулометрического размера осадка бурового раствора были отобраны 49 проб буровых растворов со скважин РТ-4, РТ-20, РТ-103, СФ-6, СФ-12, СФ-14 и привезены в СФУ для проведения исследований.

7. Определение гранулометрического состава осадка бурового раствора (далее по тексту – шлам) проводили на лазерном анализаторе FRITSCH ANALYSETTE 22 MicroTec PLUS, фирмы Fritsch, (Германия), который позволяет определять частицы в жидкой среде и распределять их по размерам от 80 нм до 2 мм. В результате выполненных анализов установили, что размер частиц шлама находится в диапазоне 0,02-0,075 мм (20-75 мкм). Нижняя граница соответствует размеру глинистых частиц, которые переходят в раствор, и в этом случае получается естественный буровой раствор с низким содержанием твердой фазы. Крупные частицы осаждаются на дно отстойников [4].

8. Количество твердой фазы определяли по методике, изложенной в международном стандарте ISO 10414-1. В результате исследований установлено, что в 1000 литрах раствора содержится в среднем 40 кг твердых частиц.

9. Естественный буровой раствор обрабатывается биополимерными реагентами и используется для бурения глубоких геологоразведочных скважин.

10. Комплексные исследования, проведенные в лаборатории промывочных жидкостей, подтверждают правомочность использования естественных буровых растворов, обработанных полимерными реагентами для бурения скважин в т. ч. в сложных горно-геологических условиях [4].

11. Полученные за счет наработки коллоидной фазы буровые растворы находятся в равновесии с горными породами за счет естественного солевого баланса, поэтому полностью заменять буровой раствор на свежеприготовленный не рекомендуется.

12. При бурении скважин глубиной более 1000 метров (интервал от 1000 до 1700 м) критерием для частичного обновления бурового раствора может служить плотность бурового раствора.

13. При увеличении плотности бурового раствора на 0,03-0,04 г/см<sup>3</sup> необходимо частично проводить замену посредством слива рабочей емкости.

14. Перед запуском насоса необходимо вращать бурильную колонну на низких оборотах (100-150 об/мин) в течение 3-5 минут на весу без разрушения горных пород.

15. Промывку скважины следует начинать с пониженного количества (20–30 л/мин) до появления раствора на устье скважины, после этого перейти на рабочую производительность.

#### Литература

1. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
2. Неверов А.Л., Рожков В.П., Самородский П.Н., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Исследование и разработка промывочных жидкостей для бурения комплексами КССК на Талнахском рудном узле // Известия сибирского отделения секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014 – № 3(46). – С. 61–73.
3. Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Исследование влияния растворов солей на гидратацию глинистых минералов при бурении скважин на примере Талнахского рудного узла // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 103–116.
4. Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Матвеев А.Л., Юрьев П.О. Исследование влияния тонкодисперсного шлама на свойства буровых промывочных жидкостей при бурении скважин комплексами со съёмными керноприемниками на Талнахском рудном узле // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 8. – С. 110–119
5. Нескормных В.В., Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Анализ горно-геологических условий бурения глубоких скважин на Талнахском рудном узле // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 100–110.



**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ  
С ДОБАВКАМИ ПОЛИМЕРОВ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА  
ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН**

**А.А. Неверов, К.П. Волинская, А.Н. Черепова**

**Научный руководитель доцент А.Л. Неверов**

**Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия**

В работе [3] представлены аналитические исследования геологического материала Талнахского рудного узла, которые показали, что неустойчивость стенок скважин связана со специфическим минеральным составом материала, заполняющего трещины рудных зон и слагающих стенки скважин в осадочных толщах.

По заданию ООО «Норильскгеология» были проведены лабораторные исследования буровых растворов, содержащих силикат натрия, разработана технология приготовления растворов с добавками крахмала. Добавление жидкого стекла от 40 мл/л раствора благоприятно сказывается на сохранности хлоритовых образцов. На поверхности образца образуется нерастворимая силикатная пленка, которая препятствует гидратации образца. Визуальный осмотр показал, что фильтрат не проникает внутрь образца, что свидетельствует о взаимодействии силиката с катионами, в результате наблюдается естественная силикатизация хлоритов и монтмориллонита. Применение модифицированного крахмала позволяет контролировать фильтрационные потери совместно с жидким стеклом. Проявляется синергизм при содержании жидкого стекла от 80 до 100 мл/л раствора. Силикат натрия, как показали наши исследования, характеризуется отличной кольматирующей способностью, а хлорид натрия работает как ионный насос, засасывая в глинистую породу воду, что впоследствии приводит к повышению подвижности пород и осыпанию стенок скважины [2].

По предложению начальника производственного отдела ООО «Норильскгеология» Д.Д. Каратаева в лаборатории промысловых жидкостей СФУ были проведены сравнительные исследования импортных и отечественных реагентов с целью возможного применения при бурении глубоких скважин комплексами снарядов со съёмными керноприемниками (КССК) на Талнахском рудном узле (химические реагенты были привезены с ООО «Норильскгеология»).

**Методика проведения эксперимента**

В дистиллированную воду при перемешивании добавляли расчетное количество полимерных реагентов и перемешивали до полного растворения, далее засыпали соль или заливали жидкое стекло. Параметры буровых растворов определяли по методике изложенной в ISO 10414 – 1 – 2008 на оборудовании фирмы OFITE (США) в аккредитованной лаборатории буровых промысловых жидкостей института Нефти и газа Сибирского федерального университета (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.518980 от 27 апреля 2012 года). После измерения основных параметров в исследуемые растворы погружали таблетки из монтмориллонитовой глины Таганского месторождения, спрессованные под давлением 41,37 МПа на компакторе фирмы OFITE (США).

После выдерживания таблеток в растворах 24 – 72 часа проводили визуальный осмотр, после этого целые таблетки разрезали и фиксировали глубину проникновения фильтрата. Концентрация солей рассчитывалась исходя из ранее полученных результатов по оптимальной плотности буровых растворов. По данным А.М. Яковлева и Б.Б. Кудряшова [1] расчетная плотность буровых растворов, необходимая для поддержания устойчивости стенок скважин на Талнахском рудном узле составляет 1,03 г/см<sup>3</sup>, что соответствует 5 % содержанию поваренной соли в буровом растворе. Для сравнения брали соли хлористого калия и хлористого аммония в эквивалентных количествах.

Глинистые таблетки фотографировали до и после выдерживания в буровых растворах. В данной статье невозможно представить фотоматериал, но мы готовы предоставить, заинтересованным в нашей работе специалистам.

Для приготовления буровых растворов использовали следующие отечественные химические реагенты: «Гаммаксан» – ксантановый биополимер, ТУ 2458-002-50635131-2003, низковязкая полианионная целлюлоза «Оснопак-н» ТУ 2231-001-70896713-2004, «Амилор Р-120» и «Амилор Р-121» водорастворимый модифицированный крахмал (ТУ 9187-105-00334735-06), производства компании «Миррико»; силикат натрия (плотность – 1,33–1,45 г/см<sup>3</sup>), хлористые натрий, калий и аммоний, оксид магния.

Химические реагенты компании MI SWACO, Schlumberger Company: «POLY-SAL» - крахмал высокого качества, используется для контроля фильтрации и стабильности реологических параметров во всех типах буровых растворов на водной основе; «PLATINUM PAC» - полианионная целлюлоза; «FLOTROL» - крахмал, производная для контроля фильтрации буровых растворов, обеспечивает синергический эффект с ксантановыми смолами; «THRUTROL» - специально модифицированные производные крахмала, используется в промысловых жидкостях на водной основе; «HIBTROL EHV» - одна из последних разработок компании M-I Drilling Fluids, уникальный полимер целлюлозы нового поколения, активированный ионами алюминия.

**Основные выводы по результатам экспериментальных исследований**

1. При добавлении химических реагентов MI SWACO, Schlumberger Company к растворам, содержащим ксантан, наблюдается синергический эффект, положительно влияющий на устойчивость глинистых горных пород; 2. Крахмальные реагенты серии «Амилор» добавлять в биополимерные растворы нецелесообразно;

3. При добавлении в раствор крахмальных реагентов «FLOTROL» или «THRUTROL» (2мас.%) совместно с гаммаксаном (0,2мас.%) и силикатом натрия (50 мл/1000мл) обеспечивается сохранность образцов с образованием на поверхности тонкой непроницаемой корки; реологические параметры удовлетворяют требованиям,

предъявляемым к промывочным жидкостям для бурения скважин комплексами КССК-76;

4. Набухание глинистой таблетки в течение 24 часов в растворах с добавлением «POLY – SAL» составило порядка 30-32 %, сохранность образца удовлетворительная, разрывы отсутствуют.

5. « PLATINUM PAC» в сочетании с гаммаксаном и силикатом натрия не уступает по крепящим свойствам крахмальным реагентам;

5. Крахмальные реагенты типа «AMILOR-120» и «AMILOR-121» в сочетании с гаммаксаном и силикатом натрия не позволили обеспечить устойчивость глинистых образцов, поэтому на наш взгляд реагенты нецелесообразно применять для приготовления буровых растворов для бурения комплексами КССК-76;

7. Силикат натрия (100 мл/1000мл) в сочетании с гаммаксаном (0,3 мас.%) и «Оснопак-н» (0,5–1 мас.%) оказывает крепящее действие на глинистые образцы; на срезе видно, что вода практически не проникает внутрь образца; минимальная концентрация силиката натрия при которой ранее отмечали аналогичное явление составило 80 мл/1000 мл раствора; необходимо отметить, что такая концентрация работает в сочетании с модифицированным крахмалом производства MI SWACO, Schlumberger Company;

8. Добавление соли вместо жидкого стекла приводит к разрушению образцов на крупные агрегаты; образцы находились в растворе 44 часа; это можно объяснить влиянием ионов солей на подвижность молекул воды; ионы  $K^+$ ,  $Cl^-$ ,  $NH_4^+$  ускоряют подвижность молекул воды, что способствует более быстрому проникновению в микропоры и микротрещины и как следствие приводит к разрушению глинистых образцов.

9. Варьирование концентрацией гаммаксана от 0,3 до 0,5 мас. % при добавке «Оснопак-н» 0,5 мас.% и поваренной соли 5 мас.% не меняет ранее отмеченного эффекта – проникновения молекул воды в микропоры и микротрещины образцов и разделения на крупные агрегаты;

10. Добавление 50 мл/1000 мл силиката натрия в сочетании с гаммаксаном (0,2 - 0,5 мас.%) и «Оснопак-н» (0,5 мас.%) не обеспечивает сохранности образца; недостаточное количество жидкого стекла приводит только к частичному эффекту силикатизации;

11. Недостаточное количество силиката натрия (50 мл/1000 мл) приводит к тому, что через 48 часов давление набухания преодолевает крепящее действие силиката и образец начинает разрушаться. Иллюстрация влияния времени нахождения образца в растворе;

12. При добавлении к растворам, содержащим в своем составе ксантан и крахмал, силиката натрия в количестве 100 мл/1000 мл глинистые таблетки не разрушались в течение длительного времени (более 72 часов);

15. При добавлении простых солей к растворам полимеров отмечали разрушение образцов в течение первых 24 часов;

16. При повторном погружении разрушенных образцов в дистиллированную воду отмечалось следующее: после взаимодействия с солями хлористого калия и аммония глинистые образцы не набухали в воде, а после взаимодействия с поваренной солью наблюдалось неограниченное набухание в пресной воде;

17. При повторном погружении образцов, обработанных силикатом натрия, в дистиллированную воду наблюдалось неограниченное набухание, поэтому при применении жидкого стекла необходимо поддерживать расчетную концентрацию при бурении по глинистым горным породам.

#### Заключение

При добавлении силиката натрия к раствору, содержащему в своем составе соль натрия, калия или аммония от 6 мас.% и более начинает образовываться гелевая структура, что приводит к нейтрализации соли и силиката. Поэтому концентрация соли не должна превышать 5 мас.%. Для бурения по глинистым горным породам рекомендуем применять соли хлористого калия или хлористого аммония. Количество добавляемых солей  $kg/m^3$  раствора:  $KCl - 63,4$ ;  $NH_4Cl - 45,7$ . Расчетное количество позволяет получать растворы с плотностью  $1030 kg/m^3$ .

Параметр статическое напряжение сдвига раствора контролируется биополимером ксантанового типа, поэтому концентрация должна быть не менее 0,25 мас.%. Низковязкая полианионная целлюлоза не влияет на структуру раствора, а увеличивает пластическую вязкость. В этом и проявляется синергетический эффект. Критерием осаждения или нахождения шлама во взвеси может служить перелив раствора при отрыве инструмента от забоя для извлечения керноприемной трубы или наращивания бурильной трубы. Если наблюдается «перелив» то это свидетельствует об осаждении шлама и его накоплении в нижней части скважины. В конечном итоге это может привести к прихвату инструмента, а повышенные давления приводят к нарушению целостности изношенных бурильных труб и как следствие к аварийным ситуациям.

#### Литература

1. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
2. Неверов А.Л., Рожков В.П., Самородский П.Н., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Исследование и разработка промывочных жидкостей для бурения комплексами КССК на Талнахском рудном узле // Известия сибирского отделения секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014 – № 3(46). – С. 61–73.
3. Нескоромных В.В., Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Анализ горно-геологических условий бурения глубоких скважин на Талнахском рудном узле // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 100 – 110.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ  
НА ОТКЛОНЯЮЩИЕ ПЕДАЛИ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ  
ТИПА PUSH-THE-BIT, ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ  
СМАЗОЧНОЙ ДОБАВКИ БУРОВОГО РАСТВОРА**

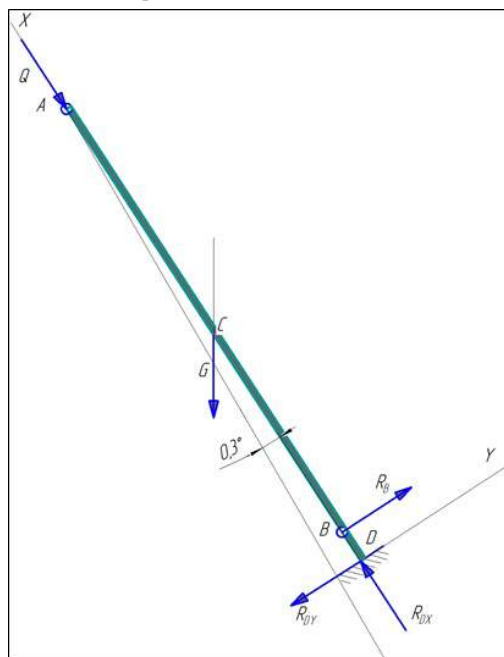
Д.И. Новосельцев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из ключевых недостатков роторных управляемых систем (РУС) является ее высокая стоимость. В связи с этим особенно остро стоит задача исключения отказов и поломок системы, потери в скважине сборочных частей. Известно, что в роторной управляемой системе типа push-the-bit, наибольшая механическая нагрузка приходится на отклоняющий модуль (bias unit). Рабочим органом модуля являются отклоняющие педали, выдвигаемые за счет энергии бурового раствора. Ранее автором уже рассматривались нагрузки, действующие на отклоняющие педали, с точки зрения теоретической механики [1].

Вкратце, суть предложенной автором методики такова. Роторная управляемая система представлена в виде абсолютно упругого стержня, действие бурового раствора и вращения учтено в виде изменения силы трения. На рис. 1 представлена схема модели на интервале наклонного ствола.



**Рис. 1. Схема распределения сил, действующих на РУС**

Осевая нагрузка, действующая на РУС, представлена в виде силы  $Q$ , направленной вдоль стержня. Вес самой системы обозначен как сила  $G$ , приложенная в середине стержня (точка  $C$ ) вертикально вниз. Забой скважины обозначен точкой  $D$ , возникающая в ней реактивная сила, не известная ни по модулю, ни по направлению, представлена в виде двух составляющих  $R_{DX}$  и  $R_{DY}$ . Начало осей координат в точке  $D$ , оси  $X$  и  $Y$  направлены по неизвестным составляющим  $R_{DX}$  и  $R_{DY}$  силы реакции. Отклоняющая педаль представлена в виде опоры  $B$ , возникающая реакция  $R_B$  равна искомой нагрузке на педаль. При этом считается, что педаль выдвинута на максимальное расстояние  $\frac{3}{4}$  дюйма, обеспечивая отклонение  $0,3^\circ$ .

Для нахождения реакций составим уравнения проекций на оси  $X$  и  $Y$  и уравнение моментов в точке  $D$ .

$$\Sigma F_X = Q + G \cdot \cos(\theta + 0,3)^\circ - R_{DX} = 0 \quad (1)$$

$$\Sigma F_Y = -G \cdot \sin(\theta + 0,3)^\circ + R_B - R_{DY} = 0 \quad (2)$$

$$\Sigma F_{MD} = -G \cdot \frac{AD}{2} \cdot \sin(\theta + 0,3)^\circ + R_B \cdot BD = 0 \quad (3)$$

Из уравнения (3) определена реакция  $R_B$ , из уравнений (1) и (2) реакции  $R_{DX}$  и  $R_{DY}$ . Для проверки расчета использовано уравнение моментов в точке  $A$ .

$$\Sigma F_{MA} = G \cdot \frac{AD}{2} \cdot \sin(\theta + 0,3)^\circ - R_B \cdot AB + R_{AY} \cdot AD = 0 \quad (4)$$

На основании полученных данных составлен график изменения нагрузки на отклоняющую педаль в зависимости от величины зенитного угла.

Для горизонтального и восстающего участков модель меняется, так как нагрузка перераспределяется между опорами. Формулы нахождения реакции опоры аналогичны первому случаю.

Отдельно рассчитано влияние осевой нагрузки на отклоняющий модуль. Известно, что для сдвига объекта, прижатого к поверхности, необходимо приложить усилие большее или равное силе трения. Таким образом, окончательная нагрузка на лопадки РУС определяется как сумма нагрузки, рассчитанной выше и силы трения. На основании полученных данных, составлен график изменения нагрузки на отклоняющую педаль в зависимости от величины осевой нагрузки. График представлен на рис. 2.

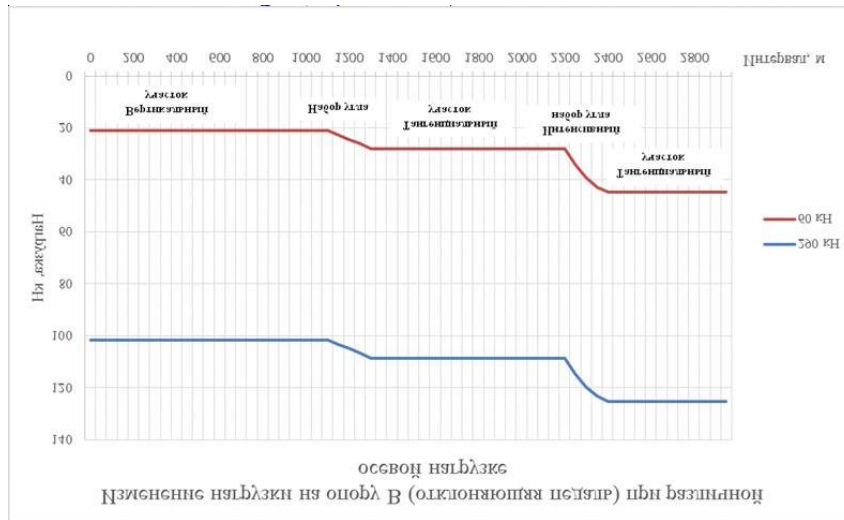


Рис. 2. Зависимость нагрузки на лопадки РУС от величины осевой нагрузки

Анализ графика демонстрирует определяющую роль осевой нагрузки в формировании усилия, действующего на отклоняющие лопадки, однако, следует отметить значительный рост нагрузок на участках интенсивного искривления. Это объясняется возрастанием силы реакции опоры с увеличением зенитного угла.

В дальнейшем, был проведен расчет независимым методом (с помощью ПО «Проектирование бурения» 12.8, ООО «Бурсофтпроект») изгибающих напряжений для профиля скважины с горизонтальным участком. Глубина скважины – 3443м по стволу, длина горизонтального участка – 250м, максимальный зенитный угол – 85 град. Расчет проведен для горизонтального участка с изменением осевой нагрузки от 6 до 20т, с шагом 1т.

На рис. 3 представлен график напряжения изгиба для нижней части компоновки низа буровой колонны (КНБК) при осевой нагрузке – 8т.

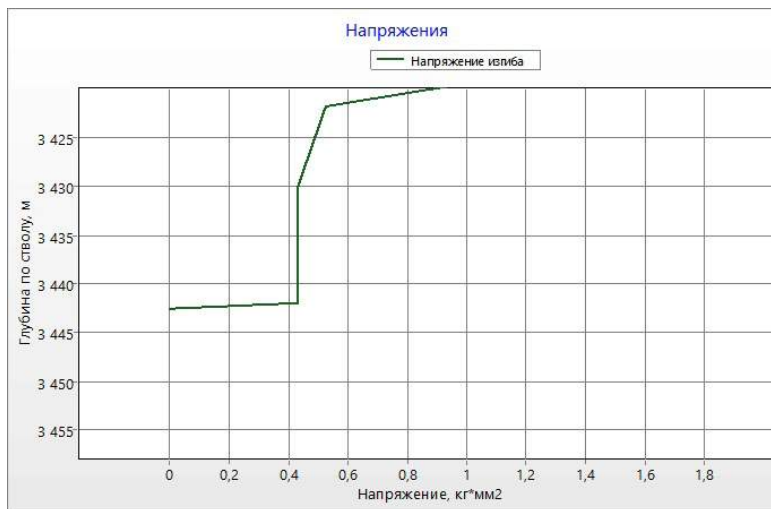


Рис. 3. График напряжения изгиба для нижней части КНБК при осевой нагрузке 8 тонн

В целом, полученные значения совпадают с рассчитанными по методике, предложенной автором. Таким образом, методику можно считать косвенно подтвержденной независимым методом.

Кроме того, проведен расчет нагрузки на отклоняющую педаль с меняющимся значением коэффициента трения, в зависимости от концентрации смазывающей добавки в буровом растворе. Взяты параметры рассчитанной выше КНБК для горизонтального участка. Для примера взят реагент «LUBRIOL» – смазочная добавка для буровых растворов. Рекомендуемая изготовителем концентрация составляет 0,4-1,2%, способность снижать коэффициент трения – до 0,04. Расчет проведен с изменением концентрации добавки в диапазоне рекомендуемых производителем значений, с шагом 0,2%. Результаты приведены в табл. 2.

**Таблица 2**

**Расчет нагрузки на опору при различной концентрации смазывающей добавки**

Концентрация, %	Коэффициент трения, Ктр	Сила трения, кН	Зенитный угол $\theta$	Нагрузка на опору, кН
0,4	0,25	20	85	44,02608
0,6	0,19	15,2	85	39,22608
0,8	0,14	11,2	85	35,22608
1	0,08	6,4	85	30,42608
1,2	0,04	3,2	85	27,22608

Автору неизвестны значения предельно допустимых нагрузок для отклоняющих лопаток данного типа РУС. Однако, данная методика применима для рекомендаций по подбору оптимальных значений концентрации смазывающей добавки, исходя из соображений снижения нагрузки на отклоняющий модуль.

#### Литература

- Новосельцев Д.И. Анализ нагрузок, действующих на отклоняющие педали роторных управляемых систем типа push-the-bit в наклонном стволе скважины // Труды Международной научно-технической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях», Донецк. – 2016.
- Паспорт качества на добавку смазывающую «LUBRIOL».
- Техническая характеристика PowerDrive X5 675 [Электронный ресурс]: официальный сайт фирмы Schlumberger: <http://www.slb.com/powerdrive>.
- Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени // Естественные и технические науки. – 2014. – №1/2. – С.36-39.
- Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С.54-55.
- Заикин И.П., Панков М.В., Исмаилов Н.А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С.2-4.
- Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть. – 2012. – №9. – С. 36-41.
- Kelly K. Rotary steerables. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA. – 2012. - №6. – P. 44-46.
- Matheus J., Ignova M., Hornblower P. A hybrid approach to closed-loop directional drilling control using rotary steerable systems // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 May, Maracaibo, Venezuela. – P. 84-89.

#### **БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ**

**Н.В. Понамарёв, А.М. Цатрян**

*Научный руководитель доцент Ю.М. Рыбальченко*

**Южно-Российский государственный политехнический университет имени М. И. Платова,  
г. Новочеркасск, Россия**

Последние годы характеризуются активными исследованиями по разработке и созданию новых систем промывочных жидкостей, которые могут обеспечивать требуемые технологические свойства при бурении скважин в осложненных условиях.

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная буровая колонна вдавливаются в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между буровой колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. Такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если буровая колонна долго остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Дифференциальный прихват может произойти только в интервале проницаемого пласта. Прихват внутри обсадной колонны невозможен за исключением тех случаев, когда в ней появились каналы жидкости, например, перфорационные отверстия или негерметичности вследствие износа. Проницаемые пласты могут быть сложены, например, песчаниками и трещиноватыми породами. Возможен прихват в интервале глинистых пород, если они

рассечены трещинами и проницаемы. Иногда прихваты возникают в обсадной колонне, в интервале перфорации или в местах потери герметичности вследствие внутреннего износа. Если в разрезе нет проницаемого пласта, то не будет фильтрационной корки и дифференциального давления.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Фильтрационная корка представляет собой «засоренный слив», через который протекает фильтрат бурового раствора. Поэтому проницаемость пласта должна быть лишь такой, чтобы обеспечить отток фильтрата от фильтрационной корки. Таким образом, нужно больше беспокоиться о проницаемости фильтрационной корки, чем о проницаемости пласта. Неконсолидированные пласты обычно имеют более высокую проницаемость, и на их поверхности образуется более проницаемая фильтрационная корка, чем на консолидированных пластах. Чем выше проницаемость, тем больше опасность возникновения дифференциального прихвата. Однако проницаемость способствует возникновению дифференциального прихвата в меньшей степени, чем некоторые другие факторы.

Принцип ликвидации дифференциального прихвата заключается в снижении градиента (перепада) давления на стенку скважины в направлении проницаемого пласта путем разупрочнения и разрыхления фильтрационной корки, находящейся в зоне дифференциального прихвата. Наиболее эффективный способ заключается в проникновении антиприхватной жидкости сквозь фильтрационную корку бурового раствора путем растрескивания, что позволяет сделать ее малопроницаемой за счет образования в ней каналов большого диаметра и, как следствие, увеличения фильтрации жидкости в зоне прихвата. По образовавшимся каналам углеводородная жидкость поступает из скважины в поры пласта и снижает перепад давления в системе «скважина – пласт», что приводит к «освобождению» от дифференциального прихвата. Для ускорения растрескивания и фильтрации антиприхватной жидкости необходимы специальные поверхностно-активные добавки, позволяющие облегчить проникновение углеводородного носителя через фильтрационную корку.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (Новочеркасский политехнический институт) предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, предназначенный для бурения нефтегазовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины.

Данный раствор для бурения скважин включает в себя полианионную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, дополнительно содержит мраморную крошку, отходы растительного масла, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11, сульфонол при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка – 5-10, полианионная целлюлоза – 2-10, сульфонол – 2-5, хлористый калий – 2-5, метилсиликонат калия – 1-4, ацетат калия – 1,5-4, бишофит – 2-5, феррохромлигносульфонат – 1-5, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11 – 2-5, барит – 0,5-5, пеногаситель – 0,5-1, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении мас. %: 55/45 – 80/20.

В настоящее время получен патент на изобретение по составу бурового раствора (патент RU № 2582197). Предлагаемый буровой раствор готовится непосредственно в полевых условиях, на имеющемся оборудовании. Все необходимые химические реагенты предварительно завозятся на буровую. Сначала приготавливается раствор из мраморной крошки и воды, который обрабатывается полианионной целлюлозой. Все остальные химические реагенты вводятся в растворомешалку с постоянным перемешиванием. Порядок загрузки химических реагентов следующий: продукт переработки растительного масла, KCl, феррохромлигносульфонат ФХЛС, ацетат калия  $\text{CH}_3\text{COOK}$ , метилсиликонат  $\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$ , бишофит  $\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ , сульфонол, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11, пеногаситель, барит. Оптимальным является буровой раствор № 8, имеющий параметры: плотность - 1,22 г/см<sup>3</sup>, вязкость - 40 с, водоотдача 0 см<sup>3</sup> за 30 мин, коэффициент трения - 0,06 (табл.). Предложенный буровой раствор на углеводородной основе с высокими ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора – 0 см<sup>3</sup>/ за 30 минут, липкость корки равна 0, коэффициент трения – меньше 0,1, толщина корки – меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет от 55/45 до 80/20, плотность раствора – от 1,1 до 1,2 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость – 35-40 секунд, пластическая вязкость – 20-40 мПа·С, статическое напряжение сдвига 1/10 минут – 15-20/20-30 дПа, содержание песка – меньше 0,5%, содержание  $\text{Ca}^{++}$  – больше 16 000 мг/л, содержание  $\text{Cl}^-$  – больше 30 000 мг/л.

Улучшение ингибирующего качества раствора достигается за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта лабораторно подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения в раствор реагентов - ингибиторов набухания глин: хлористый калий KCl, бишофит  $\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ , ацетат калия  $\text{CH}_3\text{COOK}$ , гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11, феррохромлигносульфонат ФХЛС, метилсиликонат калия  $\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$ . Сочетание именно этих шести основных реагентов-ингибиторов представляет найденную наиболее синергетически выгодную их комбинацию для бурения скважин в осложненных условиях.

Предложенный комплексный по свойствам многокомпонентный высокомолекулярный ингибирующий раствор обладает очень высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Результаты лабораторных исследований представлены в таблице.

Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, нулевой фильтрацией, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства для осложненных

условий бурения. Экспериментально подтверждено в лабораторных условиях явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами-ингибиторами.

**Таблица 1**

**Комплексный буровой раствор**

Состав химических реагентов	Раствор №1	Раствор №2	Раствор №3	Раствор №4	Раствор №5	Раствор №6	Раствор №7	Раствор №8	
	Мраморная крошка	5,0	6,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,0	10
ПАЦ 85/700	5,0	6,0	6,5	7,0	7,0	8,0	9,0	10	
KCl	2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5	
ФХЛС	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	4,5	5	
CH <sub>3</sub> SiO <sub>3</sub> K	1,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4	
CH <sub>3</sub> COOK	1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	4	
MgCl <sub>2</sub> •6H <sub>2</sub> O	2,0	2,0	2,5	2,0	3,5	4,0	4,0	5	
Сульфенол	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,5	4,5	5	
ГКЖ-11	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	5	
Пеногаситель	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	
Барит	0,5	1	1	2	2	3	4	5	
Жидкая фаза – остальное масло/вода	55/45	60/40	65/35	65/35	70/30	75/25	75/25	80/20	
Параметры раствора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,16	1,18	1,19	1,20	1,20	1,21	1,21	1,22
	Вязкость, с	30	32	33	34	35	36	37	40
	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	3,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0
	Коэффициент трения	0,15	0,14	0,17	0,12	0,12	0,08	0,09	0,06

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород, представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами, и сооружать наклонно-направленные и горизонтальные скважины при минимизации вероятности возможных прихватов.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;
2. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора - комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;
3. Предлагаемый состав нового раствора обладает высокой ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений;
4. Предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшать кавернозность;
5. Данный буровой раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность системы. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины.

**Литература**

1. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар: Советская Кубань, 2008 г. – 424 с.
2. Лубянова С.И., Рыбальченко Ю.М., Третьяк А.Я., Турунтаев Ю.Ю. Способы борьбы с дифференциальными прихватами // Coiled tubing times: Время колюбинга. – Москва, 2011 г. – № 2 – 3. – С. 66 – 74.
3. Рыбальченко Ю.М., Савенок О.В., Третьяк А.Я. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: ЛИК, 2014 г. – 374 с.
4. Рыбальченко Ю.М., Третьяк А.А. Биополимерный раствор для осложненных условий // Oil & GAS JOURNAL. – Россия, 2011 г. – №11. – С. 52 – 57.

**ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ  
АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ**

**С.О. Савинов**

*Научный руководитель доцент А.В. Ковалев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) – пластовое давление залежи, которое меньше условного гидростатического давления для точки кровли пласта, характеризующей её вертикальное расстояние от уровня моря. Коэффициент аномальности ( $K_a$ ) – отношение пластового давления к гидростатическому давлению столба пресной воды высотой от устья до рассматриваемой точки. [1]

Многолетняя эксплуатация месторождений углеводородного сырья привела к выработке свыше 40% разведанных запасов. По мере выработки месторождений с простым геологическим строением в разработку вовлекают месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, например, месторождения с АНПД, которые требуют иного подхода к разработке и эксплуатации.

Залежи с АНПД часто встречаются на месторождениях Тимано-Печорской, Лено-Тунгусской, Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, залегание пластов которых находятся на различных глубинах.

В большинстве случаев  $K_a=0,95-0,99$ , в редких случаях 0,79 и менее. Но даже для горизонтов с коэффициентом аномальности 0,99 использовать растворы на водной основе нельзя из-за опасности их проникновения в пласт. Поэтому для вскрытия таких пластов используют растворы на углеводородной основе, газожидкостные смеси, газовые агенты. Наиболее перспективным направлением является применение газожидкостных смесей, в частности стабильных пен [2].

С точки зрения сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов наиболее эффективным является вскрытие пластов на депрессии или равновесии. Негативным фактором в данном случае является возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), поэтому более щадящей является технология равновесного вскрытия горизонта. Большую роль играет плотность промывочного агента, так как она определяет давление на забое скважины [3].

Перед спуском и креплением эксплуатационной колонны рекомендуется провести временное блокирование интервала продуктивного пласта с применением специальных технических жидкостей. Суть временного блокирования заключается в том, что в зону продуктивного пласта транспортируется блокирующая жидкость с наполнителем, способная закупорить коллектор и этим предотвратить проникновение в него растворов и их фильтратов. Высокими закупоривающими свойствами обладают пенообразующие системы, что объясняется физико-химическими процессами, протекающими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт [4]:

- разрушение гидратных слоев на поверхности и частичной её гидрофобизацией в результате адсорбции пенообразователя;
- прилипанием пузырьков пены гидрофобизованной поверхности поровых каналов;
- проявлением эффекта Жамена;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Разработаны пенообразующие жидкости с наполнителем для блокирования продуктивного горизонта при выполнении следующих операций: спуск эксплуатационной колонны; цементирование скважин; перфорация.

Данные пенообразующие жидкости выдерживают высокие репрессии и легко удаляются при минимальных депрессиях, сохраняя коллекторские свойства пласта [4].

Цементирование скважин в условиях АНПД осложняется возможностью загрязнения продуктивного пласта, неполного заполнения затрубного пространства и ГНВП. Задача цементирования решается последовательной закачкой буферной жидкости, тампонажного цементного раствора, аэрированного тампонажного цементного раствора и продавочной жидкости.

Примерный состав типовой буферной жидкости: пенообразователь «Газблок-М»; реагент НМН-200; нитрилотриметилфосфоновая кислота; вода [5].

В качестве тампонажного цементного раствора используют раствор повышенной изолирующей способности (РПИС), имеющий следующий состав: портландцемент ПТЦ-1-100; реагент НМН-200; хлористый кальций или сульфат алюминия; вода. Аэрированным тампонажным цементным раствором является РПИС, аэрированный воздухом или инертным газом до необходимой плотности. В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода [5].

На основе проведенного обзора были определены основные особенности заканчивания скважин в условиях АНПД. Это использование специальных систем с наполнителями, блокирующих интервал продуктивного пласта перед спуском обсадной колонны и предотвращающих проникновение фильтратов, а также способ цементирования с применением аэрированных тампонажных растворов, обеспечивающий успешное крепление скважины, высокую адгезию и сплошность цементного кольца.

**Литература**

1. Давление пластовое аномально низкое [Электронный ресурс] // Геонафт, М., 2016-2017. URL: [http://www.geonaft.ru/glossary/давление\\_пластовое\\_аномально\\_низкое](http://www.geonaft.ru/glossary/давление_пластовое_аномально_низкое) (Дата обращения: 17.01.2017).



2. Обоснование способа и выбор промывочного агента для первичного вскрытия пластов с аномально низким пластовым давлением [Электронный ресурс] // cyberleninka, М., 2013-2017. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-sposoba-i-vybor-promyvochnogo-agenta-dlya-pervichnogo-vskrytiya-plastov-s-anomalno-nizkim-davleniem> (Дата обращения: 17.01.2017).
3. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях аномально низких пластовых давлений [Электронный ресурс] // cyberleninka, М., 2013-2017. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-primeneniya-i-issledovanie-sostavov-gazozhidkostnyh-smesey-dlya-promyvki-skvazhin-v-usloviyah-anomalno-nizkih-plastovyh> (Дата обращения: 17.01.2017).
4. Особенности заканчивания скважин в условиях аномально низких пластовых давлений [Электронный ресурс] // Успехи современного естествознания, М., 2001-2017. URL: <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=10113> (Дата обращения: 17.01.2017).
5. Григулецкий В.Г., Григулецкая Е.В., Ивакин Р.А. Способ цементирования скважины с аномально низким давлением // Патент России №2320848.

## ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РАСШИРЯЕМЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Н.И. Стасенко

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из актуальных направлений развития технологий и оборудования при строительстве скважин является разработка подходов к использованию расширяющихся труб. Она позволяет эффективно решать проблемы несовместимых условий бурения, а также находит применение при заканчивании скважин. Данная работа посвящена обзору технологических подходов, разработанных отечественными и зарубежными организациями, для применения расширяющихся труб при строительстве скважин.

Компанией READ Well Services проводится разработка конструкций HETS инструмента (гидравлическая система расширения труб) для расширения труб и скважин, используемых при строительстве скважин в твердых породах. Одной из новых разработок является конструкция наружной заплатки (external patch – EP) и приспособление для ее наложения [1].

Технология установки заплатки следующая [2]:

1. Спускается компоновка перекрывателя: переводник с кольцевой проточкой, перфорированная труба и овершот, накрывающий трубу в зоне перфорации;
2. Спускается инструмент-расширитель: фиксатор, расширитель системы HETS.
3. Фиксатор крепится в переводнике, герметизируя затрубное пространство;
4. Расширитель приводится в рабочее положение, герметизируя интервал перфорации, и раствор, поступающий через перфорированные отверстия, расширяет овершот;
5. Операции 3-4 проводятся аналогично для вышележащего овершота. Заколонное пространство между двумя овершотами оказывается изолировано, предотвращая фильтрацию флюида.

Компания Weatherford разработала метод уплотнения основных и боковых стволов скважин малого диаметра в нескольких зонах гидроразрыва с использованием цельных и щелевых расширяющихся обсадных труб для увеличения добычи. В соответствии с информацией, приводимой компанией, расширяющийся хвостовик в узле заканчивания обеспечивает более чем десятикратное увеличение площади зоны притока по сравнению со стандартным перфорированным хвостовиком. За счет использования щелевых хвостовиков вместе с вновь разработанной системой пакеров оператор может избирательно увеличить размеры зон добычи (или нагнетания) и эффективно управлять притоком из индивидуальных зон [3].

Институт «ТатНИПИнефть» с 1975 г. работает над технологией локального крепления пластов, несовместимых с условиями бурения. Суть технологии заключается в том, что обсадные трубы диаметром, большим диаметра скважины, профилируются по всей длине и уменьшаются в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а зону осложнения увеличивают в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (неспрофилированных) обсадных труб [4].

Уникальность такого способа локального крепления стенок скважин заключается в том, что он позволяет: установить последовательно несколько промежуточных обсадных колонн, не изменяя при этом проектного диаметра эксплуатационной колонны; предусматривает совмещение операции расширения диаметра скважины в зонах осложнений с процессом их вскрытия, а операции установки перекрывателя – с процессом его калибровки развальцевателем (с помощью такой технологии и оборудования все работы по локальному креплению проводят за одну спускоподъемную операцию).

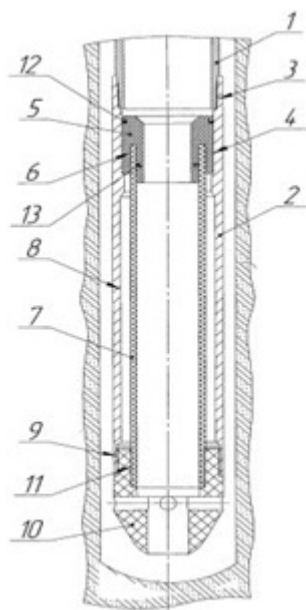


Рис. 1. Схема устройства для наращивания обсадной колонны [6]

Устройство для наращивания обсадной колонны (рис. 1) снизу устанавливается на нижнем конце колонны (1). Оно включает в себя стыковочный патрубок (3) с кольцевой проточкой (4), установленное внутри седло (5), цилиндрический стакан из эластичного материала (7), внутренняя технологическая выборка (8), легкоразбуиваемый башмак (10). Устройство для удлинения обсадных колонн в скважине работает в следующей последовательности [5]:

- инструмент спускают в скважину на колонне;
- проводят цементирование затрубного пространства – в процессе продавливания цемента цилиндрический стакан расширяется;
- после затвердевания цементного раствора седло вместе с цилиндрическим стаканом и легкоразбуиваемым башмаком разбуивают и продолжают бурить скважину до заданного интервала;
- во внутреннюю технологическую выборку впотай устанавливается профильный перекрыватель для продолжения бурения скважины без уменьшения диаметра.

Анализ представленных технологий позволил сделать выводы об их совокупных достоинствах: возможность ликвидации осложнений без уменьшения диаметра скважины и отклонения от проекта; снижение затрат, металлоемкости, количества цементного раствора и объема разбуиваемых пород; возможность строительства более глубоких скважин при прочих равных условиях.

С другой стороны, технология расширяющихся труб не лишена недостатков: необходимость применения труб с высоким сопротивлением смятию; большое число спускоподъемных операций на одну летучку (при применении ранних типов данных устройств) [6].

Из опыта нефтесервисных компаний, применяющих данную технологию, а также исследований ТатНИПИнефть можно сделать предположение, что конструкция скважин с телескопическим расположением колонн-хвостовиков и обсадных колонн вскоре может уйти в прошлое. Технология расширяемых профильных перекрывателей способствует строительству скважины с одинаковым диаметром обсадной колонны от устья до забоя. Данная технология в ближайшее время может стать стандартным инструментом для ликвидации осложнений, возникающих при бурении, а при дальнейшем усовершенствовании технологии с искоренением ее недостатков – основным способом строительства скважин.

#### Литература

1. Гибадуллин Н.З., Лугуманов М.Г., Иконников И.И., [Особенности](#) строительства скважины/ Н.З. Гибадуллин, М.Г. Лугуманов, И.И. Иконников// [Научно-технический вестник](#) Каротажник. – 2003. – №102.
2. Справочник инженера нефтяника. Том II. Инженеринг бурения. – М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064с.
3. Квеско Н.Г., Харитонов А.А., Бурение на депрессии- перспективный метод вскрытия продуктивных пластов для обеспечения максимальной производительности скважин/ Н.Г. Квеско, А.А. Харитонов// Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т.10. №4. – С.17.
4. Крапивина Т.Н., Крысин Н.И., Совершенствование технологий и технических средств/ Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин// [Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море](#). – 2014. – № 7. – С. 23-25.
5. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –160 с.: ил.
6. Долгих Л.Н., Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин, Л.Н. Долгих, Электронное пособие для студентов. – г. Пермь. – 2007 г.

#### ПОЛИМЕРГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДОВ

**М.А. Сухарев, А.С. Захаров, Р.Р. Сагитов**

**Научный руководитель доцент К.М. Минаев**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Основным потребителем полимерных реагентов на основе полисахаридов являются буровые предприятия, сервисные компании, которые участвуют в строительстве скважин или одном из циклов строительства. Крахмал был самым первым органическим природным полимерным реагентом, который нашел применение в буровых растворах [1].

Реагенты на основе полисахаридов не оказывают отрицательных воздействий на систему бурового раствора и в большинстве случаев использования обладают синергетическими свойствами. Полимеры, которые используются на данный момент буровыми компаниями, придают растворам низкую пластическую вязкость, при высоком динамическом напряжении сдвига, а также структурные характеристики, обеспечивающие высокие скорости бурения и эффективную очистку забоя и ствола скважины от выбуренной породы ввиду особенностей строения макромолекул полимерных реагентов. Кроме того, полисахариды способны к достаточно быстрой биологической деструкции, вследствие чего обеспечивается разрушение и удаление кольматационного слоя, который образуется в процессе бурения, что дает практически полное восстановление коллекторских свойств пласта [2].

В естественном состоянии крахмал и целлюлоза нерастворимы в холодной воде, что не позволяет использовать их в буровых растворах. Для повышения растворимости, природные полисахариды подвергают физической или химической обработке. Чаще всего проводят реакции этерификации или сополимеризации, получая продукт с

## СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

внедренной в молекулу полисахаридов замещающей группы (КМК, КМЦ, ПАЦ). На данный момент используют несколько десятков различных полимеров производных крахмала, ксантана, целлюлозы.

Модифицированный крахмал в современных рецептурах буровых растворов в основном применяется в составе промысловых жидкостей, предназначенных для вскрытия продуктивного пласта, т.к. за счет своей биодegradации, а также нестойкости при кислотной обработке позволяет уменьшить негативное воздействие бурового раствора на проницаемость коллекторов. При бурении других интервалов крахмал в качестве понизителя фильтрации применяется ограниченно и в основном в составе солевых растворов, в которых скорость его биодegradации ниже по сравнению с пресными системами [3]. Однако при введении карбоксильной группы в крахмал значительно увеличивается устойчивость данного реагента к бактериальному и термическому воздействию. Поэтому учитывая, что стоимость КМК на 30-50 % ниже по сравнению с полианионной целлюлозой, представляется целесообразным рассмотреть возможность замены им реагентов на основе ПАЦ.

Было проведено сравнительное исследование фильтрационных и реологических свойств модельных буровых растворов с введением понизителей фильтрации на основе полисахаридов (полный список используемых реагентов представлен в таблице 1) и оценку возможности замещения более дорогостоящих реагентов с сохранением или улучшением технологических и экономических параметров промысловых жидкостей.

**Таблица 1**

### *Химические реагенты на основе полисахаридов*

Название	Краткая характеристика	Производитель
PAC-LV	Полианионная целлюлоза	БИОНИКС
Polypac ELV	Полианионная целлюлоза	MI SWACO
Оснопак	Полианионная целлюлоза	Миррико
Thermpac UL	Полианионный полимер	MI SWACO
МКБ	Модифицированный крахмал	ГТН
КМК	Карбоксиметилированный крахмал	НПО Промсервис
STARCN	Модифицированный крахмал	БИОНИКС
REOTROL	Модифицированный крахмал	MI SWACO

План исследования включает в себя приготовление пресной и глинистой суспензии с каждым из вышеуказанных химических реагентов в качестве понизителя фильтрации. Для каждой модели промысловой жидкости изменяется концентрация активной твердой фазы путем введения в раствор 0,5%, 1,0%, 3,0%, 5,0% ПБМБ. Используемые в исследовании рецептуры буровых растворов указаны в таблице 2.

**Таблица 2**

### *Рецептуры буровых растворов*

Название раствора	Состав раствора	Концентрация, %
Раствор 1	Каустическая сода	0,05
	ПБМБ	0,5, 1,0, 3,0, 5,0
	PAC-LV (пр-во БИОНИКС)	1
Раствор 2	Каустическая сода	0,05
	ПБМБ	0,5, 1,0, 3,0, 5,0
	МК «REOTROL» (пр-во MI SWACO)	1

Приготовление раствора производилось следующим образом. В мерный стакан набиралось 1000 мл воды, в которой растворялась навеска каустической соды массой 0,5 г. Раствор устанавливался на мешалку, работающую со скоростью 10 000 об/мин. В перемешиваемый раствор постепенно вводился требуемый объем бентопорошка марки ПБМБ (в зависимости от концентрации брались навески массой 5, 10, 30 и 50 г соответственно). Полученная суспензия перемешивалась в течение 20 минут до полного растворения бентопорошка. После этого, не выключая мешалки, постепенно вводился полимер (масса навески – 10 г). Суспензия перемешивалась еще 15 минут, затем оставлялась на 16 часов для полного растворения и распускания полимера.

После приготовления было проведено исследование реологических и фильтрационных свойств полученных суспензий. Результаты исследований представлены в таблице 3. Зависимость фильтрации от долевого и компонентного состава графически отражена на рисунке 1.

Таблица 3

Свойства буровых растворов в зависимости от содержания ПБМБ и типа понизителя фильтрации

Состав	УВ, с	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YR), фунт/100фут <sup>2</sup>	Статическое напряжение сдвига (CHS) 10сек, фунт/100фут <sup>1</sup>	Статическое напряжение сдвига (CHS) 10мин, фунт/100фут <sup>2</sup>	Фильтрат, мл
Раствор 1 (0,5% ПБМБ)	105	1	27,3	30,8	1,5	1,5	52
Раствор 1 (1% ПБМБ)	140	1,01	31,5	39,8	2,6	2,6	32
Раствор 1 (3% ПБМБ)	360	1,03	40,4	61,8	6,9	12,9	10
Раствор 1 (5% ПБМБ)	-	1,05	41,1	86,2	27,9	72,2	6,8
Раствор 2 (0,5% ПБМБ)	15	1	1,5	0,3	0,5	0,4	50
Раствор 2 (1% ПБМБ)	16	1,01	1,5	1,2	0,3	0,5	24
Раствор 2 (3% ПБМБ)	19	1,03	3,8	3,2	3,1	6,4	14
Раствор 2 (5% ПБМБ)	24	1,05	6,2	7,7	9,7	16,7	13

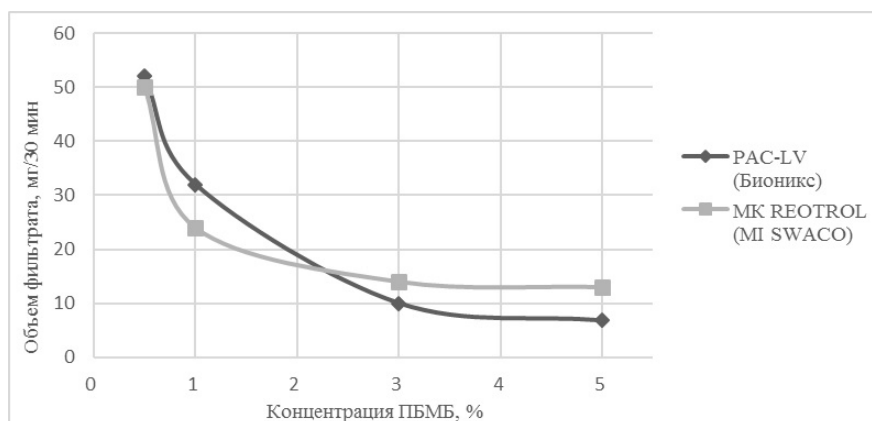


Рис. Зависимость объема фильтрата от концентрации ПБМБ при использовании двух различных понизителей фильтрации

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Введение модифицированного крахмала и полианионной целлюлозы в раствор приводит к снижению фильтрации. При этом применение ПАЦ показывает значительное увеличение вязкости бурового раствора, тогда как крахмал на условную вязкость практически не влияет.
2. При низких значениях концентрации ПБМБ (0,5 и 1%) фильтрация бурового раствора в присутствии ПАЦ выше по сравнению с фильтрацией раствора, в котором содержится модифицированный крахмал.
3. При увеличении активной твердой фазы до 3 % и выше, фильтрация бурового раствора в присутствии модифицированного крахмала немного выше в сравнении с применением в растворе ПАЦ.
4. В определенных случаях лучшие фильтрационные свойства показывают растворы на основе крахмала благодаря мгновенному локальному увеличению концентрации данного полимера

Данные исследования показали положительный результат в единичном случае. Таким образом, представляется возможным замена понизителей фильтрации на основе полианионной целлюлозы на модифицированные/ карбоксиметилированные крахмалы в рецептурах буровых растворов, однако требуются дополнительные исследования на предмет влияния других химических реагентов в растворе на способность крахмалов изменять фильтрационные свойства состава.

#### Литература

1. Грэй Д. Р., Дарлинг С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) - М.: «Недра», 1985. – 472с.
2. Минибаев В.В., Ильин И.А., Пестерев С.В. Эффективность полисахаридных реагентов в буровых растворах различной степени минерализации среды // Бурение и нефть. 2009. №10. С.48-50.
3. Пеньков А.И., Филиппов В.Ф., Филиппов Е.Ф. Выбор показателя фильтрации бурового раствора для условий высоких температур в целях предупреждения прихватов под действием перепада давления // ЭН «Бурение». Отечественный производственный опыт. 1985. Вып. 5. С. 13 — 16.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА  
ПО ОСЛОЖНЕННЫМ РАЗРЕЗАМ**

**Н.Г. Тимофеев, И.А. Егоров, Степура С.А.**

*Научный руководитель профессор Р.М. Скрябин*

*Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия*

В настоящее время существует большое количество технологий и методов бурения различных скважин по разнообразным горно-геологическим условиям. К примеру, при встрече мерзлых валунов, бурение скважин большого диаметра практически невозможно без использования ударно-вращательного способа. Как показывает практика, неправильный подбор технологии и несоответствие конструкций буровых инструментов современным требованиям бурения скважин большого диаметра по осложненным горно-геологическим условия приводит к значительному увеличению себестоимости и задержке сроков работ.

Учитывая тенденции увеличения объема бурения скважин большого диаметра при геологоразведочных и строительных областях народного хозяйства, актуальность совершенствования техники и технологии этих работ значительно возрастает. В первую очередь это касается изыскания инновационных, высокопроизводительных и безопасных способов сооружения горных выработок: бурения скважин большого диаметра, шурфо-скважин и т.д.

В российской практике, по способу разрушения горной породы широкое практическое применение для сооружения горных выработок (скважин большого диаметра, шурфо-скважин и др.) нашли следующие способы бурения:

- вращательное (колонковое, ковшебур, дисковый бур, шнек, шарошечное бурение, шурфо-бур с забойным двигателем, аккумулярующие буры и др.);
- ударный (ударно-канатное бурение);
- ударно-вращательный (пнеумоударные и гидроударные механизмы, вибрационное бурение).

За последние десятилетия количество предприятий, добывающих россыпное золото, сокращается, а добыча россыпного золота идет на спад. Одной из существенных причин снижения рентабельности россыпного золота является применение устаревших технологий горных работ и обогащения, сохранившихся с советских времен. Существующие технологии устаревают и не в полной мере отвечают современным требованиям разведки и добычи россыпного месторождения золота.

Существующая практика сооружения шурфов при разведке россыпных месторождений в условиях распространения многолетнемерзлых пород основана на устаревшей и малопродуктивной технологии с большой долей ручного труда (буровзрывной способ), что предопределяет низкие технико-экономические показатели и определенную опасность производства.

В этом плане, творческими коллективами НИИ и ВУЗов, специалистам производства, занятыми проблемами бурового дела определены приоритеты дальнейшего инновационного развития перспективной техники и технологии бурения скважин различного целевого назначения и выполнению этой задачи в условиях распространения многолетнемерзлых пород посвящена разрабатываемая тема.

Новые технологии бурения скважин большого диаметра, предлагаемые при разведке месторождений полезных ископаемых:

- практика работы «Красноярская буровая компания» показала, что повышение эффективности буровых работ возможно при существенном снижении времени сооружения геологоразведочных и технологических скважин [5].

Одним из ярких примеров решения традиционных технических задач при помощи применения новых технологических приемов является использование мощных пнеумоударников в сочетании с газожидкостными системами очистки для сооружения водозаборных скважин большого диаметра и глубины.

Использование для сооружения таких скважин ударно-вращательного бурения позволяет успешно решать большинство обозначенных проблем.

Погружные пнеумоударники в целом всегда обеспечивают более высокую производительность бурения, особенно в крепких породах, за счет более высокой механической скорости бурения. В скважинах большого диаметра увеличение производительности еще более заметно.

- опыт бурения скважин большого диаметра ЗАО «Уралалмаз» [1]:

Впервые на Урале для опробования отложений на алмазы предприятием ЗАО «Уралалмаз» были использованы скважины большого диаметра (СБД) взамен разведочных шахто-шурфов большого сечения. Инициаторами применения СБД являлись геологи прииска Н.Г. Калашников и В.А. Чуйко. Основное геологическое сопровождение осуществлял геолог Ю.Г. Пактовский.

Для бурения СБД были использованы дизельные буровые установки с турбонаддувом и буровой инструмент итальянского и китайского производства, применяемые, как правило, в строительстве глубоких и толстых свай. Проведение опробования на алмазы заключалось в следующем. В качестве бурового инструмента применялись шнек, ковшебур, бур как колонковая коронка, но без клапана и «хищник» (бур типа двойной колонковой коронки). Снаряд снабжен сменными истирающими твердосплавными победитовыми насадками. Бурение осуществлялось без промывки и продувки, всухую с опережающей обсадкой толстостенными металлическими трубами.

- инновационная разработка кафедры технологии и техники разведки МПИ ГРФ СВФУ:

В области разведки россыпных месторождений полезных ископаемых назрела необходимость пересмотра методики и технологии разведки. Устоявшаяся десятилетиями методика разведки с использованием

малопроизводительных и дорогостоящих способов проходки шурфов и ударно-канатного бурения с устаревшей технологией нуждается модернизации. В этом плане перспективным направлением является разработка новых способов, технических средств и технологий бурения скважин большого диаметра, для ускорения и удешевления разведки россыпей путем частичной (возможно в перспективе полной) замены объемов шурфопроходческих работ и ударно-канатного бурения.

По результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований [4] совместно с АО «Алмазы Анабара» разработана принципиально новая конструкция шнеко-аккумулирующего бурового снаряда, позволяющего производить бурение с поинтервальным отбором пробы и изготовлен производственный вариант бурового снаряда с диаметром 750 мм.

Здесь на первом этапе перспективно проведение НИОКР по разработке техники и технологии бурения скважин большого диаметра двумя способами: шнеко-аккумулирующим снарядом в благоприятных разрезах с низкой степенью валунистости и бурение с пневмоударным кластером в осложненных валунистых разрезах. Разработка удачной конструкции снаряда с пневмоударным кластером существенно расширит возможности увеличения диаметра и глубины скважин на разведке россыпных месторождений полезных ископаемых. Указанные направления разработки и внедрения инновационных технологий геологоразведочного бурения на коренных и россыпных месторождениях полезных ископаемых в районах криолитозоны северных и арктических регионов страны являются актуальными и обеспечат необходимый технико-экономический эффект.

Статистические наблюдения производственных процессов бурения скважин показывают, что применяемые буровые инструменты обладают недостаточными ресурсами, «Резцы» ПРИ подвержены быстрому износу, что способствует снижению производительности и увеличению себестоимости работ.

В этом плане, современный научно-технический прогресс позволяет рассмотреть возможности использования перспективных, инновационных методов техники и технологии в области бурения различных скважин.

Американские ученые и специалисты предлагают использовать для эффективной проходки твердых включений лазер и разработали недорогую, но мощную установку, которая породу не режет, а «расплавляет». Принцип действия следующее: Вначале лазер раскаляет поверхность породы на определенный интервал, образуя мелкие трещины в горном массиве. После лазерное устройство меняют на обычный буровой инструмент. Бур без значительных усилий режет и транспортирует горную породу, и при этом резцы инструмента практически не подвержены к износу. Такой тандем позволяет значительно увеличить ресурс бурового инструмента [3].

Плазменный способ разрушения (плазбур) материалов находит применение в промышленности. Температура плазменной струи достигает 5000 К, что обеспечивает разрушение горных пород на забое скважины [6].

Гидроструйное бурение. Бурение горных пород способом размыва струей жидкости, при помощи гидромонитора под высоким давлением, применяется при разработке месторождений открытым и подземным способами. В зависимости от конструктивных особенностей, кроме непрерывной гидроструи, применяется прерывистая, импульсная струя, выбрасываемая из сопла порциями [2].

Ультразвуковое бурение. Разрушение материалов ультразвуком широко используется в промышленности при резании, сверлении и долблении. Для нужд металлообработки серийно выпускаются универсальные ультразвуковые станки. Эксперименты подтвердили возможность использования ультразвука для разрушения горных пород в бурении.

Для получения ультразвуковых колебаний используются механические, газоструйные, жидкостные, термические, электродинамические, электростатические, магнитострикционные и пьезоэлектрические излучатели ультразвука [7].

Таким образом, результаты проведенной работы позволяют сделать вывод по основным направлениям инновационного совершенствования техники и технологии бурения скважин большого диаметра в Республике Саха (Якутия), которые представляют перспективное развитие бурового дела и выйти на новый, совершенный уровень в области бурения скважин. Проведенные НИОКР и разработанная конструкция нового вида бурового инструмента и технологии позволят значительно ускорить процесс бурения, снизить себестоимость работ, а также обеспечат безопасность производственных операций по бурению скважин.

#### Литература

1. Вестник пермского университета 2012 Геология Вып. 3 (16) «Применение скважин большого диаметра в геологической разведке месторождений алмазов на Северном Урале» А.Г. Попов, Н.Г. Калашников, Ю.Г. Пактовский, ЗАО «Уралалмаз».
2. Гидроструйное бурение. [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://burovoeremeslo.ru/?view=page1s2&id=13>;
3. Лазерное бурение. [электронный ресурс]. – режим доступа: <https://rg.ru/2013/04/03/burenie.html>;
4. Карху А.В., Скрябин Р.М., Тимофеев Н.Г. Совершенствование техники и технологии бурения скважин большого диаметра в условиях многолетнемерзлых пород/А.В. Карху и др.// «Горная промышленность», -М., 2013, №2 (108). – С. 142-146.;
5. Производственный отчет АО «Красноярская буровая компания» за 2014 год;
6. Плазменное бурение. [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://burovoeremeslo.ru/?view=page1s2&id=14>;
7. Ультразвуковое бурение. [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://burovoeremeslo.ru/?view=page1s2&id=15>

## АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ СМАЗОК С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

А.С. Тихонов

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

С развитием технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, винтовые забойные двигатели (ВЗД) получили наибольшую популярность. Одним из самых уязвимых мест ВЗД является резиновая обкладка статора (эластомер) так как она подвержена влиянию различных агрессивных сред и высоких нагрузок при взаимодействии с ротором. В связи с этим возникает проблема поиска способа повышения ресурса эластомера с целью снижения числа аварий с ВЗД, количества спускоподъемных операций, а, следовательно, затрат времени на строительство скважин в целом.

На сегодняшний день отсутствует комплекс мер, направленный на повышение ресурса эластомера ВЗД, как в зарубежной, так и отечественной практике. Существует лишь ряд мер для увеличения времени эксплуатации рабочей секции ВЗД. Например, увеличение длины рабочего органа ВЗД позволяет повысить сроки эксплуатации, но это влияет на проходимость двигателя в скважинах с большими углами. Так же необходимо соблюдать требования, предъявляемые к системе промывки и очистки скважины, поскольку количество твердой фазы в растворе сильно влияет на срок службы эластомера [2].

Исходя из исследования ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ), показано, что наименьшая скорость изнашивания в среде бурового раствора при трении пары «резина-сталь» обеспечивается при использовании полимерглинистого раствора. В некоторых случаях разница между полимерглинистым и другими типами растворов достигает десятков раз [1].

Ряд исследований направлен на изучение влияния смазочных добавок бурового раствора на взаимодействие пары «ротор-статор» винтового забойного двигателя. Российскими учёными проводился сравнительный анализ нескольких смазочных добавок и смазки ФК 2000+ и Луброил в совокупности с применением бурового раствора показали снижение коэффициента трения и скорости изнашивания до 2-3 раз. Так же были исследованы реагенты комплексного действия БКР-7 и СМ-1, разработанные на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ, которые показали себя с лучшей стороны, так как они более ориентированы на снижение износа пары резина/сталь [1].

Не смотря на представленный опыт исследований и научный задел в данной области крайне мал. Например, наиболее перспективным путем повышения стойкости резин является: модификация поверхностного слоя с целью снижения коэффициента трения.

В данной работе будет проведён анализ смазок для резинотехнических изделий с целью повышения их ресурса в промышленности, в целом, и оценка возможности их дальнейшего применения при эксплуатации ВЗД. изучения их воздействия на эластомер ВЗД.

### Силиконовые смазки

Одной из наиболее распространенных смазок на сегодняшний день является силиконовая смазка. Данная смазка получила широкое применение в автомобильной промышленности, а так же и в других отраслях, где используются резинотехнические изделия, которые подвергаются воздействию сил трения. Силиконовая смазка создаёт на поверхности сплошной полимерный слой, который придаёт ей водоотталкивающие свойства и значительное снижение силы трения. К достоинствам силиконовой смазки можно отнести: широкий диапазон рабочей температуры, антифрикционные свойства, высокая устойчивость к старению. Силиконовая смазка применяется в механизмах, где существует сила трения скольжения

### Тефлоновые смазки

Фторопласт (тефлон) — антифрикционный материал с коэффициентом трения скольжения, наименьшим из известных доступных конструкционных материалов. Из-за мягкости и текучести цельные подшипники скольжения из фторопласта используют редко. Данный вид смазки имеет самый высокий показатель сопротивления к истиранию. Находясь между двумя подвижными частями, она долго не выработывается при большом давлении. Тефлоновые смазки не только смазывают механизмы, но и покрывают их защитной пленкой, что позволяет повысить износостойкость поверхностей.

### Литиевые смазки

По своему составу литиевая смазка является комбинацией синтетических или нефтяных масел, в которую добавляются специальные добавки и присадки, формирующие свойства определенного типа смазки. Важную роль в составе смазки играет загуститель, который и определяет спектр областей ее применения. Наиболее распространенным загустителем консистентной смазки являются мыльные загустители, среди которых самым популярным является литиевое мыло. Все литиевые смазки стойки к воде, способны выдерживать широкий диапазон температур, имеют отличную механическую стабильность. Они применяются как в герметизированных, так и в негерметизированных узлах

Наиболее популярной литиевой смазкой на территории РФ является Литол-24. Смазка Литол-24 представляет собой простую литиевую смазку, в которой дисперсная фаза образована литиевой солью 12-гидрооксистеариновой кислоты и составляет 10 мас. %, а дисперсионной средой является индустриальное масло И-40. В смазке присутствует антиокислительная присадка ВНИИНП-357 в количестве 0,5 мас. %. Смазку литол-24 отличает высокая коллоидная, химическая и механическая стабильность, водостойка даже в кипящей воде, при нагревании не упрочняется, работоспособна при температуре от -40 до +120.

Литиевые смазки для шарниров равных угловых скоростей являются частным видом смазки Литол-24, в которые добавлен дисульфид молибдена. Наличие дисульфида молибдена гарантирует надежную защиту механизмов, которые работают под действием знакопеременных механических нагрузок, а также при кратковременных пиковых нагрузках владеет влагоотталкивающими свойствами, отлично защищает механизмы от загрязнений и может применяться в широком интервале температур вплоть до 150°C. Примером такой смазки на отечественном рынке является ШРУС-4.

В статье В.И. Жорника рассматривается смазка ИТМОЛ-150Н. Это комплексная литиевая смазка, в которой дисперсная фаза образована комплексной литиевой солью 12-гидрооксистеариновой и борной кислот и составляет 10 %, а дисперсионной средой является индустриальное масло И-40. В смазку ИТМОЛ-150Н введены: твердые добавки дисульфид молибдена, диатомит, перлит, алмазно-графитовая шихта также в ней присутствует антиокислительная присадка. В данной статье проводится сравнение линейного износа двух образцов при использовании смазок Литол-24 и ИТМОЛ-150Н, где путём применения смазки ИТМОЛ удаётся снизить скорость изнашивания в два раза. Так же исследования структуры дисперсной фазы данных смазок позволяют сделать вывод о том, что ИТМОЛ более длительное время сохраняет свою структуру, чем Литол-24 [3].

Одним из видов модифицированной литиевой смазки является смазка Zefal Elastomer Grease. Она предназначена для смазки пружинно-эластомерных вилок велосипедов. Дело в том, что эластомеры данных вилок находятся в постоянной высокой нагрузке, и подвергаются высоким деформациям, что схоже с эластомером винтового забойного двигателя.

#### **Смазка в пищевой промышленности**

Смазка OKS 469/468 образует хорошее связывание с нейтральным воздействием на пластики и эластомеры. Не высыхает, не затвердевает, не стекает имеет в основе неорганический загуститель, полиальфаолефин. Температурный диапазон: от -25° до +150° С. Области применения: смазывание пластиков и эластомеров в пищевой промышленности, в производстве предметов домашнего обихода, санитарии.

#### **Многоцелевые компонентные смазки**

WD-40 - многоцелевая смазка, получившая у российских потребителей большой спрос, в связи со своей универсальностью. В состав данной смазки входит уайт-спирит и множество углеводородных соединений. Данная смазка используется для многих целей, хотя производители позиционируют данную смазку для жарявевших резьбовых соединений и удаления засохшей смазки.

#### **Поверхностное и объёмное модифицирование резин**

Большинством марок резин характеризуются высоким коэффициентом трения, недостаточной износостойкостью в узлах трения. Задача повышения износостойкости решается путём введения антифрикционных добавок в состав резиновой смеси (объёмное или рецептурное модифицирование), либо путём модифицирования поверхности изделия. Объёмное модифицирование требует изменения рецептуры резин, существенной корректировки технологии их производства. Преимуществом поверхностного модифицирования является возможность обрабатывать уже готовые резинотехнические изделия без изменения технологии их производства. Сущность данного метода заключается в нанесении тонкого слоя наноструктурных композитных покрытий. Это позволяет сохранить главное свойство резин – эластичность, а так же повысить износ на трение и маслостойкость.

Данные технологии не находят своего применения в технологии производства эластомеров ВЗД так как значительно увеличивают стоимость себестоимость эластомеров.

#### **Заключение**

Исходя из рассмотренных ранее способов повышения износостойкости эластомера, можно сделать вывод, что работа в данном направлении является перспективной. На экспериментальном этапе исследований планируется провести исследования с выборкой указанных выше смазок и проанализировать скорость износа образцов эластомера в присутствии различных буровых растворов.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### **Литература**

1. Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль-Сухили М.Х., Торопов Е.С. Исследование работы пары «эластомер-металл» силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-3. – С. 23.
2. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 1. – С.15-18.
3. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибозаимоделировании и её влияние на ресурс узлов трения // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. – 2014. – № 11. – С. 97-105.
4. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М: Химия, 1972. – 272 с.
5. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. : Химия, 1977. – 264 с.
6. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2016).
7. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2016).



**ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ  
СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**А.С. Тихонов**

**Научный руководитель доцент кафедры бурения скважин А.В. Ковалев  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Число горизонтальных скважин на территории Российской Федерации за последние десятилетия существенно увеличилось. Это обусловлено увеличением числа скважин, сооружаемых на море, скважин в труднодоступных местах, где ландшафт не позволяет бурить вертикальные и наклонно-направленные скважины, разработке нетрадиционных коллекторов. Этому также способствует доработка старых месторождений с помощью бурения горизонтального участка, где увеличивается дебит скважины за счёт увеличения фильтрационной поверхности. Наряду со рядом преимуществ горизонтальные скважины встречают имеют спектр проблем, связанных со спуском/подъемными операциями и центрированием обсадных и бурительных колонн.

При спуске обсадных колонн в скважины с горизонтальным участком, значительно превышающим их глубину, наблюдаются посадки, затяжки, прихваты колонны, а также недоспуск колонны до конечного забоя. С целью предотвращения данных осложнений рекомендуется увеличить длину предыдущего обсаженного участка скважины, тем самым появляется возможность увеличить длину горизонтального участка [1].

Одним из вариантов является заканчивание горизонтальной скважины открытым забоем. Открытый забой изначально имеет больший дебит или приемистость, чем обсаженная, но весьма быстро теряет продуктивность вследствие обрушения горных пород, пескопроявления и прочих эффектов. Применение открытого забоя возможно только в хорошо цементированных коллекторах, где не происходит его разрушения.

Имеется способ спуска обсадной колонны, применяемый на месторождениях Татнефти [2]. При креплении горизонтальной скважины в пробуренный ствол скважины спускают компоновку для цементирования, включающую колонный башмак, фильтр, патрубков с заглушками и колонну обсадных труб. Колонный башмак на конце, обращенном к забою скважины, имеет скошенные внутрь стенки, что способствует исключению упирания колонны в неровности породы. Фильтр представляет собой хвостовик с отверстиями от 4 до 8 мм в диаметре. Патрубок с заглушками снабжен заглушками по типу муфты ступенчатого цементирования, способными открываться при превышении заданного давления в колонне обсадных труб. На конце патрубка имеется седло для размещения стопкольца. При спуске компоновки в вертикальном стволе скважины производят промывку скважины через 350-450 м спуска, потом периодические промывки через 250-350 м спуска и перед входом в горизонтальный ствол. При проводке компоновки по горизонтальному стволу постоянно определяют вес компоновки на подъемнике. При уменьшении веса на 2-3 т, т.е. при посадке колонны, производят промывку скважины с одновременным расхаживанием (т.е. подъемом и опусканием) компоновки на 8-10 м до возвращения веса, т.е. ликвидации посадки. Таким образом проходят весь интервал горизонтального ствола до забоя.

Большой проблемой при бурении и заканчивании скважин является скопление шлама на нижней стенке скважины. Это может происходить из-за несоответствия бурового раствора предъявляемым требованиям, неверно выбранной КНБК, плохой промывки скважины. Из-за плохого удаления шлама могут возникнуть посадки, затяжки а также недоспуск колонны обсадных труб до забоя, плохое схватывание цемента в связи с отсутствием контакта на границе стенка скважины-цемент.

Для решения данной проблемы можно использовать буровой клапан Well Commander производства компании Mi-Swaco. Он представляет собой управляемый при помощи бросания шаров циркуляционный переводник с частичным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше «чувствительных» компонентов КНБК. Буровой клапан используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции бурового раствора с целью предотвращения соответствующих рисков в бурении. Принцип действия заключается в том, что специальный шар бросают в буровую трубу (БТ) и прокачивают его вместе с буровым раствором (БР) до посадочного гнезда, после чего он активируется. Когда давление возрастает до предельного значения, циркуляционные порты открываются, а шар проскальзывает дальше и попадает в устройство для улавливания шаров [3].

В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурительной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурительной колонны и увеличивает опасность истирания замков, изнашивания и поломки труб. На снижение сил трения, а также центрирование колонны бурительных и обсадных труб направлена разработка Альметьевского государственного нефтяного института [4]. На поверхности скользящий центратор одевается на трубу бурительной или обсадной колонны, закрепляется стопорными кольцами. Собранная компоновка спускается в скважину. При этом подвижные металлические шарики в центрирующих кольцах и перекачиваются по стенкам скважины, обеспечивая надежное центрирование и стабилизацию обсадной колонны в скважине. При применении данного вида центратора колонна “скользит” в скважине [5].

Трение бурительной или обсадной колонны о стенки ствола не может быть исключено полностью, но его можно уменьшить посредством использования нефтеэмульсионных буровых растворов. Основной проблемой в использовании нефтеэмульсионных буровых растворов является их неэкологичность и высокие требования при работе с ними. Уменьшить загрязняющий эффект можно с помощью добавления смазывающих добавок в буровой раствор [1].

Система AirLock помогает спускать колонну обсадных труб в горизонтальных скважинах. Сочетает боковую плавучесть с вертикальным весом жидкости для спуска обсадной трубы до забоя. В отличие от

обычных систем с башмаком и обратным клапаном, система AirLock позволяет вертикальной секции обсадной трубы быть заполненной жидкостью, в то время как горизонтальная секция остается заполненной воздухом и становится плавучей. Повышенная плавучесть уменьшает трение скольжения более чем на 50%, в то время как вес вертикальной секции обеспечивает дополнительное усилие для продавки колонны до забоя. AirLock состоит из двух компонентов: уплотнительная муфта устанавливается в обсадную колонну выше горизонтального интервала, а уловитель твердых частиц устанавливается в соединении обсадной трубы выше башмака с обратным клапаном. Оба компонента монтируются в обсадной трубе во время спуска. Уплотнительная муфта содержит откалиброванное по давлению разрушаемое уплотнение, которое запирает воздух в нижней секции, в то время, как верхняя секция находится в работе и заполняется жидкостью. После спуска обсадной трубы поверхностное давление увеличивается и уплотнение разрушается, освобождая внутренний диаметр обсадной трубы. Фрагменты уплотнения собираются в уловителе твердых частиц и проводятся цементировочные работы в обычном режиме [6].

После спуска обсадная колонна в различных местах прилегает к стенке ствола. Естественно, оборудование колонны центраторами способствует центрированию колонны, но не полностью решает эту задачу. В местах прилегания колонны к стенке образуются зоны защемленного бурового раствора. Для решения данной проблемы была создана технология цементирования обсадной колонны с расхаживанием. Основной причиной положительного влияния эффекта расхаживания обсадных колонн на полноту вытеснения бурового раствора является разрушение структуры бурового раствора, находящегося в защемленных зонах, и остальной части заколонного пространства за счет возвратно-поступательного движения колонны труб, которое приводит к изменению ее положения относительно стенки скважины. А это открывает доступ потоку буферной жидкости и цементного раствора в желобные выработки и застойные зоны.

Аналогично вышерассмотренной технологии применяют цементирование с вращением обсадной колонны. При цементировании горизонтального ствола скважины поток буферной жидкости и тампонажного раствора протекает по верхней части, т.е. образуется «мертвая зона». Вращение обсадной колонны в процессе цементирования дает возможность поднимать буровой раствор в зону потока, что обеспечивает более качественную замену бурового раствора тампонажным.

Особенно проблематичной является центровка обсадных колонн в горизонтальных скважинах, где колонна под действием силы тяжести ложится на нижнюю стенку скважины. На практике данную проблему решают установкой пружинных центраторов. Но они увеличивают диаметр колонны и тем самым усложняют спуск колонны, создавая затяжки и прихваты.

Эту проблему решает гидромеханический центратор [7]. Обсадную колонну с несколькими модулями спускают в скважину и действием продавочной жидкости перемещают цементировочную пробку вдоль внутренней стенки обсадной колонны. Цементировочная пробка, двигаясь вдоль колонны, срезает заглушку, продавочная жидкость, проникая через отверстие и действуя на плунжер, сдвигает его, приводя в движение тягу, к концу которой прикреплен центрирующий рычаг. Рычаг, через шарнир, укрепленный на корпусе гидроцилиндра каждого блока, поворачивается вокруг оси шарнира и выдвигается наружу, следуя за движением тяги.

Также известен водонабухающий центратор [8]. В процессе спуска обсадной колонны центратор находится в транспортном положении, т.е. внутренние полости эластичных центрирующих элементов, заполненные водонабухающим полимером, имеют минимальный наружный диаметр, не превышающий диаметра муфты обсадной колонны. После спуска колонны в процессе промывки скважины жидкость диффундирует через наружные боковые полупроницаемые грани эластичного центрирующего элемента внутрь него и, взаимодействуя с водонабухающим полимером, вызывает его набухание (более чем в 4 раза). При этом эластичные центрирующие элементы равномерно со всех сторон обсадной колонны увеличиваются в размерах и, переходя в рабочее состояние, центрируют обсадную колонну. Спиральное размещение центрирующих элементов обеспечивает закручивание потока цементного раствора, обеспечивая тем самым лучшее замещение промывочной жидкости цементным раствором в «защемленных» зонах, т.е. центратор одновременно выполняет и роль турбулизатора.

В данной работе был проведен обзор основных проблем, связанных со строительством горизонтальных скважин на разных этапах, и способов борьбы с ними. Стоит отметить, что сегодня происходит бурное развитие техники и технологий строительства горизонтальных скважин, что подтверждают материалы, представленные в данной статье. Но главной проблемой остаётся то, что многие разработки редко доходят до практического использования. Это может быть вызвано увеличением стоимости строительства скважины, и поэтому компании продолжают использовать старые технологии. Автор надеется на изменение в ближайшем времени сложившейся ситуации.

#### Литература

1. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин [Электронный ресурс]. - [www.neftemagnat.ru](http://www.neftemagnat.ru)
2. Патент 2541985 Россия МПК E21B 33/13. Способ крепления горизонтального ствола скважины Ибрагимов Н.Г., Аслямов А.И., Гараев Р.Р., Синчугов Н.С., Мубаракшин М.М. Заявлено 22.05.2014; Опубликовано 20.02.2015, Бюл.№5.-5стр.
3. Shlumberger, “Интегрированные системы и технологии в бурении”/ Shlumberger -2015.
4. Патент 127805 Россия МПК E21B 17/10. Скользящий центратор Хузина Л.Б., Шафигуллин Р.И., Фазлыева Р.И., Теляшева Э.А.. Заявлено 13.12.2012; Опубликовано 10.05.2013, Бюл.№13.-2стр.
5. Р.И. Фазлыева, Снижение сил трения при бурении скважин с горизонтальным окончанием./ Р.И. Фазлыева//

- “Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых”.-2014
6. Система Air Lock [Электронный ресурс]. - [www.ewshld.com](http://www.ewshld.com)
  7. Патент 139339 Россия МПК E21B 17/10. Гидромеханический центратор для обсадных колонн нефтегазовых скважин Гуторов Ю.А., Якунина С. Н., Негуренко Е., Заявлено 28.11.2013; Опубликовано 10.04.2014, Бюл.№10.-2стр.
  8. Патент 2473777 Россия МПК E21B 17/10. Центратор обсадной колонны с изменяемой геометрией Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Тихонов М.А.. Заявлено 20.06.2011; Опубликовано 27.01.2013, Бюл.№3.-7стр.

## **ОБЗОР ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОЙ ОЧИСТКЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ОТ ШЛАМА**

**К.В. Тютнев**

**Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат,кратно превышающих затраты на превентивные мероприятия по улучшению очистки ствола скважины [1].

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30 % всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола; в скважинах с большим зенитным углом – более 80 %). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК. В результате происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затяжками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции [2].

Условия выноса шлама восходящим потоком промывочной жидкости в значительной мере зависят от величины зенитного угла ствола скважины. При увеличении зенитного угла вынос шлама затрудняется [3]. Наибольшие трудности с очисткой, как правило, возникают в интервале 60-90°, в котором шлам выпадает на нижнюю стенку скважины и образует длинную, протяженную и устойчивую «шламовую подушку». Этот шламовый осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Очистка ствола в данном интервале представляется достаточно сложной задачей и зачастую требует большого количества времени [4].

Эффективность выноса шлама с ростом длины ствола скважины определяется многими показателями, однако главным образом качество очистки ствола зависит от суммарного эффекта технологических параметров используемого оборудования и от гидравлических показателей промывки (реология бурового раствора, потери давления в различных частях циркуляционной системы, тип течения и т.д.).

В настоящее время промышленностью выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку ствола скважины от шлама. Все множество выпускаемых устройств можно разделить на два типа: циркуляционные переводники, приводимые в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненные на базе толстостенных бурильных труб (ТБТ); лопастные элементы, которые взаимодействуют со шламовой подушкой, поднимая скопившийся шлам в область повышенных скоростей потока.

Циркуляционные переводники представляют собой устройства для частичного отвода проходящего сквозь них потока промывочной жидкости в затрубное пространство. Благодаря этому в затрубном пространстве создается локальная зона циркуляции промывочной жидкости и достигается замедление осаждения шлама или возвращение его со стенки скважины и из застойных зон в восходящий поток промывочной жидкости.

Основными недостатками этих устройств являются возможность размыва струей из переводника стенки скважины и поглощения промывочной жидкости. Кроме того, применение циркуляционного переводника ограничено при бурении гидравлическим забойным двигателем в связи с уменьшением расхода промывочной жидкости через двигатель и гидромониторные насадки долота. Этому недостатка практически лишены управляемые (многократно активируемые) путем бросания в бурильную колонну шаров циркуляционные переводники, в частности Well Commander (MI-Swaco).

Буровой клапан Well Commander производства компании Mi-Swaco представляет собой управляемый при помощи бросания шаров циркуляционный переводник с частичным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше «чувствительных» компонентов КНБК, таких как MWD и LWD, винтовых забойных двигателей. Принцип действия заключается в том, что специальный шар бросают в буровую трубу (БТ) и прокачивают его вместе с буровым раствором (БР) до посадочного гнезда, после чего он активируется. Когда давление возрастает до предельного значения, циркуляционные порты открываются, а шар проскальзывает дальше и попадает в устройство для улавливания шаров. С этого момента некоторая часть потока с пониженным давлением начинает вытекать из портов, а оставшаяся часть потока вытекает через насадки долота [5].

Включение в состав колонны профилированных бурильных труб позволяет улучшить процесс гидротранспорта бурового шлама на поверхность. Например, компании Paradigm Oilfield Services, Vam Drilling, Hulliburton поставляют специальные бурильные трубы серии «Гидроклин» [6] с улучшенными гидравлическими характеристиками. Практический опыт применения данных труб показал, что устройства целесообразно использовать на участках с большим зенитным углом ствола скважины (35-65°) и при значительных образованиях «шламовых подушек». Бурильные трубы устанавливаются на место обычных толстостенных бурильных труб и

позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения. Трубы имеют специально выточенные канавки и выступы, которые являются основной особенностью устройств. Угол лопастей обеспечивает оптимальное взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и запускают их в зону высоких скоростей.

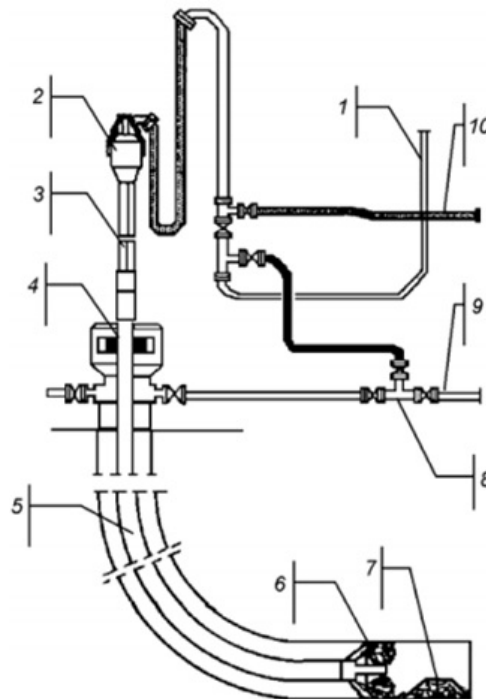
Используемые в процессе строительства скважин цельные компоненты бурильной колонны Cutting Bed Impeller (CBI) [5] также доказали свою эффективность в очистке скважин с большими отходами от вертикали. Устройство состоит из короткого сердечника, не содержащего движущихся частей, с фрезерованной канавкой специальной формы, которая воздействует на «шламовую подушку», сдвигая ее с нижней части трубы. Результатом работы данных фрезерованных переводников, установленных на определенном расстоянии друг от друга, является значительное снижение крутящего момента, плавное восстановление циркуляции, увеличение проходки на долото, а также возможность работать как «демпфер» вибрационных нагрузок.

Осциллятор-турбулизатор состоит из толстостенного корпуса с винтообразными канавками, внутри которого размещены верхний и нижний диффузоры круглого сечения, квадратная втулка и клапан. Устройство размещается непосредственно над долотом. Предполагается, что повышение эффективности гидротранспорта шлама из призабойной зоны скважины достигается за счет генерируемых этим устройством низкочастотных колебаний, что в сочетании с винтообразными канавками на его корпусе при вращении бурильной колонны турбулизирует восходящий поток промывочной жидкости [7].

Механизм действия вращающегося турбулизатора основан на турбулизации восходящего потока промывочной жидкости и механическом воздействии на шламовую подушку лопастями турбулизатора [5]. Турбулизатор состоит из вращающегося на маслonaполненных подшипниках корпуса и неподвижных муфтового и ниппельного переводников. Корпус разделен на две части: гладкую и снабженную лопастями, армированными твердым сплавом. Внутри, с обоих концов корпуса, размещены маслonaполненные подшипники, а в гладкой его части – турбинная секция, вращающая корпус турбулизатора. Устройство устанавливается в колонну бурильных труб в интервале предполагаемого образования шламовых подушек. Достоинством турбулизатора является возможность его использования при бурении гидравлическим забойным двигателем, когда бурильная колонна не вращается.

Однако перечисленные выше способы очистки ствола скважины от шлама не во всех случаях результативны. Скопление шлама на стенке скважины приводит к преобразованию шламовой подушки в дону, перемещающуюся по стволу. Иногда для предотвращения осложнений целесообразно остановить процесс углубления скважины для полного удаления бурового шлама.

Наиболее эффективно это можно сделать путем обратной циркуляции промывочной жидкости [8], то есть закачкой промывочной жидкости по затрубному пространству скважины и подачей ее через бурильный инструмент на блок очистки (рис. 1).



**Рис. Принципиальная схема обвязки оборудования для очистки ствола скважины от шлама:**  
 1 – нагнетательная линия от бурового насоса; 2 – вертлюг; 3 – ведущая труба; 4 – превентор; 5 – бурильная колонна; 6 – долото; 7 – шламовая дюза; 8 – блок задвижек; 9 – отвод противовибросового оборудования; 10 – отвод в систему очистки циркуляционной системы буровой установки

Для этого устье скважины должно быть соответствующим образом оборудовано. В скважину до верхней части интервала расположения шламовой дюны спускают бурильную колонну с долотом, центральный промывочный канал которого выполнен в виде профилированного сужающегося сопла. Гидротранспорт шлама осуществляется через ведущую трубу при закрытом на гладкой части бурильной трубы универсальном превенторе, с плавной подачей долота сверху вниз. Шламодюна разрушается механически – долотом (расхаживание) и гидравлически – обратным потоком промывочной жидкости. Так как форма шламовой дюны в процессе углубления скважины имеет тенденцию к выполаживанию в направлении течения промывочной жидкости, то изменение направления ее потока при обратной циркуляции положительно сказывается на гидравлическом разрушении шламовой дюны.

Важно подчеркнуть, что расход промывочной жидкости остается таким же, как и при бурении забойным двигателем. Кратное же увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости при постоянном расходе достигается за счет существенного снижения его площади поперечного сечения. При этом в затрубном пространстве нисходящий поток промывочной жидкости остается ламинарным, а в бурильной колонне – турбулентным.

Повышенное скопление шлама в скважине, свидетельствующее о недостаточной очистке ее от выбуренной породы, приводит к множеству осложнений и аварий. Во избежание подобных инцидентов рекомендуется вести учет объемов выбуренной породы в режиме реального времени, что позволит в кратчайшие сроки принять нужное решение, направленное на совершенствование показателей промывки скважины, как технических, так и гидравлических. Сочетание возможностей гидравлической программы промывки скважины с включением в бурильную колонну специальных технических устройств, а также, при необходимости, применение обратной промывки позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения.

#### **Литература**

1. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 3. – 10-12 с.
2. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Бурение & Нефть. – 2010. – № 6.
3. Куликов В.В. Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины // Инженер-нефтяник. – 2008. – № 3. – 18-19 с.
4. Митчелл Джон. Безаварийное бурение // Дрилберт Инжиниринг Инк, Copyright 2001. – 334 с.
5. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Органов А.С. Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – 28-35 с.
6. Вахрушев А.В. Бурильные трубы «ГидроКлин» (Hydroclean™) – революционное решение в области очистки скважин от шлама. Опыт создания и применения // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – 12. – С. 26–28.
7. Осциллятор-турбулизатор / Л.Б. Хузина, Ш.Х. Фархутди-нов, А.В. Еромасов, Б.А. Хузин // Пат. на полезную модель RUS 131792.
8. Способ очистки ствола скважины / А.М. Лихущин, А.П. Мигуля, А.А. Бабичев, В.И. Балаба // Пат. на изобретение RUS 2166061.

### **ОБОСНОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ БЕЗРАЙЗЕРНОГО БУРЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГЛУБОКОВОДНОЙ СКВАЖИНЫ**

**И.Ш. Фазуллин**

*Научный руководитель профессор В. М. Подгорнов*

*Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина,  
г. Москва, Россия*

Снижение запасов углеводородов на суше и увеличение спроса на углеводородное сырьё вынуждает нефтяные и газовые компании вести работы в глубоководных районах, которые выглядят весьма многообещающими. Безрайзерная технология бурения представляет собой технологическое решение, обеспечивающее циркуляцию промывочной жидкости без водоотделительной колонны (райзера) и предотвращающее попадание морской воды в скважину. Специализированные насосы, которые предназначены для прокачки буровой жидкости и шлама, расположенные под водой, используются для перекачки отработанного бурового раствора с поверхности морского дна на буровую платформу.

Отличительной особенностью безрайзерного бурения является исключение водоотделительной колонны благодаря использованию всасывающего и насосного модулей, которые по шлангокабелю обеспечивают возвратное движение циркулирующего потока к буровой платформе.

Мировой опыт применения технологии бурения с двойным градиентом давления сравнительно небольшой и составляет примерно 10 лет. Тем не менее, при ее использовании в строительстве скважин были получены положительные результаты. Можно выделить основные районы применения технологии, это Северное и Каспийское море.

Теперь перейдем к преимуществам технологии. Благодаря бурению без райзера мы имеем лучшие показатели **контроля скважины** по сравнению с традиционной технологией при бурении в осложненных условиях, что

позволяет нам уменьшить риск аварий или осложнений, а также обеспечит безопасность для окружающей среды.

**Меньшее количество обсадных колонн** в связи с 2 градиентами давления благодаря чему градиент практически равен пластовому давлению. **Расширение возможностей заканчивания**, что позволяет использовать больший диаметр НКТ, что в свою очередь позволяет уместить больше оборудования для эксплуатации.

**Уменьшение стоимости бурения** и экономия пространства на буровой в связи с тем, что уменьшается количество необходимых ресурсов для строительства.

При безрайзерном бурении необходимо и специализированное оборудование, позволяющее осуществлять процесс бурения. К ним относятся: модуль всасывания, подводный шламовый насос, система линии выхода, соединительный блок, лебедка и разъединитель, блок питания и управления.

Успешное выполнение технологической операции без райзера зависит от того как хорошо мы понимаем влияние эффекта сообщающихся сосудов на бурение и как им можно управлять. Традиционная глубоководная скважина изображается как U-образная трубка или манометр. Гидростатическое давление в бурильной колонне и кольцевом пространстве одинаковы для обычного бурения скважины при статическом состоянии с равномерным весом бурового раствора по всему стволу скважины. Поэтому U- трубка сбалансирована. В случае с безрайзерным бурением, в кольцевом пространстве находится шлам вперемешку с морской водой, следовательно имеет более низкую плотность бурового раствора по сравнению с раствором в буровой колонне. Таким образом появляется нарушение в так называемых “сообщающихся сосудах”. При статических условиях U-трубка будет сбалансирована в скважине в сторону кольцевого пространства из-за того, что давление в скважине будет больше из-за большей плотности и выше столба жидкости, следовательно жидкость в кольцевом пространстве будет проталкиваться и мы будем иметь возвращение потока из скважины. Это создает большие трудности тем, что обычное возврат жидкости можно легко спутать с проявлением. Даже во время проявления, U-tube эффект еще больше затрудняет проблему понимания и предотвращения.

Обнаружения проявления в безрайзерном бурении является более сложным по сравнению с традиционным методом из-за воздействия двойного градиента давления. При U-tube эффекте очень сложно определить проявление проверкой циркуляции, так как движение жидкости обратно из кольцевого пространства будет продолжаться до тех пор, пока гидростатические уровни не сбалансируются, после падения уровня жидкости в бурильной колонне.

Также подводные насосы имеют сложность в определении проявлений. Тем не менее, существуют методы определения проявлений, которые приведены ниже.

**Увеличение скорости потока за счет притока пластового флюида** может быть явным признаком проявления. Это может внезапный или постепенный процесс, все зависит от режима давления системы. Величина давления, необходимого для контроля такого состояния зависит от того, насколько быстро скважина была закрыта, т.к. при быстром закрытии в скважине сохраняет больше шлама, чем при медленном закрытии. Тем не менее технология двойного градиента безрайзерного бурения требует сочетания этого метода с другими чтобы подтвердить проявление.

**Течения в скважине при отключенных насосах.** В безрайзерном бурении эффективное гидростатическое давление в бурильной колонне, возникающее из-за U-tube эффекта, описанного выше, всегда выше, чем давление в кольцевом пространстве. В результате этого трудно определить, проявляет ли скважина при отключенных насосах, так как течение продолжает идти, либо идет балансировка гидростатических столбов жидкости в бурильной колонне и кольцевом пространстве

**Увеличение потока бурового раствора из скважины.** Существующие методы проверки потока, чтобы подтвердить увеличение потока бурового раствора из скважины не вполне надежны, так как поток бурового раствора будет продолжать движение из кольцевого пространства пока уровень бурового раствора в бурильной колонне не сравняется с уровнем бурового раствора в возвратной линии из-за U-tube эффекта.

**Заполнение флюидом при СПО.** Трудности в определении уровня в бурильной колонне при выбросе из-за эффекта U-образной трубки решаются использованием измерительных приборов в бурильной колонне.

**Внезапное увеличение механической скорости проходки.** Этот метод определения проявления в бурении имеет такой же принцип, как и в традиционной технологии. Внезапное увеличение скорости проходки является прямым средством обнаружения спрессованных под высоким давлением песка или сланцевых пород в результате чего долото бурит быстрее из-за возникновения депрессии. В соответствии с этим условием, гидростатическое давление столба бурового столба меньше или равно пластовому давлению. Тем не менее противоположный эффект (reverse drilling break) может происходить в тех же условиях, если буровой раствор приготовлен на нефтяной основе и бурение идет с помощью алмазного долота.

**Изменение давлений на насосах.** Снижение давлений на подводном насосе обусловлено снижением гидростатического давления в кольцевом пространстве. Это происходит, когда появляется дисбаланс гидростатических давлений между внутренней и наружной поверхностями бурильной трубы. Расширение газа приводит к вытеснению жидкости в кольцевом пространстве, что вызывает эти изменения. Стоит отметить, что этот метод является хорошим при определении проявлений, при комбинировании еще с каким-либо перечисленным выше методом.

При строительстве скважины основным показателем строительства скважины является ее стоимость и затраты на материалы. А именно: металлоемкость, количество необходимого цемента, количество выбуренной породы. В данной работе были проведены вышеперечисленные расчеты.

Проанализировав полученные данные, получаем следующий результат:

1. При безрайзерном бурении в 2.5 раза уменьшился объём выбуренной породы, что является хорошим

показателем.

2. Затраты сухого цемента уменьшились более чем в 2 раза при безрайзерном бурении, что помогает сильно сократить экономические затраты.

3. Металлоемкость при традиционном бурении больше в 1.5 раза, что говорит о увеличении стоимости метра проходки. Также для большего количества обсадных колонн необходимо большее пространство на буровой и соответственно выше класс буровой установки.

Представленная технология бурения успешно прошла промышленные испытания и в настоящее время эффективно используется нефтяными компаниями.

Практический опыт показал ряд существенных преимуществ применения безрайзерного метода при строительстве глубоководной скважины:

- бурение скважин на больших глубинах моря;
- сокращение затрат времени на строительство;
- уменьшение размера и веса райзера;
- упрощение конструкции скважины;
- уменьшение срока эксплуатации буровой платформы;
- сэкономить значительные материальные средства;
- улучшить качество проводимых работ;
- повысить промышленную и экологическую безопасность.

Многие трудности, с которыми приходится сталкиваться при использовании данной технологии, аналогичны тем, с которыми сталкиваются компании при внедрении любой новой технологии. Несмотря на то, что бурение с двойным градиентом была успешно разработана и протестирована на практике, основной задачей инженеров является доработка и совершенствование компонентов системы с целью повышения эффективности ее применения в глубоководном бурении.

Технология бурения с двойным градиентом давления в каждом случае ее использования должна быть адаптирована по следующим параметрам: глубина воды, температура воды над и под линией уровня дна моря, потери давления в системе, пластовое давление, метеоусловия, а также ряд других параметров.

Ожидается, что данная технология перейдет в разряд традиционных и станет одним из многочисленных инструментов бурового инженера для решения задач связанных со строительством скважин. Осталось решить проблемы пуска-наладки основных компонентов, организовать тренинги, и преодолеть предвзятость и опасения, ассоциирующиеся с любой новой технологией стремящийся получить доступ к рынку.

#### **Литература**

1. Галабурда В.К. Морские буровые установки. Крепление морских глубоких нефтяных и газовых скважин - Мурманск: издательство МГТУ, 2003.
2. Пейн М., Миллер Р., Эрпелдинг П. Новое в проектировании глубоководных скважин с высоким давлением и температурами /перевел В.Иванов // Нефтегазовые технологии. - 2005.-№ 11.- С.11-17.
3. Леонов Е.Г., Симонянц С.Л. Совершенствование процесса углубления скважины/ Москва, 2014.
4. Байрашевский И.В., Марков А.А. Современные наукоемкие технологии.

#### **РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИМИТАЦИИ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА РОТОРОМ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРИСУТСТВИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

**А.В. Фёдоров, Л.А. Ушаков, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день нефтегазовые скважины бурятся различными по типу передачи вращения долоту методами – с обеспечением энергии долоту непосредственно с устья (роторное бурение) и с преобразованием энергии бурового раствора в механическую энергию ротора, приводящего в движение вал, вращающий породоразрушающий инструмент (турбинное бурение, использование турбобура, винтового забойного двигателя). Выбор метода обуславливается задачами и условиями бурения. Для наклонно-направленного бурения, разбуривания цементных мостов, песчаных пробок наибольшее распространение получил винтовой забойный двигатель (ВЗД). Несмотря на широкое применение и эффективность работы ВЗД, сегодня существенным образом стоит вопрос увеличения срока службы его рабочей пары – статора и ротора-винта, а именно обкладки статора, называемой эластомером. В результате многочасового воздействия трения ротора, эластомер подвергается деформированию, тем самым нарушается герметизация статора-ротора (натяг), что приводит к снижению коэффициента полезного действия ВЗД, падению вращающего момента, сокращению срока службы ВЗД и, как следствие, к увеличению количества спускоподъемных операций (СПО) [1].

Степень износа эластомера определяется многочисленными факторами: видом материала эластомера статора и типом металла ротора, их свойствами, типом и параметрами бурового раствора, определяющим его агрессивность, установившейся температурой в среде [1, 2].

В зависимости от условий бурения и соответствующей работы ВЗД необходимо обеспечить оптимальные

условия для максимального срока службы эластомера. На основе изученной проблематики в статье исследуется влияние бурового раствора на параметры эластомера при имитации взаимодействия пары «ротор-статор» на экспериментальном стенде (рис. 1). В качестве образца использовалась марка резиновой смеси повышенной износостойкости ИРП-1226, из материала которой вырезались две заготовки заданных размеров – для исследования их параметров в водном буровом растворе, затем растворе на основе дизельного топлива. Ежедневно с помощью штангенциркуля и электронных весов определялись параметры эластомера – длина, ширина, толщина, масса.

Результатом взаимодействия ротора со статором в среде дизельного топлива является шлиф от срезанной резины на образце. Поэтому измерялись толщина образца в срезанной части, а также наименьшая и наибольшая ширина шлифа (рис. 3).

В результате анализа полученных значений подтверждается предположение об износе эластомера в агрессивных средах: относительное изменение толщины образца за весь период изнашивания в водном растворе составило 3,57%, а в растворе на основе дизельного топлива – 4,75%.

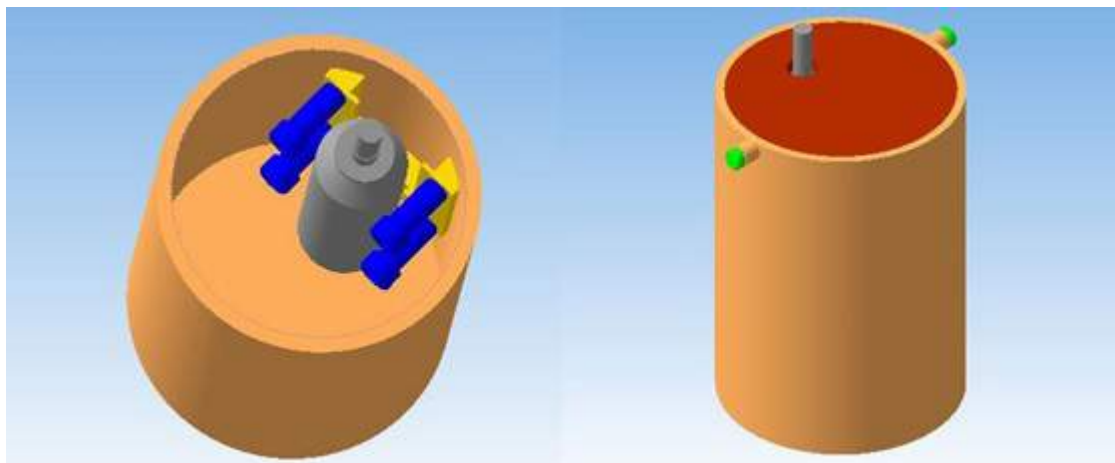


Рис. 1. Модель винтового забойного двигателя: установленный ротор с упором для эластомера, прижимаемый четырьмя винтами (слева) и корпус модели в закрытом варианте (справа)

При этом важно отметить, что агрессивность интенсивно проявляется на ранних этапах эксперимента. При первом измерении (первые 6 часов работы ВЗД) относительное изменение толщины образца в растворе на основе дизельного топлива составило 2,76%, а в водном растворе – 0,87%. Это говорит о возможности преждевременного выхода из строя ВЗД при использовании бурового раствора на основе дизельного топлива. Аналогичные выводы сделаны для динамики изменения размеров шлифа – за первые 6 часов изнашивания наблюдается стремительное увеличение его размеров, а затем медленное затухание, представляющее снижение прироста максимального диаметра и образование его целостной полуцилиндрической формы ( $d_{\min} \rightarrow d_{\max}$ ). Помимо механического износа эластомера в присутствии агрессивной среды возникает угроза выноса пластификатора из материала эластомера, что является одним из основных факторов его набухания. Частичное изменение таких параметров как длина  $l$  и ширина  $b$  связаны с упругими свойствами эластомера – по мере образования шлифа образец подвергался касательным напряжениям и частично изгибался относительно оси, параллельной оси ротора.

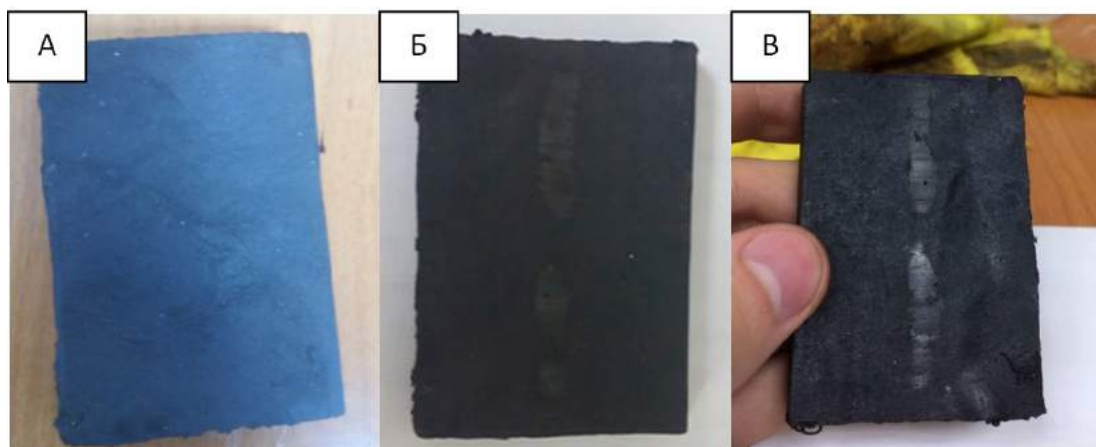


Рис. 2. Последовательность износа эластомера при водном буровом растворе: А – начальный, Б – промежуточный, В – конечный этапы



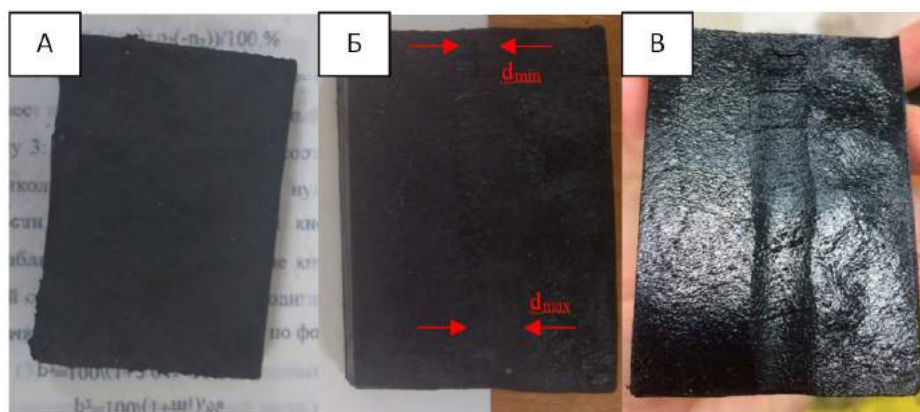


Рис. 3. Последовательность износа эластомера при дизельном буровом растворе:  
А – начальный, Б – промежуточный, В – конечный этапы

Резина ИРП-1226 представляет собой маслостойкую резиновую смесь повышенной износостойкости, с температурными интервалом работоспособности от - 20 до + 100 °С. Ее условная прочность составляет 9,8 МПа, относительное удлинение при разрыве 125%, твердость 65-95 ед. Шор А. Дизельная среда проявила свою агрессивность, так как материал ИРП-1226 не является вулканизированным. В результате происходит растворение пластификатора резины, что приводит к снижению упругости образца. При длительной работе ВЗД повышается температура бурового раствора, следовательно, эластомера. В результате раствор может заполнять поры эластомера, что ведет к его набуханию и уменьшению зазора между ротором и статором. Для дальнейшей работы ВЗД потребуется создать больший крутящий момент, что в совокупности со снижением упругости приведет к ускоренному износу образца. [3]

По результатам исследований были сделаны нижеследующие выводы. Тестовый эксперимент в водной среде показал – интенсивного износа эластомера не происходит, что позволяет использовать полученные результаты, как реперные для других типов буровых растворов. Также подтверждено интенсивное влияние дизельного топлива, как дисперсной среды, на параметры эластомера. Имеется предположение, что если приблизить условия к забойным, то температурный фактор будет способствовать ускорению процесса износа эластомера.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Попов А.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / А. Н. Попов [и др.]; под ред. А. И. Спивака. – Москва: Недра, 2003. – 509 с.: ил.
2. Балденко Д.Ф. Одновинтовые гидравлические машины в 2 т.: / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко, А. Н. Гноевых. // Информационно-рекламный центр газовой промышленности. — М.: Газпром , 2005-2007. — 488 с.: ил. — Библиогр.: с. 474-483.
3. Епихин А.В. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90 °С / А.В. Епихин, В.В. Мельников, А.А. Бер, К.М. Минаев // Экспозиция Нефть Газ. – Набережные Челны, 2016. № 6 (52). С. 68-70.

### ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭМУЛЬГАТОРА ЭМ-4

А.Д. Фензель

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопрос сохранения потенциальной продуктивности скважины на сегодня является одной из самых актуальных задач нефтегазовой отрасли. В связи с разработкой месторождений со сложно-построенными залежами и низкопроницаемыми продуктивными пластами, принципиальное значение получили вопросы наращивания дебита скважин за счет качественного вскрытия продуктивных пластов. Буровой раствор на углеводородной основе (РУО) не оказывает отрицательного влияния на свойства коллекторов нефти и газа, тому же, он обладает хорошими смазочными свойствами, снижая износ бурильных руд и долот [1]. Именно поэтому такой тип промывочной жидкости предлагается использовать в качестве альтернативы водным системам для бурения скважин в осложненных условиях на территории Западной Сибири.

Раствор на углеводородной основе представляет из себя эмульсионную систему, состоящую из водной фазы и углеводородной фазы, стабильность данной системы обеспечивают эмульгаторы, которые являются ПАВ. Присутствие в эмульсии поверхностно-активного эмульгатора приводит к снижению межфазного натяжения на

границе вода-нефть и тем самым обеспечивает образование стабильной микроэмульсии. На технологические свойства эмульсионного бурового раствора существенное влияние оказывает соотношение фаз, концентрация эмульгаторов и условия приготовления [2].

Данная работа посвящена сравнению свойств буровых растворов приготовленных с использованием промышленного эмульгатора Cleave FM и нового синтезированного эмульгатора ЭМ-4. Эмульгатор ЭМ-4 представляет собой раствор N- (2-гидроксиэтил)амидов жирных кислот в смеси моно и диглицеридов жирных кислот.

Изучение свойств данных эмульгаторов проводили при помощи оценки параметров модельного РУО содержащего данные реагенты. Рецепт РАУО была следующая:

- Углеводородная основа (Дизельное топливо) – 330 г;
- Вода – 270 г;
- CaCl<sub>2</sub> (безводный) – 90 г;
- Эмульгатор – 13 г;
- CaCO<sub>3</sub> – 107 г;
- Известь – 16 г;
- Органофильная глина – 7,2 г.

Соотношение водной и углеводородной фазы в данном РУО составляет 55:45.

Результаты сравнительных испытаний модельных эмульсионных буровых растворов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований эмульгаторов ЭМ-4 и Cleave FM

Эмульгатор	Состав			ЭС, В	ПВ, фунт\100фут2	ДНС, фунт\100фут2	СНС		Условная вязкость, с	Фильтрация, мл	
	Вода, г	УВ, г	Эм., г				10 с	10 мин		7,5 мин	30 мин
Cleave FM	270	330	13	147,4	26	19	8	8	67,91	3,4	5
ЭМ-4	270	330	13	106,4	23	18	7	7	54,23	3,3	4,5

Электростабильность бурового раствора характеризует степень дисперсности эмульгированной воды и прочность стабилизирующего слоя эмульгатора, является косвенным параметром, характеризующим агрегативную устойчивость эмульсий. Определяется она величиной напряжения электрического тока, необходимого для электропробоя слоя РУО, помещенного между электродами.

Буровая эмульсия, приготовленная с применением промышленного эмульгатора, показывает лучшую электростабильность в модельном буровом растворе, что должно говорить о большей устойчивости к фазовому обращению такой бурового раствора. Но суточный отстой эмульсий, полученных на основе эмульгаторов ЭМ-4 и Cleave FM, показали, что при температуре 80 °С, полное разрушение эмульсии с использованием промышленного эмульгатора наблюдается после 5 часов, когда расслоение лабораторного эмульгатора ЭМ-4 наблюдается в течение 6 часов. Значит, исследование фазового обращения бурового раствора по электростабильности не даёт объективную оценку его устойчивости и наряду с электростабильностью следует рассматривать показатель суточного отстоя бурового раствора.

Пластическая вязкость (ПВ) – один из параметров пластической реологической модели Бингама – это наклон линии отношения «напряжение сдвига/скорость сдвига» над динамическим напряжением сдвига [3]. На практике ПВ используется для оценки бурового раствора выносить шлам из скважины.

Более низкие значения пластической вязкости бурового раствора на основе эмульгатора ЭМ-4 дают ему явное преимущество: изменение соотношения фаз в эмульсии в сторону водной увеличивает её вязкость, а значит, буровая эмульсия с использованием эмульгатора Cleave FM достигнет порогового значения вязкости быстрее. Увеличение водной фазы в растворе на углеводородной основе существенно снижает его стоимость и даёт больший диапазон для регуляции параметров, при более низкой себестоимости, что, несомненно, является существенным плюсом в буровой практике.

Статическое Напряжение Сдвига (СНС) говорит о способности бурового раствора удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы при прекращении циркуляции бурового раствора. По данным лабораторных исследований СНС двух буровых эмульсий находится примерно на одном уровне, что не даёт нам сделать оценку о преимуществе одного эмульгатора над другим.

Показатель фильтрации буровых растворов характеризует их способность отдавать дисперсионную составляющую в пористую проницаемую среду. Повышение фильтрации способствует кавернообразованию, осыпям и обвалам стенок скважины, повышению вязкости раствора, ухудшению коллекторских свойств продуктивных пластов. При проведении испытаний, за 7,5 минут различия в показателях фильтрации буровых

растворов практически не наблюдалось, однако при времени фильтрации в 30 минут показало, что меньшую фильтрацию обеспечивает буровой раствор с использованием эмульгатора ЭМ-4. На практике, применение буровой эмульсии с эмульгатором ЭМ-4 позволит сохранить естественный коэффициент проницаемости для углеводородной фазы и обеспечит больший дебет скважины.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод: модельный буровой раствор с использованием эмульгатора ЭМ-4 показывает лучшие свойства стабильности, фильтрации, пластической вязкости, статического напряжения сдвига, по сравнению с РУО на промышленном эмульгаторе Cleave FM. В дальнейшем следует провести полевые испытания эмульгатора ЭМ-4, а также провести лабораторные исследования свойств модельного бурового раствора при высоких температурах, близких к забойным. И на основании полученных данных сделать выводы о целесообразности промышленного выпуска эмульгатора ЭМ-4.

#### Литература

1. Шишков В.С. Исследование и совершенствование эмульсионных растворов на углеводородной основе для повышения эффективности бурения скважин в сложных геолого-технических условиях: автореф. дис. канд. техн. наук. М.: 2012.
2. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.
3. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для ВУЗов. – Москва: ОАО Издательство «Недра», 1999. – 424 с.: ил.
4. Сваровская Н. А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.
5. Попов С.Г., Нацепинская А.М. Новый тип эмульсионных буровых растворов. Реверсивно-инвертируемый буровой раствор. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 4, – 2012. С. 15-20.

### ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КУЮМБИНСКОГО И ТЕРСКО-КАМОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ

А.А. Харитонов

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско  
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Исследуя природу несовместимости условий бурения, выраженных катастрофическими поглощениями промывочной жидкости в интервале бурения под направление и кондуктор - до до 50 м и 540 м соответственно, установлены следующие факторы, способствующие их возникновению, характер их проявления, а также статистика ликвидаций:

1. Катастрофические поглощения промывочной жидкости возникают в интервале залегания эвенкийской свиты (рис. 1), представленной трещиноватыми доломитами (15-20 %), слоистыми мергелями и глинистыми известняками (35-40 % и 35-40 % соответственно) со значительной степенью перемежаемости и неоднородности пород по разрезу.



Рис. 1. Интервалы глубин вскрывания поглощения промывочной жидкости

2. Переход на бурение с промывкой на технологической воде с низкой производительностью - до 8-10 л/с и плохой реологией приводит к:

- неполному вымыву выбуренной породы с забоя скважины, неустойчивости стенок ствола скважины, что влечет за собой высокий риск сальникообразования, прихвата КНБК, образование шламового стакана;
- невозможности использования приборов телеметрии, а так же винтовых забойных двигателей (ВЗД) и осуществлению бурения с приводом от ротора. Как альтернатива отсюда следует использование породоразрушающего инструмента (ПРИ) дробящего- скалывающего действия и низкие механические скорости (до 3 – 5 м/ч) из-за существенной анизотропии пород по разрезу.

3. В исследуемом интервале бурения применение кольматационных материалов различной природы и фракций, профильных перекрывателей, прокачка ВУС, установка цементных мостов не в полной мере приносит положительные результаты (рис.2).



Рис. 2. Результаты ликвидации поглощения

Кавернозные коллектора обычно приурочены к карбонатным породам или ангидритам и являются, как правило, разновидностью трещинных коллекторов. Одним из основных показателей, определяющих трещиноватость, является величина раскрытия трещин. Величина раскрытия трещин в карбонатных коллекторах достигает 1,0-0,5 мм и более [1].

Поглощения при вскрытии каверн являются наиболее трудноустраняемыми. Это определяется структурой пустотности и, прежде всего, наличием крупных полостей, связанных между собой группой трещин или каналов, что вызывает большие затруднения в достижении полного замещения пластовых флюидов тампонажным раствором или закупорку трещин наполнителем.

Выбору конструкции скважин, планированию гидравлических программ промывки скважин при бурении, а также скорости линейных перемещений колонны труб в скважине должно предшествовать определение скважности поглощающих пород в интервалах осложнения, подлежащих вскрытию при бурении скважины.

Для решения данной задачи в настоящее время используется гидравлический метод, использование которого предполагает знание коэффициента проницаемости горных пород поглощающего интервала.

В этой связи определим перепад давления в зоне поглощения:

$$\Delta P = 10^{-6} g \rho_{\text{фл}} (h_{\text{ст}} - h_{\text{д}}), \text{МПа}$$

где  $h_{\text{д}}$  - динамический уровень в скважине, м.

Коэффициент проницаемости зоны поглощения согласно источникам [1,2] можно определить уравнением:

$$K_n = Q \cdot \mu \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{(2\pi \Delta P h_n)}, \text{м}^2$$

где  $Q$  -расход бурового раствора на поглощение, м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  -вязкость пластового флюида в зоне поглощения, Па\*с;  $R_k$  -радиус контура влияния скважины, м;  $R_c$  -радиус скважины, м;  $\Delta P$  -перепад давления в зоне поглощения бурового раствора;  $h_n$  -толщина поглощающего пласта, м.

Расчет вязкости пластового флюида (пластовой воды) в зоне поглощающего пласта производится по следующей формуле [2]

$$\mu_{\text{пл}}(T) = \frac{[1,43 + 3,8 \cdot 10^{-3}(\rho_{\text{пл}} - 1000)]}{10^{0,0065(T-273)}},$$

где  $\rho_{\text{пл}}$  -плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Скважность пород  $m$ , слагающих зоны поглощения, определяется из формулы [3]:

$$\delta = 4,83 - \left(\frac{K_n}{m^{2,1}}\right)^{0,5}, \text{м}$$

где  $\delta = (2 * b)$  -раскрытие трещины, м;  $K_n$  -коэффициент проницаемости, м ;  $m$  -скважность пород, слагающих зоны поглощения, в долях единицы;  $b$  – половина величины раскрытия трещины, м. Расчеты параметров зон поглощения по предлагаемым формулам показали следующую корреляцию результатов на основе фактически полученных данных при поглощении (табл. 1).

Таблица 1

Данные сравнения расчетных параметров зон поглощения

Подача насоса при исследовании поглощения, м <sup>3</sup> /с	Значения параметров зон поглощения по предлагаемой методике расчета	
	средняя раскрытость каналов, м	скважность, д.е. (расчетная)
0,016	0,005	0,46
0,015	0,007	0,32
0,02	0,006	0,45
0,015	0,009	0,41

Таким образом, предлагаемая методика:

- позволяет рассчитать параметры зон поглощения, без использования статистической величины трещинной пустотности горных пород поглощающего пласта (скважности);
- исключает необходимость использования пакерных схем исследования скважин;

что значительно повышает успешность технологических операций при минимуме доступной информации.

#### Литература

1. Первердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1982.-с. 191.
2. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. - М.: Недра, 1984.
3. Вахромеев И.И. Теоретические основы тампонажа горных пород. - М.: Недра, 1968.-с. 294.

### **ОСОБЕННОСТИ ВЫНОСА ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

**А.Л. Хохлов**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Наклонно-направленное бурение – это способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Если зенитный угол наклонно-направленной скважины превышает  $85^\circ$ , и она имеет горизонтальный участок профиля большой протяженности, то такая скважина называется горизонтальной.

Наклонно-направленное бурение имеет преимущества относительно других методов строительства скважин. Во-первых, дебит на большинстве месторождений увеличивается по сравнению с вертикальными скважинами в несколько раз. Во-вторых, данный метод позволяет осуществлять бурение скважин с одной буровой площадки на большом удалении. В разработку включаются и удаленные участки месторождений, что при использовании метода вертикального бурения потребовало бы сооружение нескольких буровых площадок. Также присутствует возможность при обустройстве шельфовых месторождений отказаться от установки морских платформ и производить бурение с береговых буровых площадок. В-третьих, появляется возможность бурить скважины для достижения продуктивной зоны, которая иначе не доступна при вертикальном бурении. В четвертых, обеспечивается выполнение растущих во всем мире требований по экологической безопасности нефтегазовых объектов, особенно на шельфе. Данный способ позволяет осуществлять бурение под озерами и реками.

Однако, несмотря на все плюсы данного метода бурения, он обладает большим количеством технологических недостатков связанных с неустойчивостью стенок и проблемами очистки ствола скважины, с увеличением количества спускоподъемных операций, повышенными требованиями к качеству и составу бурового раствора и др. [1].

К одному из наиболее важным вопросов строительства направленных скважин относится проблема эффективного транспортирования из скважины частиц выбуренной породы. Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на мероприятия по улучшению очистки ствола скважины [2].

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30 % всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, а в скважинах с большим зенитным углом – более  $80^\circ$ ). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК. В результате происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затяжками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции [3].

Условия выноса шлама восходящим потоком промывочной жидкости в значительной мере зависят от величины зенитного угла ствола скважины. При увеличении зенитного угла вынос шлама затрудняется. Наибольшие трудности с очисткой, как правило, возникают в интервале  $60-90^\circ$ , в котором шлам выпадает на нижнюю стенку скважины и образует длинную, протяженную и устойчивую «шламовую подушку». Этот шламовый осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Очистка ствола в данном интервале представляется достаточно сложной задачей и зачастую требует большого количества времени.

«Шламовые подушки» вызывают посадки при спуске бурильной колонны и зарезке боковых стволов. Скопившийся в скважине шлам значительно осложняет проходимость каротажных приборов, что нередко приводит к необходимости дополнительной проработке скважины, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колон [4].

На рисунке 1 показано поведение шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами.

При малых зенитных углах ствола скважины ( $0-10^\circ$ ) сила тяжести, действующая на каждую частицу выбуренного шлама, заставляет их оседать в направлении забоя (рис. 1,а). С ростом зенитного угла ( $10-30^\circ$ ) плотность и вязкость частиц шлама увеличивается, в связи с чем возможно накопление осадка на стенке скважины. Вместе с тем, тенденция к скольжению частиц к забою сохраняется (рис. 1, б). Дальнейшее повышение зенитного угла (ориентировочно до  $45-60^\circ$ ) способствует возрастанию сил трения и замедлению скорости скольжения частиц шлама вплоть до полной остановки, шлама и некоторая часть твердой фазы очистного агента накапливается при его движении или в состоянии покоя на стенке ствола наклонно-направленной скважины, образуя осадок в наклонном стволе [5].

Решением в сфере улучшения очистки заколонного пространства от шлама являются следующие технологические подходы:

1. Использование специальных жидкостей, которые при вращении создают «пленку» вокруг бурильной трубы. Такая пленка называется «вязкостное сцепление», она поднимает шлам со дна и подбрасывает его в зону высокоскоростного потока. Также возможно введение в промывочную жидкость волокон (например, Микрофибра, FORTA Super-Sweep, FORTA Dragnet), повышающих ее транспортирующую способность [1].

2. Использование циркуляционных переводников, приводимых в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненных на базе толстостенных бурильных труб (ТБТ). Циркуляционные переводники представляют собой устройства для частичного отвода проходящего сквозь них потока промывочной жидкости в затрубное пространство. Устанавливаются циркуляционные переводники в составе бурильной колонны в интервале потенциального образования шламовых подушек [4,6].

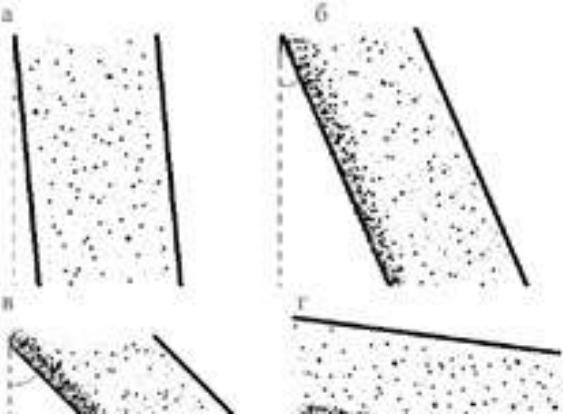


Рис. 1. Поведение шлама в скважине в интервалах с разными зенитными углами: а) 0-10°; б) 10-30°; в) 30-60°; г) 60-90°

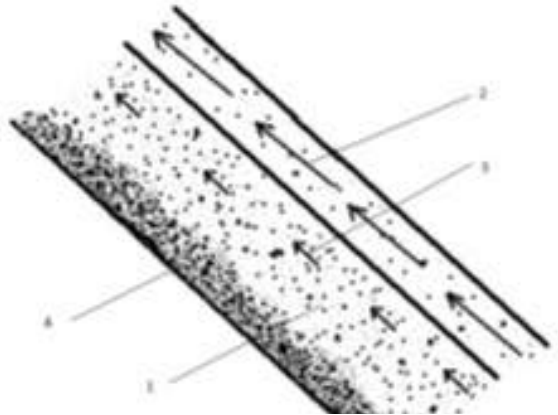


Рис. 2. Скопление шлама на нижней стенке скважины: 1 – колонна бурильных труб; 2 – скорость потока над колонной; 3 – скорость потока возле колонны; 4 – шламовая подушка

3. Использование специальных бурильных труб. Включение в состав колонны профилированных бурильных труб позволяет улучшить процесс гидротранспорта бурового шлама на поверхность. Например, бурильные трубы серии «Гидроклин» имеют винтообразные канавки, отрицательный угол наклона которых при вращении бурильной колонны обеспечивает поднятие частиц шлама со стенки скважины, а изменяющийся угол наклона спиральных плоскостей ускоряет их движение и выносит в проходную зону поперечного сечения ствола скважины с максимальной скоростью потока. Такие трубы включают в бурильную колонну для прохождения критических интервалов скважины, как правило, одну трубу через каждые две или три свечи обычных бурильных труб [6].

4. Использование осциллятора-турбулизатора, позволяющего усовершенствовать вынос шлама буровым раствором в затрубном пространстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин. За счет включения в компоновку осциллятора-турбулизатора, создаются низкочастотные колебания, что в сочетании с винтообразными канавками на его корпусе при вращении бурильной колонны турбулизует восходящий поток промывочной жидкости и способствует повышению степени выноса шлама буровым раствором в затрубном пространстве скважины [7].

5. Также это можно сделать путем обратной циркуляции промывочной жидкости, то есть закачкой промывочной жидкости по затрубному пространству скважины и подачей ее через бурильный инструмент на блок очистки. Шламовая дюза разрушается механически – долотом и гидравлически – обратным потоком промывочной жидкости. Важно подчеркнуть, что расход промывочной жидкости остается таким же, как и при бурении забойным двигателем. Кратное же увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости при постоянном расходе достигается за счет существенного снижения его площади поперечного сечения. При этом в затрубном пространстве нисходящий поток промывочной жидкости остается ламинарным, а в бурильной колонне – турбулентным. Применение обратной промывки позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения [6].

Таким образом, в работе представлены основные негативные эффекты, которые возникают при некачественной очистке ствола скважины от шлама, а также технологические подходы, используемые для решения данной проблемы. Дальнейшие исследования в данном направлении будут связаны с оценкой влияния некачественной очистки скважины от шлама на техническое состояние компоновки низа бурильной колонны.

#### Литература

1. Савоськин С.В, Шведова И.Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы решения// Геология, география и глобальная энергия.-2014.-№4.
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. –

2002. – № 3. – С. 10-12.

3. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Бурение & Нефть. – 2010. – № 6.
4. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Оганов А.С., Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации.-2016. – №3.
5. Пушмин П.С., Романов Г.Р. Проблемы промывки скважин наклонно-направленных скважин // Известия Сибирского отделения секций наук о Земле РАЕН.-2014. – №3.
6. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – №3.
7. Федеральный институт промышленной собственности: официальный сайт [Электронный ресурс]. – <http://www1.fips.ru>.

## **ИЗУЧЕНИЕ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА ПРИ АБРАЗИВНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**С.С. Чернев, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Анализ тенденций развития техники для строительства нефтяных и газовых скважин показывает, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД). Широкое применение ВЗД объясняется совершенствованием конструкций долот, имеющих повышенную моментоёмкость, развитием технологии бурения, а также важными эксплуатационными преимуществами этих двигателей: оптимальные кинематические характеристики, которые обеспечивают эффективную работу долот; минимальные осевые габариты, позволяющие использовать ВЗД при наклонно-направленном и горизонтальном бурении; простота ремонта и сборки [1-4].

Винтовой забойный двигатель - погружная машина, преобразующая гидравлическую, пневматическую или электрическую энергию, подводимую с поверхности, в механическую работу породоразрушающего инструмента (долота) при бурении скважин. Энергия от источника подводится по колонне буровых труб или кабелю [5]. Двигательная секция - это основной узел двигателя, где гидравлическая энергия потока рабочей жидкости передается в механическую, что генерирует крутящий момент. Она состоит из статора, ротора и обкладки статора - эластомера [6].

Эластомеры - это полимеры и материалы на их основе, обладающие высокоэластическими свойствами в широком интервале температур, охватывающем практически всю область температур их эксплуатации. При изготовлении эластомеров применяют каучук и вулканизированную резину. Также используют различные добавки: наполнители, регенераторы, ускорители, антиоксиданты, смягчители, красители. В ВЗД в качестве эластомера используют резину ИРП - 1226 (согласно характеристикам, она обладает повышенной износостойкостью и маслостойкостью) [5-6].

При всех своих достоинствах ВЗД имеет существенный недостаток - преждевременный выход из строя двигательной секции, а именно - эластомеров. В процессе эксплуатации рабочие органы ВЗД подвергаются различным видам изнашивания: усталостному, фрикционному, гидроабразивному, а также эрозионному и коррозионно - механическому при воздействии повышенных давлений и температур. Также причинами снижения работоспособности ВЗД могут быть процессы релаксации напряжения и накопления остаточной деформации, которые приводят к уменьшению натяга между статором и ротором [7-8].

Существующие направления совершенствования конструкции ВЗД связаны с повышением износостойкости узлов и деталей, нагрузочной способности и увеличением межремонтного периода эксплуатации. Осваиваемые пути повышения износостойкости пары трения «ротор-статор» направлены на увеличение активной части рабочих органов, совершенствование статоров с резиновой обкладкой равной толщины и секционированием. За счет уменьшения максимальной толщины резиновой обкладки статора снижается количество вырабатываемого тепла, что в свою очередь минимизирует усталость эластомера, обусловленную эффектом гиперстезиса, а натяг в соединении «ротор-статор» меньше зависит от температуры и разбухания эластомера [2-6].

Также ведется разработка и реализация способа автокомпенсации износа в рабочих органах ВЗД. В основе предлагаемого способа лежит использование, активированного трением, диффузионного взаимодействия эластичного материала статора с рабочей жидкостью с целью восстановления натяга в паре за счет изменения размера резинового элемента без вмешательства в работу гидромашин [7-8].

Не смотря на активную исследовательскую деятельность в области совершенствования ВЗД, в настоящее время уделяется мало внимания оценке воздействия буровых растворов и термобарических условий на эластомеры и двигательную секцию в целом. Подобными исследованиями занимается научная группа кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета. В рамках одного из направлений работы этой научной группы исследовалось влияние дисперсионной среды бурового раствора на скорость износа образца эластомера при варьировании нагрузки.

Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм. Условия

износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 1). После установки и фиксации образца стакане наполнялся дисперсионной средой бурового раствора. Для данного исследования в качестве дисперсионных сред были выбраны: дизельное топливо и насыщенный солевой раствор. Выбор обусловлен опытом предыдущих исследований, в которых зафиксированы следующие зависимости: в дизельном топливе шло размягчение резины ИРП-1226, а в соляном растворе образец, наоборот, образец становился менее упругим.

Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2х25 мм (см. рис. 2). Выбор инструмента сделан с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка. Исследования были проведены для 5 значений навески грузов: 1, 2, 3, 4 и 5 кг. Длительность эксперимента варьировалась по времени износа образца, но не более 25 минут. Полученные результаты были обобщены и представлены в виде графика на рис. 3.



Рис. 1. Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рис. 2. Инструмент для абразивного воздействия на образец

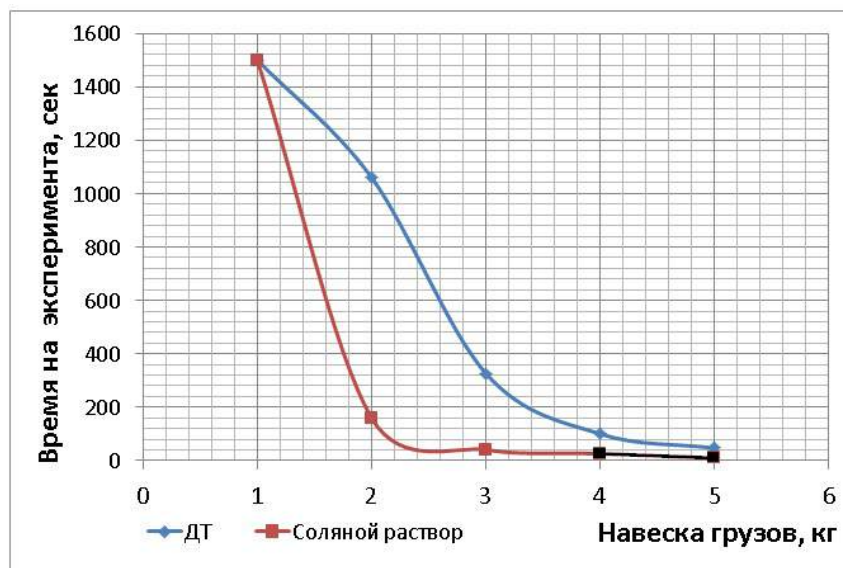


Рис. 3. Зависимость скорости износа образца эластомера от действующей на него нагрузки в присутствии различных дисперсионных сред

В ходе эксперимента были получены следующие зависимости. Навеска грузов в 1 кг мала для проведения экспериментов, потому что в каждой из серий экспериментов за отведенный лимит времени (25 минут) не произошло полного износа образца. Согласно графику, для последующих значений нагрузки резко увеличивается



скорость износа образцов эластомера, особенно в присутствии соляного раствора. Для данного раствора была также замечено, что для нагрузок 4 и 5 кг после указанного на графике времени эксперимента происходил прихват инструмента и остановка процесса разрушения. Данные результаты можно объяснить тем, что взаимодействие дизельного топлива и образца эластомера происходит интенсивно (учитывая, что происходит дополнительный нагрев среды из-за трения «резина-металл»), начинается размягчение резины, следовательно, повышается ее восприимчивость к износу. В результате, инструмент вырывает крупные куски резины из образца. В присутствии соляного раствора, наоборот, происходит отверждение образца, что для небольших нагрузок (2-3 кг) характеризуется хрупким разрушением с образованием мелкодисперсного резинового порошка. А при больших нагрузках инструмент под силой осевой нагрузки за короткий период времени внедряется в образец и у привода не хватает мощности, чтобы справиться с оказываемым со стороны образца сопротивлением.

В результате проведенных исследований было подтверждено влияние дисперсионной среды бурового раствора на скорость износа образцов эластомера. Показано, что при незначительных нагрузках на эластомер разрушение идет интенсивнее в присутствии соляного раствора, предположительно, за счет хрупкого разрушения образца. С увеличением нагрузки на образец скорость износа для обеих дисперсионных сред выравнивается, но в дизельном топливе происходит полный износ образца, а в соляном растворе возникает прихват инструмента с невозможностью дальнейшего ведения эксперимента. В дальнейших исследованиях планируется проанализировать влияние альтернативных дисперсионных сред на скорость износа образцов эластомера.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### **Литература**

1. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. № 10-11. С. 23-25.
2. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. 1997. № 1. С. 13-17.
3. Новое поколение винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ / Ю.А. Кортаев, М.Г. Бобров, С.Г. Трапезников и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 9. С. 7-11.
4. Кочнев, А.М., Кочнева Б.В. Обзор информации по забойным двигателям / М.: Нефтяное хозяйство. 1979. № 8. С. 59-61.
5. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев и др. / М.: Недра, 1981. С. 232.
6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели / М.: Недра. 1999. С. 374.
7. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. № 6-7. С. 2-6.
8. Балденко Д.Ф. Кочнев А.М. Винтовые забойные двигатели. Разработка лаборатории конструирования технических средств для научных и стендовых испытаний / М.: Нефтяное хозяйство. 1993. № 1. С. 26-27.

### **ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЕНИЯ ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ В ЛЕДНИКОВОМ ПОКРОВЕ АНТАРКТИДЫ СНАРЯДАМИ НА ШЛАНГОКАБЕЛЕ**

**В.К. Чистяков, В.С. Ковальчук**

**Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия**

Одним из значительных нетрадиционных подходов и технологических прорывов в исследованиях ледников и ледниковых покровов является разработка специальных буровых снарядов, способных быстро и надежно проникать в ледниковые и подледниковые толщи, получать и передавать на поверхность качественную информацию о их строении, составе и динамике. Используя достижения в лазерной технологии, исследователи из Франции разрабатывают в настоящий момент проект бурения и получения качественной информации «in situ» с помощью встроенного в скважинный электромеханический буровой снаряд лазерного спектрометра [1].

Для повышения производительности сооружения и информативности исследования глубоких скважин в центральных районах Антарктиды в проектах «ANR SUBGLACIOR and ERC Ice&Lasers» [1] предусматривается применение для бурения вместо буровой колонны или грузонесущего электрического кабеля специального шлангокабеля, обеспечивающего энергией забойное буровое устройство и передачу получаемой информации от установленной в нем научной аппаратуры на поверхность. Использование шлангокабеля при глубоком бурении в Антарктиде позволяет эффективно решать проблемы очистки скважины от ледяного шлама, обеспечения длительной устойчивости ее ствола за счет создания необходимого гидростатического противодавления на стенки, проведения спускоподъемных и других операций. С целью проведения исследований льда непосредственно в скважине забойный буровой снаряд снабжен тепловым пенетратором, с помощью которого в центре забоя проплавляется опережающее отверстие небольшого диаметра для получения и исследования на установленном в снаряде лазерном спектрометре пробы воды. Результаты спектрального анализа предаются для дальнейшей обработки на поверхность. Проходка самой скважины осуществляется специальным устройством с вращающимся кольцевым долотом, которым разрушается до номинального диаметра большую часть ее забоя. Образующийся при этом крошка (буровой шлам) транспортируется циркуляционным потоком

специальной промывочной жидкости на поверхность, где собирается и используется в дальнейшем для получения дополнительной информации о ледниковых и подледниковых толщах.

Экспериментальную проверку разрабатываемой технологии бурения и исследования ледниковых и подледниковых толщ французские ученые предполагают провести в центральных районах Антарктида, где мощность ледника достигает 3500 – 4000 м, а минимальная температура льда -55 С. Разрабатываемый макет бурового снаряда позволяет проходить скважину диаметром 120 мм при общей потребляемой мощности для бурения и проведения скважинных исследований не более 1000 Вт. В качестве промывочной среды предусматривается использовать кремнийорганическую (силиконовую) жидкость, обладающей низкой вязкостью при отрицательных температурах, достаточной плотностью для создания необходимого гидростатического давления в скважине и отвечающей всем другим технологическим и техническим требованиям [4]. Проектная глубина бурения экспериментальной скважины должна составить 3000 м.

В основе разработанных новых технологии бурения и исследования скважин в мерзлых породах, ледниках и ледниковых покровах лежит созданная в СПбГУ теория температурного режима бурящейся скважины [2, 3], позволившая получать с высокой точностью аналитическое решение задачи о нестационарном распределении температуры в разнообразных промывочных средах в процессе их циркуляции в системе буровой снаряд - скважины с учетом всех основных технических и технологических факторов при общепринятых в горной теплофизике упрощающих допущениях, связанных с определением коэффициентов нестационарного теплообмена  $k_t$  и его интенсификации при изменении агрегатного состояния проходимых пород  $k_a$ .

В результате проведенных исследований сформулированная математическая модель процесса была сведена к линейному неоднородному дифференциальному уравнению второго порядка с постоянными коэффициентами, решение которого позволило получить распределение температуры в циркуляционных потоках по глубине скважины: внутри бурительных труб (нисходящий поток промывочной среды)  $t_1(h)$  и в кольцевом пространстве скважины  $t_2(h)$  (восходящий поток), в следующем виде:

$$t_1(h) = m_1 e^{r_1 h} + n_1 e^{r_2 h} + T_n - \sigma \frac{Gc}{k\pi} \quad (1)$$

где

$$m_1 = -\frac{Ar_2 e^{r_2 H} + B}{E}; \quad n_1 = \frac{Ar_1 e^{r_1 H} + B}{E};$$

$$t_2(h) = m_2 e^{r_1 h} + n_2 e^{r_2 h} + T_n, \quad (2)$$

где

$$m_2 = \frac{Ar_1 e^{r_2 H} + B \frac{r_1}{r_2}}{E}; \quad n_2 = -\frac{Ar_2 e^{r_1 H} + B \frac{r_2}{r_1}}{E}.$$

В этих выражениях АВ, Е – сокращающие соотношения:

$$A = t_{10} - T_0 + \frac{Gc}{k\pi} \left( \sigma - \frac{g}{c} i_1 \right) - \frac{gG}{k_t \pi D} (i_1 + i_2)^\circ C; \quad B = \sigma - \frac{g}{c} i_1 - \frac{k\pi}{Gc} \Delta t_3; ;$$

$$r_1, r_2 - \text{корни характеристического уравнения: } r_{1,2} = \frac{\pi}{Gc} \left( \frac{k_t D}{2} \pm \sqrt{\frac{k_t^2 D^2}{4} + k_t k D} \right).$$

Здесь:  $h$  — текущая координата глубины, м;  $T_n = T_D + \sigma h$  — средняя постоянная по глубине температура пород, °С;  $T_D$  — постоянная температура ледниковой толщи на поверхности °С;  $\sigma$ -геотермический градиент ледниковой толщи, °С/м;  $t_{10}$  — начальная температура в нисходящем потоке циркуляционной среды °С;  $k$  — коэффициент теплопередачи через стенку шлангокабеля, Вт/м\*град.;  $H$  — глубина скважины, м;  $G$  — весовой расход циркуляционной среды, кг/с;  $c$  — теплоемкость циркуляционной среды, Дж/кг\*град;  $k_t$  — коэффициент нестационарного теплообмена, Вт/м\*град.;  $i_{1,2}$  - безразмерные значения гидравлических уклонов в циркуляционных канала;  $D$  - диаметр скважины, м;

Как показал проведенный анализ конкретных условий бурения, для практических расчетов аналитические зависимости (1) и (2) можно упростить и для расчета температуры промывочной среды в скважине с точностью до 0,1°С представить в виде следующих выражений для потоков:

в бурительных трубах

$$t_1 = -\left( \frac{r_2}{r_1} A^* e^{r_2 H} + \frac{B^*}{r_1} \right) e^{r_1(h-H)} + A^* e^{r_2 h} + C_1; \quad (3)$$

в кольцевом пространстве скважины

$$t_2 = \left( A^* e^{r_2 H} + \frac{B^*}{r_2} \right) e^{r_1(h-H)} + A^* \frac{r_2}{r_1} e^{r_2 h} + T_n; \quad (4)$$

$$\text{где } C_1 = T_n - \sigma \frac{Gc}{k\pi}; \quad T_n = T_0 + \sigma h.$$

На рис.1 представлены результаты выполненных расчетов.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие основные выводы.

Температурный режим скважины при бурении в конкретных геологотехнологических условиях определяется, в основном, температурой ледовой толщи и условиями теплообмена в скважине. Он в меньшей степени зависит как от начальной температуры поступающего в скважину циркуляционного потока, так и от его конечной

температуры на выходе из скважины.

Средние температуры циркулирующей в скважине промывочной жидкости в диапазоне изменения ее начальной температуры от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $-20^{\circ}\text{C}$  отличаются друг от друга и от средней температуры ледовой толщи в интервале бурения примерно на  $(1 - 2)^{\circ}\text{C}$ . Это подтверждает возможность использования для аналитических методов исследования теплообменных процессов в бурении в этих условиях теплофизические характеристики циркуляционных сред, определяемые для средних температур слагающих разрез толщ.

Характер распределения температуры в циркуляционных потоках промывочной среды при бурении скважин облегчает оптимизацию основных технологических процессов ее проходки: разрушения забоя и работы породоразрушающего инструмента, промывки и крепления.

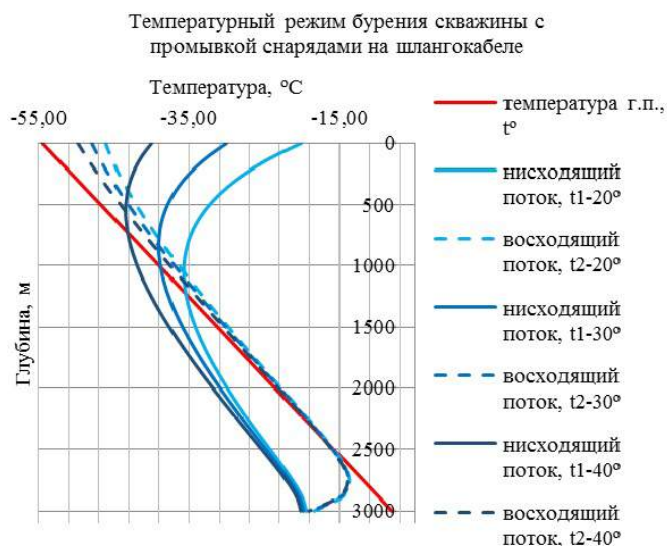


Рис. График зависимости температуры промывочной жидкости от глубины скважины для различных начальных температур ее циркуляции

#### Литература

1. Alemany and others, the SUBGLACIOR drilling probe: concept and design. (2014), submitted to Ann. Glaciol.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
3. Кудряшов Б.Б. Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. – Л.: Недра, Л.О., 1991. – 295 с.
4. Чистяков В.К., Степанов В.И., Талалай П.Г. Промывочная жидкость для бурения скважин в ледовых отложениях. Патент РФ №2168532. Бюллетень изобретений № 16, 2001 г.

### ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Д.К. Шульга

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия обладает около 21% шельфа Мирового океана (свыше 6 млн  $\text{km}^2$ ), при этом наиболее перспективный и доступный с точки зрения бурения шельф превышает 60% площади ее акваторий. Общеизвестным является высокий углеводородный потенциал шельфа России – суммарные извлекаемые ресурсы оцениваются многими ведущими отечественными специалистами в более чем 100 млрд тонн условного топлива (оценки западных экспертов намного скромнее), из которых газовая составляющая достигает 80%. При этом наибольший объем углеводородов (около 90%) сосредоточен в арктических морях [1].

Помимо трудностей, возникающих в процессе бурения на шельфе, также существует ряд факторов, негативно влияющих на эффективность способов заканчивания скважин на море. Обусловлено это рядом причин:

- качкой и дрейфом ПБУ;
- сильной обводненностью и неустойчивостью рыхлых пород разрезов;
- требованиями недопущения загрязнения окружающей среды;
- нахождением придонного устья скважины вне видимости бурильщика и обусловленными этим трудностями;
- повышенным износом бурового оборудования и инструментов из-за работы в агрессивной среде [2].

При заканчивании скважин на море необходимо учитывать, что шельфовые месторождения обладают целым рядом особенностей, влияющих на процесс заканчивания скважины. Проблемы, которые осложняют процессы, связанные с интенсификацией притока продуктивного пласта:

- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи по простиранию и вкрест простиранию;

- неблагоприятное соотношение подвижностей фильтрующихся в пласте фаз;
- гравитационное разделение фаз, приводящее к преимущественной фильтрации газа по верхней части пласта, и воды по его нижней части [3].

В целом, на процесс бурения и заканчивания скважин на море влияют естественные, технические и технологические факторы. Наибольшее влияние оказывают естественные факторы, определяющие организацию работ, конструктивное исполнение техники, ее стоимость, геологическую информативность бурения и т.п. К ним относятся гидromетеорологические, геоморфологические и горно-геологические условия. В свою очередь, гидromетеорологические условия характеризуются волнением моря, его ледовым и температурным режимами, колебаниями уровня воды и скоростью ее течения; геоморфологические условия определяются очертаниями и строением берегов, топографией и почвой дна, удаленностью точек заложения скважин от суши и обустроенных портов [4].

В связи с вышеописанными особенностями и проблемами заканчивания скважин на море предъявляются определенные требования к конструкции скважины. Различают два основных вида конструкций скважин с надводным и подводным расположением устья. Бурение с надводным расположением устья ведут со стационарных гидротехнических сооружений и с самоподъемных буровых установок. Технология бурения, заканчивания и испытания морских скважин с надводным расположением устья аналогична подобным работам на суше.

Бурение морских скважин с подводным расположением устья производится с буровых судов, полупогружных и самоподъемных буровых установок, а также с плавучих искусственных ледовых островов. Техника и технология бурения скважин с подводным расположением устья имеют ряд отличий от техники и технологии бурения на суше. После забивки в морское дно направления, играющего роль сваи, на нём устанавливают донную плиту, на которой монтируют подводный устьевой буровой комплекс массой 90-175 т и высотой до 12 м. Комплекс соединён с плавучей буровой платформой водоотделяющей колонной, на которой снаружи закреплены линии манифольда и выкида. Для натяжения водоизолирующей колонны применяют специальные системы натяжения, а в случае длинных колонн для уменьшения веса к ним крепят специальные поплавки. Подводный устьевой комплекс включает: блок дивертора и переходный блок с системами управления; блок превенторов (превенторы с трубными, глухими и срезающими плашками, а также универсальные превенторы); аварийную акустическую систему управления противовыбросовым оборудованием и др. Над верхним универсальным превентором может располагаться узел шарнирного соединения, допускающий изгиб водоотделяющей колонны в пределах  $10^\circ$  в любом направлении. На полупогружных буровых установках и буровых судах над вертлюгом размещают компенсатор вертикальных перемещений, позволяющий сохранять постоянную нагрузку на буровой инструмент при вертикальных перемещениях судна, вызванных волнением моря [5].

В морских скважинах направление спускают (забивают) на глубину 100 – 350 м в зависимости от ее общей глубины, а в некоторых особо опасных случаях (в том числе в сейсмических районах) – до глубины 1000 м. Диаметр кондуктора 273 – 426 мм, глубина спуска 1—3 км. Зачастую спускается несколько промежуточных колонн, которые цементируются от забоя до устья [6].

На данный момент при бурении на шельфе наиболее распространенной является многоколонная конструкция скважины. Ввиду вышеописанных различных особенностей шельфовых месторождения для предотвращения возникновения различных осложнений и аварий используют многоколонную конструкцию скважин с несколькими техническими колоннами. Это приводит к значительному увеличению диаметра скважины, повышенной металлоемкости скважины и дополнительным расходам. Кроме того, в разработку включаются всё большее число труднодоступных месторождений, т.е. наблюдается тенденция увеличения глубин бурения, протяженности скважин и усложнения геологических условий разреза. В связи с этим особенно актуальной становится проблема сохранения диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн, а также гидравлической изоляции проницаемых пластов, увеличения срока службы скважины и ее экономической пригодности [7].

Кардинальным решением выявленных проблем является отказ от конструкции скважины в традиционном понимании и строительство скважин монодиаметра с применением технологии расширяемых обсадных труб. Экономический эффект от широкомасштабного внедрения технологии монодиаметра оценивается примерно в 30-50% от стоимости и времени бурения в настоящее время и базируется на сокращении потребного количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса шлама и сокращении времени бурения [8]. Так же развитие технологии монодиаметра даст возможность рентабельной разработки небольших по запасам месторождений, а также бурения более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали.

Для обеспечения высоких дебитов морских скважин предъявляется ряд следующих условий:

- вскрытие продуктивного интервала пласта должно осуществляться горизонтальным стволом скважины максимально возможной протяженности. Определение длины горизонтального участка необходимо проводить с учетом эффективности удлинения (отношения удлинения горизонтального участка к приросту дебита).
- для работы скважины при высоких значениях депрессии необходимо оборудовать скважину гравийными намывными фильтрами, позволяющими избежать интенсивного пескопроявления за счет снижения, по сравнению с перфорацией, градиента давления в призабойной зоне.
- применение многозабойных (многоствольных) скважин.
- конструкция лифтовой колонны должна обеспечивать проектный дебит и гидродинамический режим работы эксплуатационной скважины. Диаметр и глубина спуска НКТ в продуктивный интервал необходимо определить с учетом необходимости поддержания устьевого давления достаточно длительный период времени

[9].

Обзор особенностей заканчивания скважин на морских месторождениях позволяет сделать вывод о том, что наблюдаются повышенные требования к качеству, герметичности и безопасности конструкции скважины. Это обусловлено высокой стоимостью строительства скважин на морских месторождениях, их тяжелыми условиями работы и экологическими рисками.

#### **Литература**

1. Богоявленский В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и Нефть. - 2012. - №11. - с. 5-8.
2. Особенности и проблемы бурения на море [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://info-neft.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
3. Ахмеджанов Т.К. Освоение шельфовых месторождений: учебное пособие / Т.К. Ахмеджанов, А.С. Ыскак – Алматы: КазНТУ, 2008. – 259 с.
4. Особенности бурения морских скважин. Подводное устьевое оборудование. Морской стояк. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://info-neft.ru>. (дата обращения 24.01.2017).
5. Морское бурение [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
6. Оборудование морских скважин, их освоение и ремонт [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://life-prog.ru>. (дата обращения: 25.01.2017).
7. Новейшие перспективные разработки: технология монодиаметра / Шваков А/ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
8. Технологии освоения шельфовых месторождений газа и нефти [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://biofile.ru>. (дата обращения: 23.01.2017).
9. Краткая история развития бурения [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://леуза.рф>. (дата обращения: 24.01.2017).

### **ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ К МЕХАНИЧЕСКОМУ ИЗНОСУ**

**Д.К. Шульга, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день применение винтового забойного двигателя (ВЗД) особенно эффективно при бурении наклонно-направленных скважин. Его использование, по сравнению с ротором и турбобуром обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения за счёт увеличения скорости бурения, снижения энергозатрат, сокращения количества аварий с бурильной колонной. Винтовые забойные двигатели относятся к машинам объёмного действия. Это означает, что промывочная жидкость, поступающая в двигатель от насосов, проворачивает ротор относительно статора под действием неуравновешенных сил. Зубья статора и ротора, находясь в непрерывном контакте, образуют замыкающиеся на длине шага статора герметичные рабочие камеры. Рабочая жидкость, поступающая на вход двигателя от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор проворачивается внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил. При этом совершает планетарное движение: ось ротора обращается вокруг оси статора против часовой стрелки (переносное движение), а сам ротор поворачивается вокруг собственной оси по часовой стрелке (относительное движение) [1].

В процессе конструирования винтовых забойных двигателей изучались возможности использования в качестве материала обкладки статора различных полимеров, однако эластомер оказался практически единственным материалом, отвечающим как условиям эксплуатации, так и технологии изготовления. Эластомер как технический материал отличается высокими эластичными свойствами, которые присущи каучуку - главному исходному компоненту резиновых композиций. При нормальной температуре эластомер находится в высокоэластичном состоянии, и его эластичные свойства сохраняются в широком диапазоне температур. Однако в процессе эксплуатации винтового забойного двигателя разогрев эластомера, который происходит вследствие многократных циклических деформаций зубьев обкладки статора, является одной из главных причин разрушения резины. Для образцов ИРП-1226 экспериментально установлено, что при повышении температуры эластомера вследствие самонагрева и забойных условий, происходит уменьшение статического модуля упругости на 25% при температуре 77 °С. В то же время происходит снижение усталостной выносливости, что ведет к сокращению моторесурса двигателя при циклических нагрузках. Это объясняется влиянием температуры на структурные изменения в резине. При температуре самонагрева выше 165 °С начинается деструкция эластомера ИРП-1226, которая сопровождается интенсивным газовыделением [2].

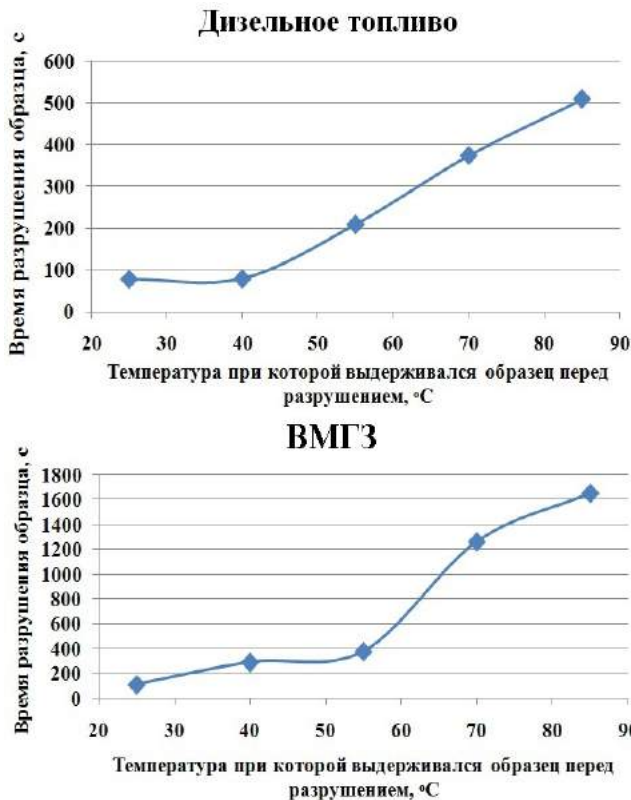
Эластомерные изделия, так же как и большинство других материалов, работают в определенной среде. Даже та среда, которую считают привычной для живых организмов (воздух, атмосферные воздействия) не является инертной для эластомеров. Поэтому стойкость эластомеров к воздействию агрессивных сред является одним из главных показателей. Большинство эластомеров способны «впитывать» в себя газы и легкие агрессивные жидкости. Эти свойства характеризуются величиной набухания эластомеров в определенных средах, которое оценивается в

процентном изменении объема или массы. При отрицательных значениях этих величин следует говорить об экстракции или вымывании ряда веществ из эластомера чаще всего пластификатора [2]. Набухание эластомеров в растворителях зависит от их растворимости и может вызвать необратимые изменения механических свойств эластомера, таких как прочность и упругость за счет ослабления межмолекулярных связей. Долговечность резин уменьшается тем значительнее, чем больше они набухают. Кроме того, набухание обкладки статора приводит к снижению коэффициента полезного действия винтового забойного двигателя за счет образования чрезмерно большого диаметрального натяга рабочей пары. Для работы двигателя потребуется создание большего момента, что в совокупности с падением упругости резины, приведет к быстрому разрушению эластомера [3]. При воздействии статических нагрузок на набухший эластомер происходит его более быстрый износ из-за снижения упругости и прочности. Также набухание негативно сказывается на устойчивости к циклическим нагрузкам вследствие снижения усталостной выносливости резины.

Эксплуатационные характеристики винтовых забойных двигателей во многом определяются техническим состоянием эластомера - упругости и прочности. Снижение упругости, возникающее в результате вымывания пластификатора при воздействии агрессивной среды или набухания обкладки статора, приводит к ускоренному износу резины. В то же время снижение упругости обкладки статора усложняет выполнение одной из ее функций - радиальной опоры, воспринимающей гидравлические и инерционные нагрузки винтовой пары, тем самым снижается нагрузочная способность двигателя. Вымывание пластификатора из резины зачастую приводит к значительному снижению ее объема, будет наблюдаться увеличение зазоров между винтом и обкладкой статора, что приведет к снижению объемного коэффициента полезного действия ВЗД.

Изучение условий эксплуатации рабочей пары показывает, что она работает в весьма сложных условиях, поэтому при разработке ВЗД выбор эластомера для обкладки статора является одним из наиболее важных вопросов. Многие годы для изготовления статоров отечественных винтовых забойных двигателей используется маслостойкая резиновая смесь ИРП-1226 повышенной износостойкости. Однако сейчас ИРП-1226 стала терять свою актуальность в связи с рядом причин [4]: низкая усталостная выносливость и морозостойкость; недостаточное время подвулканизации и высокая вязкость не позволяют ее качественно использовать в связи с возникшей потребностью увеличения длины рабочих органов винтового забойного двигателя; низкая устойчивость под воздействием высоких температур и при работе в агрессивных средах современных буровых растворах, в особенности на углеводородной основе.

Следует отметить, что разработка новых эластомеров проводится недостаточно продуктивно [4], поэтому наиболее практичными на данный момент направлениями повышения ресурса забойных двигателей являются разработка присадок к буровым растворам, либо актуальных рецептур буровых растворов, позволяющих снизить агрессивное воздействие среды на эластомер.



Было решено провести исследования по изучению устойчивости резины ИРП-1226 к механическому разрушению после воздействия различных температур в дисперсионных средах, которые встречаются в рецептурах современных буровых растворов. В качестве дисперсионных сред были выбраны дизельное топливо, масло ВМГЗ, нефть, щелочной раствор, соляной растворивода. Для проведения экспериментов использовались цилиндрические образцы резины ИРП-1226 одинаковой толщины и диаметром 42-44 мм. Разрушение образцов осуществлялось вследствие создания заданной осевой нагрузки резцом в присутствии дисперсионной среды, в которой они выдерживались при определенной температуре. Результаты зависимости времени разрушения от температуры выдерживания в наиболее неблагоприятных для эластомера средах: дизельное топливо и масло ВМГЗ - приведены на рис. 1.

Рис. 1. Зависимости времени разрушения образца от температуры для дизельного топлива и масла ВМГЗ

По графикам на рис. 1 видно, что с увеличением температуры, при которой находился образец, время его разрушения тоже увеличивается. Такой результат объясняется тем, что с увеличением температуры происходит более интенсивное вымывание пластификатора. Вследствие этого, структура эластомера становится тверже, но менее упругой. Можно так же отметить, что обломки резины из-за потери упругости становятся более мелкодисперсными рис. 2, так как с увеличением температуры при выдержке в любой дисперсной среде наблюдалось нарастающее преобладание скалывающего разрушения над режущим и истирающим.

Еще одним значимым фактором определяющим скорость разрушения образца, помимо взаимодействующей среды и температуры, является действующая на него нагрузка. Во время проведения эксперимента она прикладывалась по нормали к поверхности эластомера и имела постоянное заранее установленное значение - 30 Н. В рабочей паре эластомер - ротор нагрузки во много раз превышают данное значение, поэтому в дальнейших исследованиях целесообразно исследовать влияние изменения осевой нагрузки на скорость износа образцов.

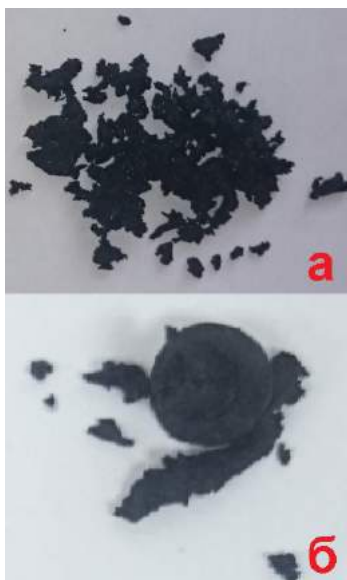


Рис. 2. Обломки разрушения эластомера после выдерживания в ВМГЗ при температуре 85 °С (а) и 25 °С (б)

В ходе исследований было оценено влияние различных температур и дисперсионных сред на устойчивость эластомера к механическому разрушению. По результатам эксперимента было выяснено, что наиболее агрессивными средами для образцов резины ИРП-1226 являются дизельное топливо и масло ВМГЗ, а температура является преобладающим фактором, влияющим на механические свойства: пластичность, упругость, эластичность и прочность. При ее увеличении наблюдается вымывание пластификатора из эластомера, с последующим снижением эластичности и упругости. В то же время по полученным графикам видно, что повышается стойкость к действию осевых нагрузок. Так же винт ротора, помимо нормали, действует на эластомер в радиальном направлении. Исходя из всего сказанного, выделяется два направления дальнейших исследований: зависимость изменения прочности эластомера от температурного фактора при увеличении осевой нагрузки; влияние температурного фактора и различных дисперсионных сред на устойчивость эластомера к радиальным нагрузкам.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Булатов А.И. Спутник буровика. - М.: Недра, 2014. - 378 с.
2. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. - 470 с.
3. Епихин А.В. Мельников В.В., Минаев К.М., Бер А.А. Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25- 90 °С// Экспозиция Нефть и Газ. - №6. - 2016. - С. 68-70.
4. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭЛАСТОМЕР ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПРИ ИМИТАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ**

**Р.Э. Щербаков, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В течение последних десятилетий отечественные винтовые забойные двигатели прошли эволюционный путь развития, превратившись в эффективное техническое средство для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, обеспечивающее получение высоких технико-экономических показателей. В каждом нефтяном регионе в определенных интервалах бурения винтовые забойные двигатели обеспечили кратное повышение проходки за долбление по сравнению с турбобурами при незначительном снижении механической скорости, что привело к существенному повышению рейсовой скорости бурения и снижению стоимости 1 метра проходки. Решение задач ремонта скважин самых различных категорий стало значительно проще и дешевле, расширились технические возможности капитального ремонта, что позволило в ряде случаев ввести в число действующих длительно простаивавшие аварийные скважины [1-2].

«Рабочая пара» – это одно из названий двигательной секции гидравлического винтового забойного двигателя, именно этот узел определяет основные энергетические параметры забойного двигателя, а также его ресурс и межремонтный период. При всех своих существующих достоинствах, недостатком винтовых забойных двигателей является быстрый износ двигательной секции, реальная наработка двигателя составляет до 150-200 часов относительно расчетной в 400-500 часов [3].

В процесс эксплуатации винтового забойного двигателя в зависимости от режимов работы, свойств и состава перекачиваемой жидкости наблюдаются различные виды износа рабочих поверхностей ротора и статора. Анализ условий эксплуатации и характер изношенных деталей рабочих органов демонстрирует сочетания не одного, а нескольких видов износа. Главным образом нарушение работоспособности двигателя связано с износом эластомерной обкладки статора [3-5].

Трение металлического профилированного ротора по сопряженной винтовой поверхности резиновой обкладки статора вызывает односторонний фрикционный износ поверхностей рабочих органов – на левой стороне зубьев ротора или правой части ветви профиля статора, если смотреть со стороны входа жидкости в рабочие органы. Увеличение нагрузки (давления) и скорости скольжения (частоты вращения) влечет за собой повышение фрикционного износа деталей и преждевременный вывод из строя двигательной секции [4].

Работоспособность эластомера зависит от сочетания напряженно-деформированного состояния обкладки и агрессивных свойств перекачиваемой жидкости, поэтому при эксплуатации винтового забойного двигателя необходимо уделять особое внимание выбору подходящего бурового раствора. Эластомеру как техническому материалу необходимо иметь низкую газо- и водонепроницаемость, химическую стойкость. Однако большинство эластомеров способны впитывать в себя газы и легкие агрессивные жидкости. Типичными изменениями, которым подвергаются эластомеры под воздействием агрессивных рабочих агентов, являются: набухание; усадка; затвердевание; размягчение [2, 4-5].

Кроме того, забойная температура является фактором, ограничивающим эксплуатацию двигателя. Серийные отечественные двигатели рассчитаны на длительную работу при забойной температуре до 100 °С. При повышении температуры в резине ИРП-1226, используемой в большинстве отечественных двигателей, происходят необратимые изменения механических свойств, которые приводят к ускоренному износу эластомерной обкладки статора, снижению рабочих характеристик и преждевременному выходу из строя рабочей секции винтового забойного двигателя.

В связи с этим было принято решение провести экспериментальные исследования по оценке устойчивости образцов резины ИРП-1226, к увеличению температуры в двигателе при воздействии различных сред. В ходе эксперимента был симитирован процесс спуска бурильной колонны, при этом скорость спуска была принята равной 1,5 м/с. В качестве исходных параметров были определены: проектная глубина скважины – 2670 м, геотермический градиент – 3 °С/100 м, длина бурильной свечи – 30 м (условно, время операции по наращиванию труб – 4 мин. Согласно исходным данным было рассчитано время эксперимента – 384 мин. и конечная температура двигателя – 80 °С.

Имитация спуска бурильной колонны и, следовательно, повышения температуры бурового раствора проводилась в сушильном шкафу. Опытные образцы были изготовлены в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм. Они выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в жидкую среду при атмосферном давлении. При обработке результатов эксперимента оценивались изменения массы образца и его диаметра с увеличением температуры при нахождении в жидкой среде.

Первоначальное измерение исходных параметров было выполнено при температуре 25 °С, последующие измерения производились после каждого повышения температуры на 5 °С, за которые имитировался спуск колонны бурильных труб на 165 м (23,5 мин. эксперимента). При достижении глубины в 1680 м, измерение параметров образцов стало производиться после каждого повышения температуры на 10 °С, за которые имитировался спуск колонны бурильных труб на 330 м (50 мин. эксперимента). Результаты обработки экспериментальных данных представлены на рис. 1. В ходе обработки и анализа полученных данных были выявлены следующие закономерности.

Для всех образцов было замечено уменьшение массы по окончании эксперимента. Тем не менее, в



температурном интервале от 25 до 50 °С большая часть образцов не имела выраженной тенденции в изменении массы, наблюдалось ее хаотичное изменение. Исключение составили образцы, погруженные в соляной раствор, которые в ходе всего эксперимента имели тенденцию к уменьшению массы. Наибольшему относительному изменению массы подверглись образцы, погруженные в раствор на основе дизельного топлива, нефти и ВМГЗ (см. таблицу 1). Уменьшение массы может быть обусловлено вымыванием из образцов ИРП-1226 пластификатора резины.

Для всех образцов было зафиксировано увеличение диаметра по мере приближения к температуре в 80 °С. Температурный интервал от 25 до 40-50 °С не имеет четкого тренда к увеличению или уменьшению размера образцов, что свидетельствует о потенциальной опасности для эластомера. Наибольшее относительное



изменение диаметра продемонстрировали образцы, погруженные в ВМГЗ, соляной раствор и нефть. Наименьшему относительному увеличению диаметра подверглись образцы, помещенные в щелочной раствор (см. таблицу 1). Таким образом, весь исследованный температурный интервал для рассмотренных дисперсионных сред может оказать негативное воздействие на статор ВЗД. В интервале 25-50 °С может наблюдаться неконтролируемое изменение эксплуатационных характеристик двигателя из-за изменения величины зазора, а, соответственно, натяга пары «ротор-статор». При больших температурах наблюдается набухание эластомера, которое может стать причиной преждевременного выхода из строя статора двигателя за счет увеличения фрикционных нагрузок на него.

**Рис. 1. Зависимость изменения диаметра образцов ИРП-1226 от величины температуры в присутствии различных дисперсионных сред**

**Таблица 1**

**Максимальные значения отклонения массы и объема от исходных параметров.**

Раствор	Максимальное отклонение от исходной массы, г (температура двигателя, °С)	Максимальное отклонение от исходного диаметра, мм (температура двигателя, °С)
Нефть	+0,43 (70)	+0,71 (80)
Дизельное топливо	+0,59 (50)	+0,46 (80)
ВМГЗ	-0,39 (30)	+1,17 (80)
Соляной раствор	-0,14 (35, 80)	+0,92 (80)
Щелочной раствор	+0,25 (40)	+0,43 (80)
Водяной раствор	+0,2 (35)	+0,59 (80)

По результатам проведенных испытаний было подтверждено влияние температуры дисперсионной буровой раствора на образцы ИРП-1226. Не смотря на статичность эксперимента, было показано, что наиболее интенсивные изменения параметров образцов происходят в среде ВМГЗ, соляного раствора, нефти и дизельного топлива. В дальнейших исследованиях планируется сымитировать процесс спускоподъемных операций в зимнее время (при отрицательных температурах), а также произвести оценку влияния условий эксперимента на износостойкость образцов.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с
2. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
3. Балденко Д.Ф., Коротаяев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
4. Голдобин Д.А., Коротаяев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – № 11. – С. 2 – 4.
5. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ЭЛАСТОМЕРА  
ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА  
ПО ИМИТАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ**

**Р.Э. Щербаков, А.В. Епихин**

*Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

С первых лет внедрения и по сегодняшний день винтовые забойные двигатели являются эффективным средством для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, обеспечивающим получение высоких технико-экономических показателей. Конструкция двигательной секции винтового забойного двигателя определяет основные энергетические параметры двигателя, а также его ресурс и межремонтный период. При всех достоинствах, недостатком винтовых забойных двигателей является быстрый износ двигательной секции, реальная наработка двигателя составляет до 250 часов относительно расчетной в 400-500 часов [1-3].

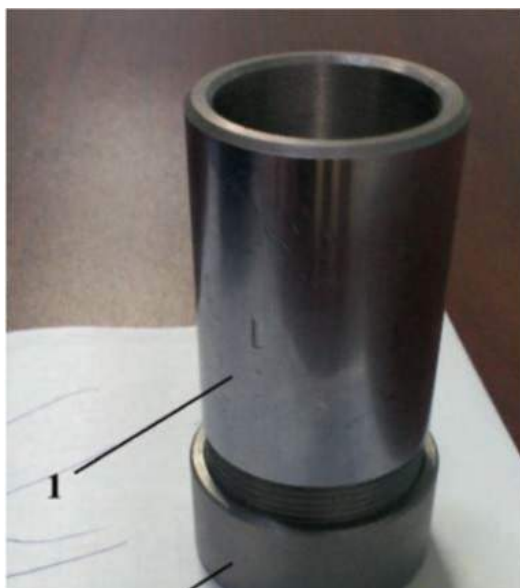
В процессе эксплуатации винтового забойного двигателя наблюдаются различные виды износа рабочих поверхностей ротора и статора, обусловленные выбором режима работы, свойств и состава перекачиваемой жидкости. Анализ условий эксплуатации и характер изношенных деталей рабочих органов демонстрирует сочетание не одного, а нескольких видов износа. Главным образом нарушение работоспособности двигателя связано с износом эластомерной обкладки статора [2, 4-5].

Эластомеру как техническому материалу необходимо иметь низкую газо- и водонепроницаемость, химическую стойкость. Однако большинство эластомеров способны впитывать в себя газы и легкие агрессивные жидкости, что впоследствии приводит к «кессонному эффекту». Типичными изменениями, которым подвергаются эластомеры под воздействием агрессивных рабочих агентов, являются: разбухание; усадка; затвердевание; размягчение [3-5].

Кроме того, забойная температура является фактором, ограничивающим эксплуатацию двигателя. Серийные отечественные двигатели рассчитаны на длительную работу при забойной температуре до 100 °С. При повышении температуры резины ИРП-1226, используемой в большинстве отечественных двигателей, происходят необратимые изменения механических свойств эластомера, которые приводят к повышенному износу эластомерной обкладки статора, снижению рабочих характеристик и скорому выходу из строя рабочей секции винтового забойного двигателя [6-7].

Ввиду обозначенных проблем было принято решение провести экспериментальные исследования по оценке износостойкости образцов резины ИРП-1226, которые подверглись воздействию градиента температуры 25-80 °С при имитации спуска винтового забойного двигателя в скважину. Условия износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 1). После установки и фиксации образца стакане наполнялся дисперсионной средой бурового раствора.

Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2х25 мм (см. рис. 2). Выбор инструмента сделан с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/мин. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка и составляла для всех экспериментов 2 кг. Результаты исследований приведены в таблице 1.



*Рис. 1. Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим*



*Рис. 2. Инструмент для абразивного воздействия на образец*

**Таблица 1**

**Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров после имитации спускоподъемной операции**

Дисперсионная среда	Масса, г	Диаметр, мм	Время износа, мин	Среднее время износа, мин
Нефть	20,63	42,55	42	36,67
	21,34	43,17	33	
	19,64	43,43	35	
Соляной раствор	22,71	43,11	3	4,33
	19,82	43,27	4	
	19,97	42,79	6	
Дизельное топливо	19,82	42,62	33	40,33
	21,35	42,82	43	
	22,15	42,56	45	
Щелочной раствор	20,46	42,76	3	2,67
	20,17	42,32	2	
	21,75	42,68	3	
Вода	19,75	42,65	2	4,00
	28,23	43,33	6	
	23,53	42,69	4	
ВМГЗ	20,01	42,84	4	4,67
	21,75	42,29	5	
	20,68	42,39	5	

**Таблица 2**

**Время износа образцов эластомера при различных условиях проведения эксперимента**

Дисперсионная среда	Без предварительной выдержки в дисперсионной среде	Выдержка более 300 часов при температуре 75°С	Выдержка более 300 часов при температуре 25°С после предварительной заморозки на 72 часа	Имитация спускоподъемной операции – выдержка 6,5 часов при изменении температуры от 25 до 80°С
Дизельное топливо	17,6 минут	9,8 минут	1,3 минуты	40,3 минуты
Соляной раствор	2,6 минут	25 минут	8,1 минут	4,3 минуты

Обработка и анализ полученных данных позволили выявить следующие закономерности. Наиболее износостойкими оказались образцы, которые подвергались воздействию температуры, а затем разрушались в присутствии нефти и дизельного топлива. Среднее время полного износа составило 35-40 минут. Остальные дисперсионные среды показали схожие значения времени износа 2-4 минуты. Наименьшие значения были зафиксированы для щелочного раствора.

Отмечено, что полученные результаты не согласуются с ранними исследованиями, в которых разрушались образцы эластомера, находившиеся в дисперсионной среде 300-400 часов при различных температурах. В таблице 2 приведены значения времени износа образцов при различных условиях подготовки образцов к эксперименту на примере дисперсионных сред: дизельное топливо и соляной раствор. Анализируя данные таблицы можно отметить сильное влияние температурного фактора на износостойкость при проведении экспериментов с дизельным топливом. Для соляного раствора замечена обратная тенденция – нахождение эластомера в растворе под воздействием температуры в течение длительного времени приводит к значительному увеличению износостойкости.

Таким образом, подтверждается актуальность разработки теоретического подхода к описанию процессов, происходящих в эластомере под воздействием скважинных условий в различные моменты эксплуатации винтового забойного двигателя. Кроме того, повышение износостойкости образцов при длительном нахождении под воздействием температуры в соляном растворе может использоваться для увеличения долговечности статора в целом. В качестве направления следующих исследований предлагается провести эксперимент по оценке скорости износа образца эластомера в присутствии дизельного топлива после предварительной выдержки его в соляном растворе.

*Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).*

#### Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с
2. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: дис. д. тех. н.: 05.02.08 /Коротаев Ю. А. – Пермь, 2003.
3. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
4. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
5. Голдобин Д.А., Коротаев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2010. – № 11. – С. 2 – 4.
6. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55.
7. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс]// Режим доступа: <http://meda-group.ru/catalog/15/74>

СЕКЦИЯ 17  
ГОРНОЕ ДЕЛО.  
РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТОЙЧИВОСТИ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД  
НА ОСНОВЕ РЕЙТИНГОВЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ

Д.М. Ахмет, Ж.С.Каукенов

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев  
Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

При оценке устойчивости массива горных пород рудника «Ушкатын-3» Жайремского месторождения применяются рейтинговые классификации Q-system по Н.Бартону [1] при выборе типа и параметров крепи, RMR по З.Бенявскому [2] и GSI по Хоэку-Брауну [3] при анализе устойчивости горных пород вблизи очистных пространств.

Крутопадающие рудные тела месторождения «Ушкатын-3» обрабатываются комбинированным способом. На границах между карьером и подземным рудником оставлены охранные целики и потолочные целики между горизонтами. На руднике «Ушкатын-3» предусматривается отработка охранных целиков между карьером и подземным рудником с поверхности (отметка +336 м) до отметки +144 м. Целью работы является подготовка данных для численного анализа геомеханического состояния массива горных пород вблизи охранных и потолочных целиков с использованием рейтинговых классификаций.

Численный анализ геомеханического состояния массива будет осуществляться по критерию прочности Хоэка-Брауна. Важной составляющей при получении данных о прочности горных пород является показатель геологического индекса прочности (GSI). GSI определяется в зависимости от степени нарушенности массива трещинами и категории устойчивости массива по рейтингу RMR. Получается, что выход на GSI осуществляется через рейтинг RMR по достаточно простой корреляции (1):

$$GSI = RMR - 5 \quad (1)$$

Рейтинг RMR определяется из шести параметров по формуле (2):

$$RMR = J_{A1} + J_{A2} + J_{A3} + J_{A4} + J_{A5} + J_B \quad (2)$$

Для определения рейтинга RMR были определены следующие параметры и структурные показатели массива горных пород: прочность пород на одноосное сжатие ( $J_{A1}$ ), показатель качества пород RQD ( $J_{A2}$ ), расстояние между трещинами ( $J_{A3}$ ), условия трещиноватости  $J_{A4}$  (шероховатость, длина, раскрытие, заполнитель и выветрелость трещин), условие обводненности выработок ( $J_{A5}$ ) и направление трещин относительно оси выработки ( $J_B$ ).

Исследуемый участок месторождения был разделен на 5 зон по глубине расположения действующих горизонтов. Для этих зон были определены показатели GSI и RMR [5]. Результаты сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Значение рейтинга RMR и показателя GSI

Участки по отметкам	Глубина с поверхности, м	RMR	GSI	Примечание
1	2	3	4	5
373 – 288	85	62	57	Зона коры выветривания
288 – 240	133	60	55	Скальный массив
240 – 192	181	65	60	Скальный массив
192 – 144	229	67	62	Скальный массив
144 - 96	277	67	62	Скальный массив

Показатель GSI является исходным данным при уточнении физико-механических свойств и построении паспорта прочности горных пород по критерию прочности Хоэка-Брауна. Параметры прочности массива горных пород по критерию Хоэка-Брауна ( $m_b$ ,  $s$ ,  $a$ ) определяются с помощью программы RocLab [6]. Результаты определения параметров прочности горных пород по критерию Хоэка-Брауна приведены в таблице 2.

Таблица 2

Прочностные показатели по критерию Хоэка-Брауна

Участки по отметкам	Прочность неповрежденной горной породы, МПа	Параметр $m_b$	Параметр $s$	Модуль деформации массива, МПа
1	2	3	4	5
373 – 288	70	1,507	0,0084	11871
288 – 240	90	2,005	0,0067	25721
240 – 192	100	2,397	0,0117	36400
192 – 144	120	2,574	0,0147	47487
144 - 96	120	2,574	0,0147	47487

Прочностные параметры по критерию Хоэка-Брауна используются в качестве исходных данных численного моделирования напряженно-деформированного состояния массива горных пород при процессе самообрушения охранных целиков.

В результате исследований было установлено, что для очень блочных устойчивых и среднеустойчивых горных пород значение GSI колеблется от 55 до 62. Анализ полученных данных показывает, что GSI для рассматриваемого примера изменяется с увеличением глубины ведения горных работ, но при достижении глубины 230 м GSI и параметры прочности массива горных пород по критерию Хоэка-Брауна остаются постоянными.

Численный анализ по оценке устойчивости массива горных пород был проведен с учетом данных приведенные в таблицах 1 и 2. Результаты численного анализа приведены на рисунке 1.

1 – при запасе прочности 1 (зона разрушения пород); 2 – при запасе прочности 1,6 (предельное состояни

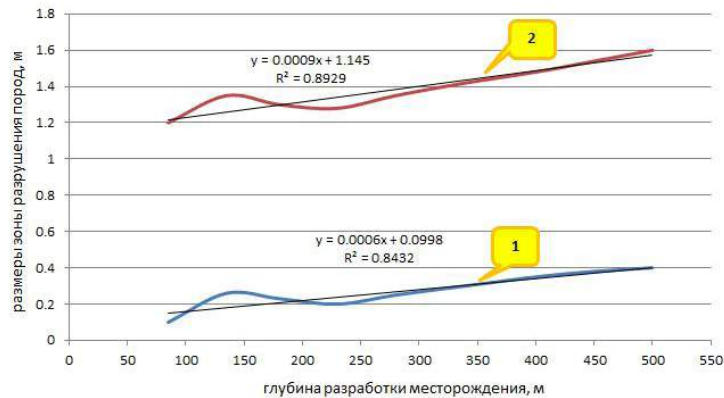


Рис. Изменение размеров зоны разрушения пород в зависимости от глубины разработки

Вмещающие породы рудника «Ушкатын-3» по устойчивости относятся к 2 (устойчивые) и 3 (средней устойчивости) категории. Согласно Технологической инструкции по выбору типов и параметров крепи горных выработок при 2 категории ( $Q=10-40$ ) параметры крепи допускается выбирать без расчета, но при этом длина анкера должна быть не менее 30% от ширины выработки. При 3 категории устойчивости ( $Q=4-10$ ) для поддержания выработки применяется анкерная крепь длиной не менее 1,8 м или набрызгбетонная крепь толщиной не менее 5 мм.

Многолетние (с 2008 года по 2016 годы) визуальные и инструментальные наблюдения за состоянием устойчивости массива горных пород показали отсутствие каких-либо видимых смещений контуров горных выработок.

Проведенные в 2016 году испытание анкеров по определению их несущей способности показали, что установленные сталеполлимерные анкера при нагрузке 10-15 тонн устойчивы и сохраняют работоспособность.

Результаты моделирования показали, что в непосредственной кровле выработки минимальный запас прочности пород 1. Максимальный размер зоны разрушения пород на глубине разработки 500 м составляет 0,4 м, где также запас прочности равен 1. Исходя из результатов численного анализа для поддержания капитальных и подготовительных горных выработок достаточно применение анкерной крепи длиной не менее 1,8 м. полученные данные численного анализа совпадают с регламентирующими документами, натурными наблюдениями и шахтными исследованиями.

#### Литература

1. Barton, N., Lien, R., and Lunde, J. Engineering Classification of Rock Masses for the Design of Tunnel Support, Rock Mechanics, Springer-Verlag, Vo.6, 1974. – pp. 189-236.
2. Bieniawski, Z.T. Engineering Classification of Jointed Rock Masses, The Civil Engineer in South Africa, 15, 1973. – pp. 335-344.
3. Hoek, E. and Brown, E.T. Practical Estimation of Rock Mass Strength, Int. Jr. Rock Mech. and Min. Sci., Pergamon, Vol. 34, No. 8, 1997. – pp. 1165-1186.
4. Имашев А.Ж., Бахтыбаев Н.Б., Таханов Д.К., Рашид Ж., Мұратұлы Б. Внедрение геологического индекса прочности (GSI) для горных пород месторождения «Ушкатын-3» // Труды Международного научно-практической конференции «Интеграция науки, образования и производства – основы реализации Плана нации» (Сагиновские чтения №7). Г.Караганды, КарГТУ, 2015. – с.43-44.
5. Имашев А.Ж., Бахтыбаев Н.Б., Таханов Д.К., Рашид Ж., Мұратұлы Б. Применение рейтинговой классификации массива горных пород в условиях Жайремского месторождения // «Инновации в комплексной переработке минерального сырья» (Абишевские чтения-2016). г.Алматы., Отель Rixos, 2016. – С.127-130.

**ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОГО СОСТОЯНИЯ МЕЖРУДНОГО ЦЕЛИКА ПРИ ОТРАБОТКЕ СБЛИЖЕННЫХ КРУТОПАДАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ ЖАЙРЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕЛЕЗОМАРГАНЦЕВЫХ РУД**

**М.Ж. Балпанова, Е.К. Есенбай**

*Научный руководитель старший преподаватель, к.т.н. Д.К. Таханов  
Карагандинский государственный технический университет, г. Караганды, Казахстан*

В настоящее время на руднике «Ушкатын-3» (АО «Жайремский ГОК») отработка запасов месторождения ведется комбинированным (открыто-подземным) способом. Месторождение представляет систему сближенных рудных тел мощностью от 5 м до 10 м и с углом падения 75-90° (рис. 1). Карьером в отработывались запасы железомарганцевых руд горизонта +168м и запасы свинцовых руд на восточном борту карьера на отметке +312м. Запасы горизонта 288 м полностью отработаны, кроме межблочных целиков. Запасы горизонта +240 м также полностью отработаны, кроме межблочных, межгоризонтных и надштрековых целиков.

В настоящее время добычные работы на уровне горизонта +96 м остановлены, поскольку над фронтом очистных работ имеется ранее выработанное очистное пространство протяженностью 450 метров и высотой до 65 метров от почвы горизонта +234 м.

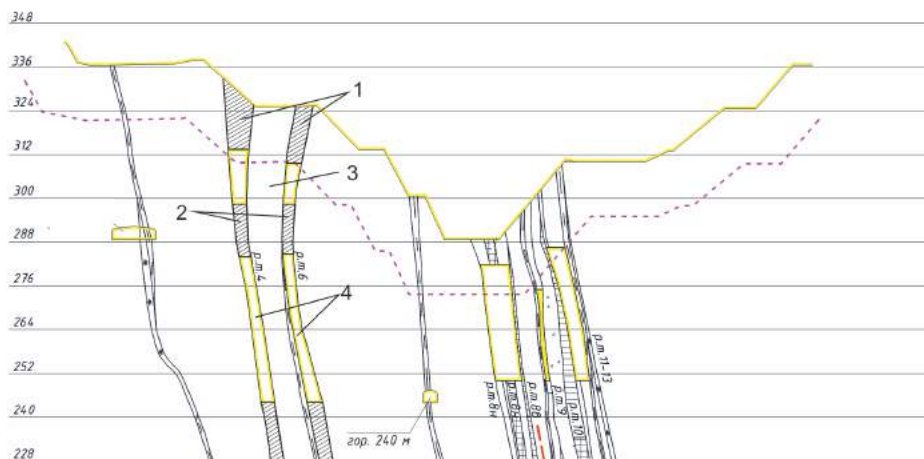
Оценивая данный факт, существует риск внезапного самообрушения горной массы породного прослоя (межрудного целика) в выработанное пространство, в результате чего могут возникнуть горный и воздушный удар.

Для исключения риска внезапного самообрушения, техническим отделом рудника совместно со специалистами ТОО «Mining Research Group» был разработан локальный проект, предусматривающий последовательное обрушение охранных целиков в две стадии (I, II):

- I стадия - обрушение предохранительного целика (потолочина) между существующим контуром карьера и подземными горными работами высотой до 15м;

- II стадия – обрушение междуэтажного и надштрекового целика в днищах блока на гор.+288.

На рисунке 1 приведен геологический разрез месторождений.



*1 – предохранительный целик; 2 - междуэтажные и надштрековые целики гор. 288 м.; 3 – межрудный целик; 4 – выработанное пространство.*

**Рис. 1. Геологический разрез месторождения по профилю 7-7**

Анализ результатов моделирования показывает, что на всех разрезах отмечается появление зон с низким коэффициентом запаса прочности у основания целика между отработанными рудными телами 4 и 6.

Для уточнения направления падения межрудного целика графоаналитическим методом были определены их центры масс. Вертикальная ось, опущенная с центра масс, находится вне площади основания с эксцентриситетом 4,8 м, что свидетельствует о не устойчивости целика. При освобождении верхнего края целика он будет падать в сторону выработанного пространства рудного тела 4.

После отработки предохранительных целиков по рудным телам 4 и 6 согласно порядку отработки блоков предложенному локальным проектом, средняя высота обнажения по падению составит 36-40 м. По результатам ранее выполненных расчетов применительно к условиям горизонтов 288 – 336 м, данный пролет обнажения всякого бока сохраняет устойчивость. Причиной обеспечения устойчивого состояния боковых пород массива, являются оставленные надштрековые целики на гор. +288м, которые, служат в качестве опорных целиков.

Вместе с тем, согласно проектным решениям, во второй стадий отработки охранных целиков предусматривается - отработка надштрековых целиков в днищах блока. Отработка надштрековых целиков в днищах блока (II стадия) по отношению отработки предохранительного целика (I стадия) по проекту должна вестись с отставанием на один блок по простиранию. Тогда, после извлечения запасов в надштрековых целиках

гор. +288м., размер обнажения по падению будет составлять 132 м.

Рудные тела 4 и 6 разделены прослоем пустой породы мощностью от 7 м до 15 м. При извлечении запасов предусмотренных во второй стадии отработки охранных целиков, то есть при выемке надштрековых целиков в днищах блока гор +288м и междуэтажных целиков гор +240м, пролет камер по падению достигает 132 м, и по мере (продвигания фронта работ) увеличения пролета по простиранию с севера на юг, возникает необходимость оценки влияния пустот отработанных камер на породную прослойку между рудными телами 4 и 6.

Влияние пустот отработанных камер при параллельной отработке вкрест простирания рудных залежей определяется по формуле [1, 2]:

$$a_k = \frac{4dn^3[(\sin \alpha + \lambda \cos \alpha)^2] \cdot \sigma_{сж} \cdot 10^6}{K_3^3 \cdot \gamma^2 \cdot H^2 (m_1 + m_2 + 2m_3)^2}$$

где  $a_k$  – длина камеры по простиранию, м;  $K_3$  – коэффициент запаса прочности в зависимости от трещиноватости;  $\gamma$  – плотность вмещающих пород, кН/м<sup>3</sup>;  $m_1, m_2$  – мощность сближенных залежей, м;  $H$  – глубина разработки до нижней отметки, м;  $m_3$  – фактическая мощность прослойки, м;  $d_n$  – мощность (толщина) прослойки, м;  $\sigma_{сж}$  – прочность породной прослойки на сжатие, МПа.

По данной методике произведен расчет для разного коэффициента запаса прочности, с целью установления соотношения между размерами вертикальных и горизонтальных обнажений по условиям прочности и/или неустойчивости.

Для расчета были приняты следующие исходные данные.

Коэффициент запаса прочности  $K_{31} = 1$ ;  $K_{32} = 1,2$ ;  $K_{33} = 1,5$ .

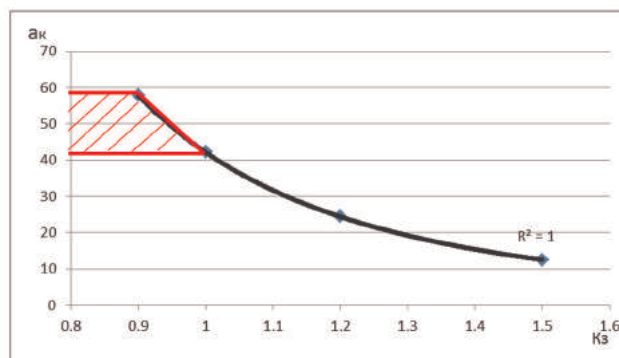
$d_n = 7$  м;  $\alpha = 85^\circ$ ;  $\sigma_{сж} = 180$  МПа;  $\lambda = 0,4$ ;  $H = 132$  м;  $m_1 = m_2 = 5$  м;  $m_3 = 8$  м.

*Таблица*

**Результаты расчетов длины камеры по простиранию**

	$a_k$ (длина выработанного пространства по простиранию), м		
	при $d_n = 6$ м	при $d_n = 7$ м	при $d_n = 8$ м
$K_{31} = 1$	26,56	42,18	62,9
$K_{32} = 1,2$	15,37	24,4	36,44
$K_{33} = 1,5$	7,87	12,5	18,6

По результатам расчетов построен график зависимости коэффициента запаса устойчивости от предельного пролета обнажения по простиранию соответствующей толщине породной прослойки  $d_n = 7$  м (рис. 2).



**Рис. 2. Зависимость коэффициента запаса устойчивости от предельного пролета**

Согласно графику при превышении пролета обнажения по простиранию 50 м межрудный целик теряет свою устойчивость. Поэтому, с целью снижения риска внезапного обрушения пород межрудного целика и пород всячего и лежачего боков рудных тел № 4 и 6, рекомендуется, применять сухую закладку. Отсутствие закладки может привести к динамическим проявлениям горного давления.

### Литература

1. Ветров С.В. Допустимые размеры обнажений горных пород при подземной разработке руд. – М.: Наука, 1975. – 223 с.

## ВЫЯВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ

В.М. Горбенко

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследования теории и практики работы шароструйно-эжекторных буровых снарядов уходят своими корнями к середине прошлого столетия, когда практически одновременно схожие конструкции буровых снарядов разрабатывались в США и СССР. Наиболее известные работы в этой области принадлежат Deily, I.E. Eckel, L.W. Ledgerwood, A.B. Увакову, А.Н. Давиденко, А.В. Ковалеву. К настоящему времени известно множество конструкций шароструйно-эжекторных буровых снарядов, как полностью бесконтактных, не предполагающих непосредственного взаимодействия снаряда с породой, так и комбинированных, когда центральная или периферийная часть забоя разрушается с помощью лопастей с твердосплавными вставками. Авторами [2, 3] разработана методика расчета технологических процессов шароструйного бурения в различных режимах разрушения.

Целью настоящей работы является обобщение результатов, представленных в работах [2, 3], и определение области применения шароструйно-эжекторных буровых снарядов для проходки скважин различных геометрических размеров в совокупности с традиционно применяемым парком бурового оборудования.

К числу основных параметров, определяющих режимы работы шароструйно-эжекторных буровых снарядов, следует отнести оптимальную скорость соударения шара с горной породой, расход промывочной жидкости, коэффициент эжекции струйного аппарата, перепад давления на сопле, давление нагнетания буровых насосов, механическую скорость бурения [2].

Чтобы отразить внутренние связи между различными параметрами, влияющими на режимы работы шароструйно-эжекторных буровых снарядов, основываясь на методике расчета процессов шароструйного бурения, подробно представленной в [2, 3], а также определить возможность бурения скважин с их помощью в оптимальном и усталостном режимах в различных геолого-технических условиях, были проведены расчеты модельных скважин в широком диапазоне диаметров и глубин.

Для проведения расчетов и выбора бурильного инструмента были взяты типовые диаметры геологоразведочных и нефтегазовых скважин в диапазоне от 59 до 444,5 мм. Глубины скважин диаметрами 59, 76 и 93 мм варьировались от 250 до 2500 м, для скважин диаметром от 120,6 до 444,5 мм расчеты проводились до глубины 5000 м, при этом глубина скважин варьировалась с шагом 250 м. Для расчетов был выбран типовой ряд горных пород, механические свойства которых определены с достаточной достоверностью.

Поскольку основным механическим свойством, характеризующим горную породу, является ее твердость, был сделан вывод о необходимости проведения расчетов забойных процессов для горных пород, твердость которых равномерно увеличивается: плотный известняк, гранит, доломит окремненный, диабаз мелкозернистый, кварцит мелкозернистый, джеспилит мелкозернистый.

Следует отметить, что для расчета процессов разрушения горных пород ударами шаров, движущихся с высокой скоростью, помимо статической твердости по штампу, также важно знать динамическую твердость, модуль упругости первого рода, коэффициент Пуассона.

В соответствии с [4] в рамках настоящего расчета было принято, что динамическая твердость породы превосходит твердость по штампу в среднем в 1,8 раза.

В значительной степени эффективность разрушения горных пород определяется механическими свойствами материала используемых шаров. При шароструйном бурении могут использоваться как стальные (из сталей марок ШХ-9, ШХ-15, ШХ-15СГ) так и твердосплавные шары (сплав ВК-8В). Твердосплавные шары обладают большей в 1,8–1,9 раз плотностью и большим в 2–3 раза модулем упругости, большим на 8–15 % коэффициентом передачи энергии, в связи с чем требуется меньшая оптимальная скорость шаров в момент соударения с породой. Также твердосплавные шары обладают большими значениями прочности на сжатие, поэтому они способны выдерживать более высокие значения контактных нагрузок. В связи с этим, дальнейшие расчеты проводились для бурения с помощью твердосплавных шаров из сплава ВК-8В.

При бурении с помощью шароструйно-эжекторных буровых снарядов возможны два режима разрушения горной породы: оптимальный и усталостный. Предполагается, что при оптимальном режиме разрушения энергии от единичного удара шара в точку породы будет достаточно для ее объемного разрушения с образованием воронки выкола, по объему сопоставимой с размером самого шара. При усталостном режиме порода разрушается за счет накопления деформационных нарушений в ее структуре за несколько циклов нагрузки-разгрузки.

Значения скоростей соударения шаров с породой для реализации оптимального режима разрушения варьируются от 30 м/с для плотного известняка до 140 м/с для мелкозернистого джеспилита.

Для расчета гидравлической программы промывки скважины использовался модельный буровой раствор со следующими параметрами: плотность 1200 кг/м<sup>3</sup>, динамическое напряжение сдвига 2 Па, динамическая вязкость 0,020 Па\*с.

Существенное влияние на бурение с точки зрения гидродинамических процессов оказывает буровой инструмент. Выбор бурильного инструмента производился на основе следующих критериев: обеспечение возможности безаварийной проводки скважины; максимально возможное облегчение веса бурильной колонны; минимизация суммарных потерь давления в скважине. Выбраны бурильные трубы СБТН-42, СБТН-50 для скважин диаметрами от 59 до 93 мм, трубы типа ЛБТ диаметрами от 90 до 168 мм для скважин диаметрами от 121 до 445 мм.



Важно отметить, что для снижения потерь давления внутри бурильной колонны при реализации шароструйного способа бурения требуется выбирать инструмент большего диаметра, поскольку чтобы обеспечить эффективную работу шароструйно-эжекторного бурового снаряда требуется до двух раз больший расход промывочной жидкости по сравнению с «классическими» способами бурения.

Разгон породоразрушающих шаров осуществляется за счет передачи кинетической энергии потока промывочной жидкости, движущейся в камере смешения снаряда к породоразрушающим шарам. В среднем скорость породоразрушающих шаров составляет 0,8 от скорости потока. Таким образом, скорость потока промывочной жидкости в камере смешения должна составлять от 40 до 175 м/с. При этом расход в камере смешения бурового снаряда может до 4 раз превышать расход, создаваемый буровым насосом за счет эжекции промывочной жидкости из затрубного пространства. Для создания струйных аппаратов с коэффициентом эжекции до 4 требуется существенно уменьшать диаметр сопловой насадки, что неизбежно ведет к увеличению перепада давления на ней. Известно, что современные металлокерамические сопловые насадки буровых долот способны выдержать перепад давления до 13 МПа. При больших значениях перепада наблюдается преждевременный эрозионный износ насадок и их выход из строя, что для шароструйно-эжекторных буровых снарядов, в отличие от стандартных буровых долот, является критическим, поскольку сопло является одним из основных частей снаряда.

Расчет требуемых перепадов давления на сопловых насадках в зависимости от выбранной породы показывает, что с учетом данного ограничения в оптимальном режиме разрушения можно бурить породы, близкие по совокупности физико-механических свойств к плотным известнякам.

Проведенный расчет суммарных гидравлических потерь для скважин, вскрывающих разрезы плотного известняка показал, что с имеющимся в промышленности парком буровых насосов, предельное давление нагнетания которых варьируется от 250 до 500 атмосфер, можно бурить скважины диаметрами 59-93 мм до глубины 1000 м, скважины диаметрами 121-245 мм до глубины 4000 м. Скважины большего диаметра бурить данным способом нерационально вследствие высоких требований к расходу бурового раствора, когда требуется параллельная работа более трех насосов одновременно.

Очевидно, что область применения шароструйно-эжекторных буровых снарядов в оптимальном режиме достаточно мала, однако данный метод показывает неплохие результаты и при реализации усталостного режима разрушения. Для достижения максимальной скорости бурения в данном случае требуется выполнить два условия: создать перепад давления на сопловой насадке бурового снаряда, не превышающий 13 МПа, и выдержать значения коэффициента эжекции в диапазоне от 2 до 4, поскольку согласно исследованиям [1], в этом диапазоне обеспечивается наибольший вынос продуктов разрушения. При этом с точки зрения гидравлических потерь можно бурить скважины всех рассмотренных диаметров вплоть до глубины 5000 м.

В результате проведенной работы апробирована методика расчета технологических процессов шароструйного бурения, что позволило определить оптимальные области применения данного способа:

1. Бурение в оптимальном режиме разрушения горных пород возможно для скважин диаметрами от 120 до 270 мм и глубинами в диапазоне от 2000 до 5000 м, проходящих через породы, близкие по совокупности физико-механических свойств к рассмотренным плотным известнякам и не требующие скоростей соударения породоразрушающих шаров с забоем более 40 м/с;

2. В усталостном режиме разрушения наиболее оптимально применять способ бурения шароструйно-эжекторными буровыми снарядами для проходки скважин диаметрами от 120 до 295-350 мм в интервалах глубин от 1500 до 4000 – 5000 м в зависимости от выбранного насосного оборудования.

#### **Литература**

1. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15.
2. Ковалев А.В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин: Дис. канд. техн. наук – Томск, 2016г. – 143с.
3. Ковалев А.В., Рябчиков С.Я., Горбенко В.М., Горбенко М.В., Саруев Л.А. Расчет технологических процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород // Георесурсы, научно-технический журнал. – 2016. – Т. 18, № 2. – С. 102-106.
4. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕУГОЛЬНОЙ СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН  
ДЛЯ ДОБЫЧИ УРАНА ИЗ МАЛОГО  
ИЗОМЕТРИЧЕСКОГО РУДНОГО ТЕЛА**

**М.А. Гусаров**

*Научный руководитель профессор М.Д. Носков*

*Северский технологический институт национального исследовательского ядерного университета, г. Северск, Россия*

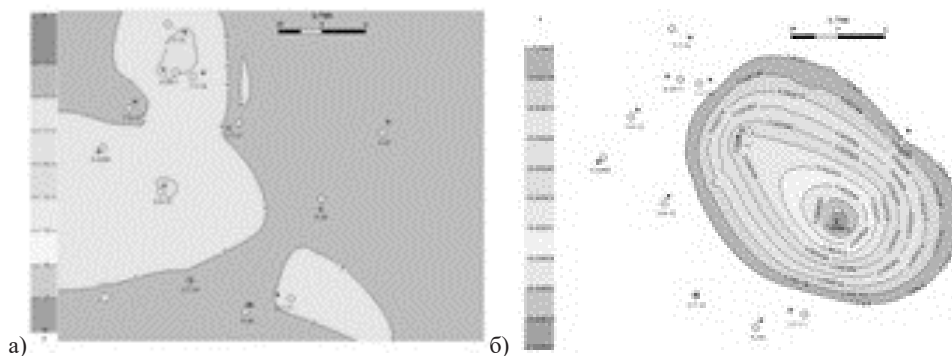
В настоящее время скважинное подземное выщелачивание (СПВ) является одним из самых перспективных способов разработки месторождений. [1-2]. В России способ подземного выщелачивания применяется при разработке Далматовского, Хохловского (Зауральский урановорудный район) и Хиагдинского (Витимский урановорудный район) месторождений [3].

Урановые месторождения, разрабатываемые АО «Далур» и АО «Хиагда» относятся к палеорусловому инфильтрационному типу. Особенностью такого типа месторождений является присутствие рудных тел сложной формы и малого размера. Отработка таких рудных тел методом СПВ требует повышенных капитальных затрат и эксплуатационных расходов на единицу продукции. Снижение себестоимости добычи урана из малых изометрических рудных тел может быть достигнуто применением специальных систем отработки, учитывающих их особенности.

В настоящей статье рассматривается продуктивность применения треугольной и ромбовой схем расположения скважин с переменными режимами работы для добычи урана из малого рудного тела. Исследования эффективности треугольной и ромбовой схем скважин с переменными режимами работы были проведены на основе математического моделирования с помощью специализированного программного обеспечения «Курс», разработанного в СТИ НИЯУ МИФИ [4].

Система «Курс» позволяет создавать цифровые модели эксплуатационных блоков, включающие в себя модели геологической среды и технологических объектов, а также осуществлять моделирование процесса выщелачивания урана.

В данной статье приведен вариант моделирования отработки блока в окрестности малого рудного тела. Карты мощности пласта и исходного содержания урана на блоке показаны на рисунке 1.



**Рис. 1. Мощность пласта (а), исходное содержание урана (б)**

В статье рассматриваются вариант отработки блока с использованием треугольной схемы скважин. В качестве параметров моделирования использовались средние параметры соседнего блока 7-2. Дебит откачных и нагнетательных скважин равен  $4 \text{ м}^3$  и  $2 \text{ м}^3$  соответственно, а концентрация кислоты в выщелачивающих растворах равнялась  $8 \text{ г/л}$ . Скважины располагались в вершинах треугольника на расстоянии 40 метров друг от друга.

Переключение режимов скважин проходило с интервалом 6 месяцев. Геотехнологические параметры блока: ГРМ 53,927 (Тыс.т), эффективная мощность 4,9 (м), запас урана 19,382 (т), площадь 6,676 (тыс.м<sup>2</sup>) средний метропроцент 0,176 (м\*%).

Распределение продуктивности приведены на рисунке 2. На рисунке 3 представлены графики зависимостей геотехнологических показателей, полученных при моделировании, от времени.

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что снижение концентрации урана в продуктивных растворах до  $10 \text{ мг/л}$  происходит к двенадцатому году после начала работы треугольной схемы с изменяющимся потоком растворов. Масса извлеченного урана 13,57 (т), максимальная концентрация урана 125,5 (мг/л), средняя концентрация урана в продуктивных растворах 33,24 (мг/л), средняя концентрация активного компонента в продуктивных растворах 5,75 (мг/л), средний темп извлечения 3,09 (кг/сутки), удельный расход кислоты 69,93 (кг/кг).

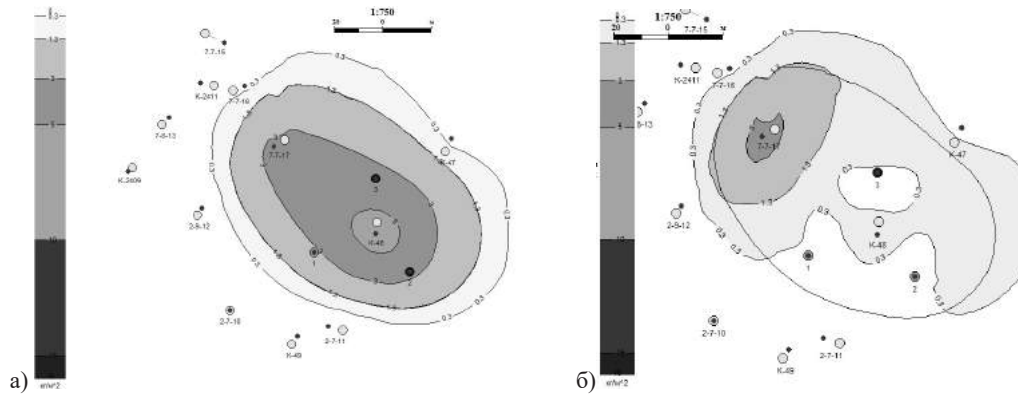


Рис. 2. Карты распределения продуктивности: (а) 0 лет после начала работы блока, б) 12 лет после начала работы блока

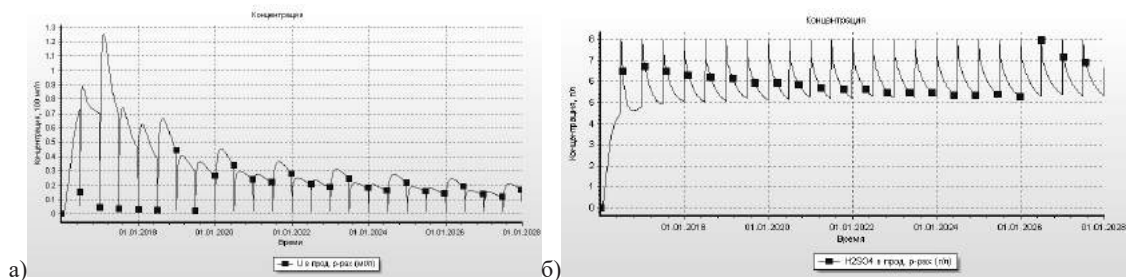


Рис. 3. а) График зависимости концентрации урана в продуктивных растворах от времени; б) График зависимости концентрации серной кислоты в продуктивных растворах от времени

Таким образом, можно сделать вывод, что применение треугольной схемы расположения скважин для добычи урана из малого рудного тела является приемлемым с технологической точки зрения. Данный способ может быть рекомендован для использования на предприятиях добывающих уран методом СПВ.

#### Литература

1. Мамилов В.А., Петров Р.П., Шушания Г.Р. и др. Добыча урана методом подземного выщелачивания. – М.: Атомиздат, 1980. - 248 с.
2. Белецкий В.И., Богатков Л.К., Волков Н.И. и др. Справочник по геотехнологии урана. – М.: Энергатоиздат, 1997- 672с.
3. Машковцев Г.А., Константинов А.К., Мигута А.К., Шумилин М.В., Щеточкин В.Н. Уран Российских недр. – М.ВИМС,2010.
4. Истомин А.Д., Носков М.Д., Кеслер А.Г., Носкова С.Н., Чеглоков А.А. Программный комплекс для управления разработкой месторождения полезных ископаемых методом скважинного подземного выщелачивания // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. - № 8. –С. 376-381.

РАСЧЁТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ УБОРКИ ГОРНОЙ МАССЫ  
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГОРНОРАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТОК

ГЭ Юй

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определением производительности погрузки горной массы при проведении горизонтальных горных выработок занимался ряд авторов и было предложено значительное число формул [1,4,5,5,8,9 и др.]. В большинстве случаев формулы справедливы для определённых условий и большое внимание уделяется выбору (преимущественно) ковшовых машин. Эффективность работы погрузочных средств в призабойной части исследована недостаточно.

Эксплуатационная производительность погрузочных машин периодического действия с ковшовым рабочим органом с учётом обмена и откатки вагонеток при проведении выработок небольших сечений может быть определена по формуле [9].

$$P_{\text{Э}} = \frac{3600 \cdot q_{\text{В}}}{t_{\text{Ц}} \frac{q_{\text{В}}}{q_{\text{К}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{Т}} \cdot K_{\text{Ф}}} \left(1 + \frac{\tau}{100}\right) + \frac{2\ell}{V_{\text{СР.О}}} + t_{\text{СР}} + \frac{t_{\text{ЗС}}}{n_{\text{В}}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1)$$

где  $P_{\text{Э}}$  – эксплуатационная производительность погрузочной машины,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$q_{\text{В}}$  – емкость вагонетки,  $\text{м}^3$ ;

$q_{\text{К}}$  – емкость ковша,  $\text{м}^3$ ;

$t_{\text{Ц}}$  – продолжительность цикла черпания, с;

$K_{\text{Н}}$  – коэффициент наполнения ковша;

$K_{\text{Т}}$  – коэффициент трудоёмкости погрузки;

$K_{\text{Ф}}$  – коэффициент формы ковша;

$\tau$  – время на техническое обслуживание машины, наращивание пути и прочие простои ( $\tau = 5-10\%$ );

$\ell$  – расстояние между пунктами погрузки и обмена вагонеток, м;

$V_{\text{СР.О}}$  – средняя скорость откатки вагонов при их обмене, м/с;

$t_{\text{СР}}$  – время на сцепку и расцепку вагонов при их обмене, с;

$n_{\text{В}}$  – число вагонеток в составе поезда;

$t_{\text{ЗС}}$  – продолжительность замены состава, с.

При определенных условиях коэффициенты  $K_{\text{Т}}$  и  $K_{\text{Ф}}$  могут быть равны единице или отражены в коэффициенте наполнения ковша. На основании значительного количества наблюдений за процессом уборки и изучения литературы [3,4,8], считаем целесообразным в формуле 1 выделить время  $t_{\text{М}}$  на маневры вагонеток в пункте обмена, не учитывая его в  $V_{\text{СР.О}}$ , ввести время подготовительно-заключительных операций  $t_{\text{ПЗР}}$  и коэффициент, учитывающий объём и расположение породы после взрыва  $K_{\text{П}}$ . В результате несложных преобразований формулу можно представить в виде

$$P_{\text{Э}} = \frac{60}{\frac{t_{\text{Ц}}}{q_{\text{К}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{Т}} \cdot K_{\text{П}}} \left(1 + \frac{\tau}{100}\right) + \frac{2\ell}{V_{\text{СР.О}} \cdot q_{\text{В}}} + \frac{t_{\text{М}}}{q_{\text{В}}} + \frac{t_{\text{СР}}}{q_{\text{В}}} + \frac{t_{\text{ПЗР}}}{q_{\text{В}}} + \frac{t_{\text{ЗС}}}{n_{\text{В}} \cdot q_{\text{В}}}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2)$$

где  $\frac{t_{\text{Ц}}}{q_{\text{К}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{Т}} \cdot K_{\text{П}}} \left(1 + \frac{\tau}{100}\right) = \alpha \cdot K_{\text{ТЕХ}}$  – удельные затраты времени собственно на погрузку с учетом

времени  $K_{\text{ТЕХ}} = 1 + \frac{\tau}{100}$  на техническое обслуживание машины, наращивание пути и др.,  $\text{мин}/\text{м}^3$ ;

$\frac{2\ell}{V_{\text{СР.О}} \cdot q_{\text{В}}} = \beta_1$  – удельные затраты времени откатки вагонеток при замене,  $\text{мин}/\text{м}^3$ ;

$\frac{t_{\text{М}}}{q_{\text{В}}} = \beta_2$  – удельные затраты времени на маневры в пункте разминовки,  $\text{мин}/\text{м}^3$ ;

$\frac{t_{\text{СР}}}{q_{\text{В}}} = \beta_3$  – удельные затраты времени на сцепку и расцепку вагонов при их замене,  $\text{мин}/\text{м}^3$ ;

$\frac{t_{\text{ПЗР}}}{q_{\text{В}}} = \beta_4$  – удельные затраты на подготовительно-заключительные операции, связанные с обменом вагонеток и их откаткой,  $\text{мин}/\text{м}^3$ ;

$\frac{t_{\text{ЗС}}}{n_{\text{В}} \cdot q_{\text{В}}} = \gamma$  – удельные затраты времени на замену составов,  $\text{мин}/\text{м}^3$ .

После преобразования уравнение примет вид:

$$P_{\text{Э}} = \frac{60}{\alpha \cdot K_{\text{ТЕХ}} + \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 + \beta_4 + \gamma}}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (3)$$

Тогда фактическое время уборки породы  $T_{\text{У}}$  при объёме отбитой горной массы  $V$ ,  $\text{м}^3$  можно определить из выражения:

$$T_{\text{У}} = \frac{V(\alpha \cdot K_{\text{ТЕХ}} + \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 + \beta_4 + \gamma)}{60}, \text{ ч} \quad (4)$$

Производительность уборки по формуле 3 может быть рассчитана практически для большинства вариантов погрузки машинами периодического действия при проходке выработок небольших сечений. Анализ литературных источников и наблюдений авторов за скоростными и рядовыми проходками в геологоразведочных партиях и экспедициях, а также наблюдений проходок на рудниках Красноярского края показывает, что удельные затраты времени на отдельные операции уборки колеблются в широких пределах даже при одинаковом наборе оборудования [2,3,7,8,9].

Транспорт груженных вагонеток на отвал может быть организована по-разному. Рациональным является совмещение откатки груженной породы на отвал или к стволу шахты с процессами погрузки и обмена вагонеток. В других случаях при большой длине откатки составы с нагруженной породой сосредотачиваются на ближайших (аккумулирующих) разминовках, затем откатываются во время проведения других операций (подготовительные работы к бурению, бурение и т.д.).

На замену составов удельные затраты времени  $\gamma$  по величине приближенно равны удельным затратам времени на погрузку и определяются по формуле

$$\gamma = \frac{t_{3C}}{n_B \cdot q_B} = \frac{\frac{2L}{V_{ЭЛ}} + t_M}{60 \cdot n_B \cdot q_B}, \text{ мин/м}^3, \quad (5)$$

где  $L$  – расстояние от пункта обмена вагонов до ствола шахты или устья штольни, м;

$V_{ЭЛ}$  – средняя скорость движения электровоза с груженным и порожним составом, м/с;  $V_{ЭЛ} = (0,6 - 0,8) \cdot V_{МАКС}$ ;

$V_{МАКС}$  – максимальная скорость электровоза, м/с;

$t_M$  – продолжительность маневров при замене груженого состава на порожний ( $t_M = 100 - 140$  с) или разгрузке состава.

#### Литература

1. Абрамсон Х.И. Кальницкий Я.Б. Подземная механизированная погрузка. – М.: «Недра», 1964. – 135 с.
2. Крец В.Г. Исследование технологии и оптимизация параметров уборки горной массы при проведении горизонтальных горноразведочных выработок: дис... канд. техн. наук. Томск, 1979. – 205 с.
3. Лукьянов В.Г. Горные машины и проведение горно-разведочных выработок: учебник для прикладного бакалавриата / Лукьянов В.Г. Крец В.Г. – 2-е изд. – М.: Издательство Юрайт, 2016. – 342 с. – серия: Университеты России
4. Лыхин П. А. Механизация и организация проведения горизонтальных горных выработок. – М.: «Недра», 1963. – 192 с.
5. Оника Д.Г. Проведение горных выработок. – М.: «Недра», 1969. – 480 с.
6. Покровский П.М. Сооружение и реконструкция горных выработок. Ч 1 – М.: Госгортехиздат, 1962. – 380 с.
7. Проведение горизонтальных горноразведочных выработок скоростным методом: Справочное пособие / В.Г. Лукьянов, Л.Г. Грабчак, В.Ф. Рогов и др. – М.: «Недра», 1989. – 324 с. : ил.
8. Скоба Н.Д., Положенко В.Г. Скоростное проведение горизонтальных выработок в крепких породах. – М.: Госгортехиздат, 1962. – 144 с.
9. Тихонов Н.В. Погрузочные машины на металлических рудниках. – М.: Металлургиздат, 1955. – 248 с.

### ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

А.С. Десяткин А.С.

Научный руководитель профессор В.В. Стрельченко

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Высокая аварийность на предприятиях угольной промышленности, разрабатывающих угольные пласты шахтным способом, связана в основном с непредсказуемыми выбросами угля, породы и угольной пыли в рабочее пространство шахт.

Высокая газоопасность углеродного массива является основной проблемой обеспечения газовой безопасности на выемочном участке лавы.

Все известные способы дорогостоящие и не гарантируют дегазацию угольных пластов до промышленно-безопасного уровня, а практикуемая добыча метана из угольных пластов через специально построенные вертикальные или горизонтальные скважины должны длиться не менее 10 лет, что зачастую не устраивает угледобывающие компании.

Основная проблема низкой эффективности или не эффективности предлагаемых способов заключается в том, что они основаны на линейных физических процессах и линейных зависимостях и не учитывают первопричину «спусковой механизм», запускающий газодинамические явления в угольном пласте, которые приводят к выбросам угля, газа и породы в рабочее пространство шахт при добычи полезных ископаемых.

Известно, что уголь не выдерживает коротких больших напряжений и разрушается или растрескивается не при приложении нагрузки, а при ее снятии. Ближе к поверхности происходит объемное растрескивание, а на

глубине расслаивание [1].

Известно, что при создании сжимающих и растягивающих напряжений в среде, имеющей твердую, жидкую и газообразную фазы можно разрушить более прочную структуру, чем уголь [2].

Способ заблаговременного воздействия на угольный пласт широкополосными периодическими физическими полями создает сжимающие и растягивающие напряжения в угольном пласте. В результате в угольном пласте развивается сеть аномальной микротрещиноватости на значительной площади. Это ведет к повышению проницаемости по пласту в целом и переводу газа в свободное состояние.

Для заблаговременной дегазации угольных пластов с дневной поверхности бурятся традиционные вертикальные скважины в запланированных куполах обрушения.

Воздействие широкополосными периодическими физическими полями для создание растягивающих и сжимающих напряжений и аномальной сети микротрещиноватости в угольном пласте для перевода газа в свободное состояние производится с помощью «Плазменно-импульсного идеального, нелинейного широкополосного источника направленных управляемых периодических колебаний» (Патент РФ №2007133182, 2007).

После завершения воздействия в скважину несколько ниже угольного пласта опускается глубинно-насосное оборудование для откачки воды из угольного пласта, мощность и марка которого подбирается в зависимости от гидрологических особенностей угольной залежи. Извлекаемый из угольного пласта газ отбирается через затрубное пространство эксплуатационной колонны скважины.

Отобранный газ транспортируется по специальному газопроводу в накопитель, каптируется и утилизируется в интересах шахты.

Способ заблаговременной дегазации с применением плазменно-импульсного воздействия опробован в России в Кузбасском угольном бассейне.

#### Литература

1. Балоханов Р.Р., Романов В.А., «Механизм разрушения угольного композита. Иерархическое численное моделирование» Физическая мезомеханика 11 5 (2008) 83-88, Институт прочности и материаловедения СО РАН, Томск, 634021, Россия.
2. Ребиндер П.А., Шукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения. Успехи физических наук, 1972, т. 108, вып. 1, С. 3–42.

### **АНАЛИЗ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРОЯВЛЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В НАДВИГОВЫХ И СДВИГОВЫХ ЗОНАХ НА ШАХТНЫХ ПОЛЯХ РУДНИКОВ БКПРУ-2 и БКПРУ-4 ПАО «УРАЛКАЛИЙ»**

**Е.В. Лукьянец**

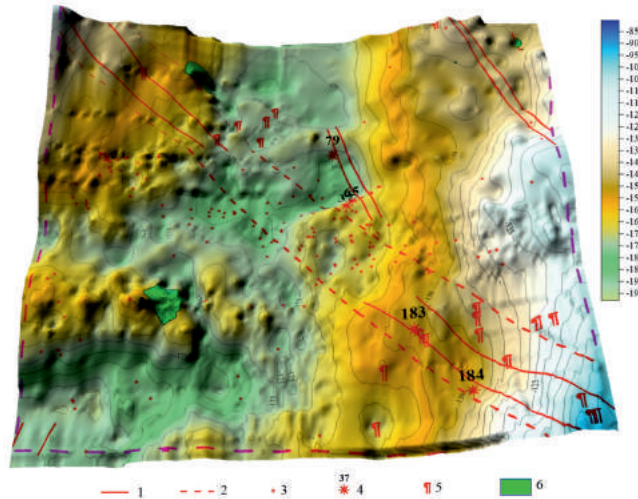
*Научный руководитель профессор С.С. Андрейко*

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия*

Широкая программа развития калийной промышленности в нашей стране и в мире в целом, освоение новых месторождений и расширение объемов работ разработки эксплуатируемых калийных месторождений связаны с решением проблем, направленных на повышение производительности труда и безопасности работ.

Анализ геологических условий произошедших газодинамических явлений (ГДЯ) при проходке подготовительных выработок на шахтном поле рудника БКПРУ-2 и БКПРУ-4 показал, что интенсивные газовыделения пространственно располагаются в пределах Зырянского сдвига и зоны его влияния. Поэтому целью выполнения работы было выполнения детальных структурно-тектонических исследований и оценки газоносности пласта АБ и вмещающих пород на шахтных полях рудников БКПРУ-2 и БКПРУ-4 для определения границ зоны влияния сдвиговых и надвиговых дислокаций и обоснования, при необходимости, области применения полуавтоматического (дистанционного) режима управления проходческо-добычными комбайнами в пределах зон влияния данного типа нарушений.

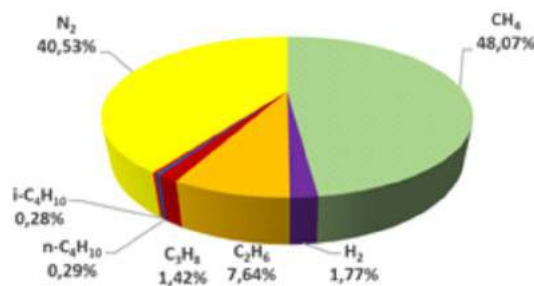
На первом этапе исследования был проведен структурно-тектонический анализ строения пласта АБ. Полученные данные были просуммированы с условиями проявления ГДЯ и результатами изучения газоносности пласта АБ на шахтном поле рудника БКПРУ-2 (рис.1). Анализируя рис.1 видно, что 4 ГДЯ произошло в зоне влияния Троицкого надвига (ТН), 13 газодинамических явлений произошло в зоне влияния листрического сброса (ЛС) и 42 ГДЯ произошло в зоне влияния Зырянского сдвига (ЗС). Механизм образования очагов этих газодинамических явлений связан, по-видимому, с освобождением связанных (микровключенных) газов под воздействием деформационных процессов в зонах влияния сдвигов и надвигов и последующей их аккумуляцией в трещинах и пустотах. Кроме этого формирование очагов примерно 70 ГДЯ связано так же с процессами эпигенетических изменений соляных пород под воздействием агрессивных водных растворов при их латеральной миграции от крупной зоны замещения продуктивных пластов каменной солью, расположенной на 5, 7 и 9 западных панелях рудника БКПРУ-2 [1,2]. Аккумуляция свободных газов в этом случае происходила, в основном, вблизи контуров развития карналлитовых и смешанных карналлит-сильвинитовых пород пласта Б для БКПРУ-2 и пород пласта В для БКПРУ-4 [2,3].



**Рис. 1. Рельеф поверхности пласта АБ шахтного поля рудника БКПРУ-2: 1 – линия сдвига, надвига и сброса; 2 – зона влияния Зырянского сдвига; 3 – зафиксированные газодинамические явления; 4 – характерные газодинамические явления из забоя и стенок выработки; 5 – точки повышенной газоносности; 6 – зоны замещения пласта АБ.**

Результаты экспериментальных исследований газоносности пород пласта АБ показывают, что 70% случаев повышенной газоносности пород пласта АБ (более  $0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) установлено в пределах зоны влияния Зырянского сдвига. Таким образом, на шахтном поле рудника БКПРУ-2 прослеживается приуроченность очагов ГДЯ и участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ к зонам влияния сдвигов и надвигов. В пределах предполагаемого контура зоны влияния Зырянского сдвига по фактору ГДЯ и повышенного газовыделения необходимо применять режим полуавтоматического (дистанционного) управления комбайном при нахождении машиниста комбайна на расстоянии не менее 20 м от комбайна.

Компонентный состав свободных газов в зоне влияния Зырянского сдвига в юго-восточной и северо-западной частях шахтного поля БКПРУ-2 представлен на диаграмме (рис.2), анализ которой выявил, что компонентный состав свободных газов меняется с метано-азотного на азотно-метановый.



**Рис. 2. Диаграмма компонентного состава свободных газов в зоне влияния Зырянского сдвига в юго-восточной и северо-западной частях шахтного поля БКПРУ-2:  $\text{CH}_4$  - метан;  $\text{N}_2$  - водород;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - этан;  $\text{C}_3\text{H}_8$  - пропан;  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$  - н.бутан;  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$  - изобутан;  $\text{N}_2$  - азот.**

Пространственное сопоставление мест ГДЯ и участков, в пределах которых экспериментальными исследованиями была установлена повышенная газоносность пород пласта АБ с аномалиями линейного характера (зоны сдвигов и надвигов) и аномалиями нелинейного характера (зонами замещения и поднятиями) на уровне пласта АБ в условиях шахтного поля рудника БКПРУ-4 позволили получить новые данные (Таблица 1) [4].

**Таблица 1**

Пространственное положение	Количество произошедших ГДЯ	Количество участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ (более $0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ )
зона влияния Троицкого надвига	2	2
южный борт Легчимского поднятия	-	5
зона влияния локальных сдвигов	3	5
зона развития трещин отрыва поровым давлением	4	-

На основании анализа положения основных и второстепенных осей складок пласта АБ и их структурной

интерпретации [5] установлено, что к зонам проявления пластичных левосторонних деформаций в соляной залежи приурочено 6 участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ и одно ГДЯ. К антиклинальным складкам приурочено 16 участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ и 7 ГДЯ. В пределах синклинальных складок отмечено 9 участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ и 2 ГДЯ.

В целом можно констатировать, что примерно 90% газодинамических явлений на пласте АБ на шахтном поле рудника БКПРУ-4 приурочено к зонам сдвигов и надвигов, что говорит нам о приуроченности очагов газодинамических явлений и участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ к зонам влияния сдвигов и надвигов.

Результаты анализа пространственного сопоставления мест газодинамических явлений и зон повышенной газоносности пласта АБ с положением зон разубоживания представлены в таблице 2.

Таблица 2

Состав пород рассматриваемого пласта		Количество произошедших ГДЯ	Количество участков с повышенной газоносностью пород пласта АБ (более 0,4 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )
реликтовый карналлитовый состав пласта В		5	-
смешанный состав (карналлит+сильвинит) и сильвинитовый состав пласта В	на юге шахтного поля	6	21
	на севере шахтного поля	-	13

Для обеспечения безопасности ведения подготовительных и очистных горных работ в зонах влияния сдвигов и надвигов необходимо применение организационно-технических мероприятий в виде «Рекомендаций по управлению газодинамическими процессами при ведении горных работ в надвиговых и сдвиговых зонах на шахтных полях рудников ПАО «Уралкалий», включающих регламентацию последовательности выполнения технологических процессов при проходке выработок в зонах влияния надвигов и сдвигов.

#### Литература

1. Газодинамические явления в калийных рудниках: Генезис, прогноз и управление/С.С. Андрейко [и др.]. – Мн.: Выш. шк., 2000. – 335 с.
2. Андрейко С.С. Механизм образования очагов газодинамических явлений в соляном породном массиве. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та.–2008.–196 с.
3. Кудряшов А.И. Верхнекамское месторождение солей. – Пермь: ГИ УрО РАН.–2001.–429 с.
4. Петротектонические основы безопасной эксплуатации Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей/ Джиноридзе Н.М. [и др.]. – СПб-Соликамск: ОГУП Соликамская типография.–2000.–400 с.
5. Влияние разрывной тектоники на процесс деформации пород водозащитной толщи в пределах шахтного поля БКПРУ-4: отчет о НИР/Горный институт Уральского отделения РАН; рук. Чайковский И.И. – Пермь: ГИ УрО РАН.–2008.–59 с.

### ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЭЛЬГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Малинин

Научный руководитель профессор Н.Н. Гриб  
ООО «Эльгауголь», г.Нерюнгри, Якутия

Технология взрывной подготовки угля к выемке постоянно совершенствуется в направлении создания более производительного мобильного бурового оборудования, применения рационального ассортимента ВВ, наиболее эффективных конструкций скважинных зарядов и схем короткозамедленного взрывания.

Эльга – одно из крупнейших в мире месторождений высококачественного коксующегося угля, запасы которого в соответствии со стандартами JORC составляют около 2,2 млрд тонн. Месторождение представлено мощными (до 15 метров) пологими пластами с перекрывающимися отложениями небольшой мощности. [3]

Эльгинское каменноугольное месторождение располагается в юго-восточной части Якутии, в 415 км к востоку от г. Нерюнгри и на 350 км севернее ст. Верхнезейск Байкало-Амурской магистрали, в центральной части Токинского угленосного района. Границы месторождения установлены с учетом естественных границ по элементам гидросети, геоморфологии и геолого-структурных особенностей площади. [3]

История освоения угленосного района уходит в далекие 50-е годы прошлого столетия. Запасы углей по чистым угольным пачкам Северо-Западного участка, утвержденные протоколом ГКЗ №419 от 21.03.1997, составляют 2078 млн. т, основную часть из которых (около 75%) составляют коксующиеся угли.

По степени разведанности и характеру угле насыщенности разреза, Эльгинское месторождение разделено на два участка: предварительно, и, частично, детально разведанный Северо-западный участок площадью 62 км<sup>2</sup> и изученный на поисково-оценочной стадии Юго-восточный участок площадью 30 км<sup>2</sup>. В настоящей работе рассматривается обоснование применения буровзрывных работ при отработки первоочередного участка Эльгинского месторождения.



По основным технологическим показателям в соответствии с ГОСТ 25543-88 угли отнесены к маркам ГЖ и Ж (в основном к марке Ж). В структурном отношении угленосные отложения образуют крупную брахисинклинальную складку северо-западного простирания, ось которой совпадает с осевой линией гряды.

Поверхность в границах первоочередного участка представлена Северной грядой, простирающейся с северо-запада на юго-восток. Перепад высот подножия и вершин 130-170 метров. Углы наклона склонов поверхности составляют от 10° - 15° у подножия и до 25° ÷ 30° к вершинам.

На территории района широко развиты многолетнемерзлые породы, которые на Эльгинском месторождении имеют повсеместное развитие. Их мощность колеблется от 30-40 м в пониженных формах рельефа до 250-270 м на водоразделах. Глубина сезонной оттайки колеблется от 0,2-1,0 м на склонах северной экспозиции до 1,5-2,0 м – на южных. Коэффициент крепости по шкале проф. М.М. Протодьяконова ( $f$ ) коренных пород вскрыши изменяется от 6 до 8 (среднее значение – 7), для угольных пластов  $f = 1-3$ .

Немаловажным фактором увеличения производительности транспортного и экскаваторного оборудования, а также интенсификации вскрышных работ на разрезах является повышение качества взрывной подготовки горных работ.

Параметры буровзрывных работ и рациональная степень дробления пород должны устанавливаться на основе минимизации приведенных затрат на вскрышные работы с учетом технологических свойств пород и их влияния на показатели процессов бурения, взрывания, выемки и перемещения. При проектировании разрезов важно правильно оценить прочностные и структурные свойства пород. В условиях осуществляемого технического вооружения вновь проектируемых угольных разрезов проблема повышения качества подготовки пород к выемке на сегодняшний день сохраняет актуальность

Основными результатами научно-технического прогресса при разработке вскрышных скальных пород угольных разрезов были создание и внедрение новых видов высокопроизводительной буровой техники, экскаваторного и транспортного оборудования большой единичной мощности, разработка комплекса оборудования для изготовления современных промышленных ВВ и внедрение перспективных систем инициирования, что позволяет значительно улучшить качество взрывной подготовки горной массы к выемке, повысить безопасность и снизить экологическую нагрузку на окружающую среду.

На основе результатов изучения физико-механических свойств вскрышных пород угольных разрезов, параметров их трещиноватости, а также изучения взаимосвязи удельного расхода ВВ со структурно-прочностными характеристиками пород была разработана классификация вскрышных пород угольных разрезов по взрываемости. В этой классификации в соответствии с физико-механическими свойствами слагающих массив пород, структурными характеристиками массива, а также его упругими и акустическими свойствами все вскрышные породы угольных разрезов разделены на три категории: I – легко взрывающиеся, II – средней взрываемости, III – трудно взрывающиеся. Помимо указанных выше свойств пород и массива, каждая категория характеризовалась коэффициентом анизотропии, что важно при выборе сетки взрывных скважин. [2].

Классификация поставила на научную основу определение параметров буровзрывных работ на угольных разрезах на базе четкой количественной характеристики свойств пород. Она длительное время использовалась на угольных разрезах и в отраслевых нормативно-методических документах при проектировании параметров буровзрывных работ, обосновании параметров и показателей технологических схем ведения горных работ на разрезах.

Однако практическое использование классификации показало, что каждой принятой в ней категорией охватываются горные породы с довольно широким диапазоном свойств, что в ряде случаев приводило к затруднениям в выборе параметров буровзрывных работ для конкретных условий. Кроме того, практика показала, что нормированный в классификации удельный расход взрывчатых веществ не может определяться однозначно, а должен устанавливаться с учетом технологии горных работ, параметров горнотранспортного оборудования и требуемой степени дробления пород.

С учетом этих обстоятельств и на основе дальнейшего, более глубокого изучения технологических свойств вскрышных пород угольных разрезов, их связи с геолого-генетическими признаками и петрографическими характеристиками была разработана более полная классификация пород по блочности [2]. В соответствии с этой классификацией породы угольных разрезов разделены на пять категорий, каждая из которых характеризуется как свойствами пород «в куске» (плотность, предел прочности на одноосное сжатие), так и характеристиками массива (средний диаметр естественных отдельностей, содержание в массиве фракций +1000 мм, модуль упругости и акустическая жесткость, а также коэффициент анизотропии массива). В настоящее время эта классификация используется как основа руководящих технических документов по проектированию взрывных работ на угольных разрезах.

На эффективность ведения буровзрывных работ в той или иной степени оказывают влияние большое количество факторов, которые условно можно разделить на природные, техногенные и технологические. Несомненно, оперативность и качество буровзрывных работ оказывают весьма существенное влияние на эффективность основных процессов горного производства. [1]

Наряду с применением рациональных параметров буровзрывных работ при взрывном дроблении угля особое внимание следует уделять выбору взрывчатых веществ и обеспечению полной детонации скважинных зарядов, исключаяющей воспламенение взорванного угля. Для взрывания угольных пластов необходимо выбирать взрывчатые вещества с нулевым кислородным балансом при обязательном использовании для полного и безотказного их инициирования достаточно мощных промежуточных детонаторов, которые следует располагать в верхней и нижней частях зарядов.

Углевмещающие коренные породы вскрыши и угольные пласты мощностью более 3,0 м требуют при выемке предварительного рыхления буровзрывным способом. Учитывая состав массива, подлежащего обработке, принят вращательный способ бурения.

Выбор буровой техники выполнен на основании имеющегося опыта эксплуатации подобных месторождений, с учетом специфики Эльгинского разреза, намеченных объемов производства, а также учитывая горно-технические условия ведения буровых работ:  $f=4-13$ , абразивность вмещающих пород 2–3 по шкале Л.И.Барона, обводненность массива и опыт разработки месторождений Кузбасса, Нерюнгри.

В связи со сложностью горнотехнических и климатических условий рекомендуемые буровые станки имеют 20 – 30% запас производительности в данных условиях, и должны обеспечить равномерную, необходимую производительность не менее 100 тыс. м в год (по опыту эксплуатации станков «Марион» ДМН на угольных месторождениях Сибири и Дальнего Востока).

При проектировании Эльгинского месторождения каменного угля необходимо предусмотреть и проанализировать применение создаваемого и созданного отечественного и импортного бурового оборудования, а именно станков для основного и вспомогательного бурения взрывных скважин  $\varnothing 160-311$  мм: СБШ – 160/200 – 40Д, СБШ – 250/270 МНА 32Д (Россия ОАО «Рудгормаш» г.Воронеж), Atlas Copco-L-8, ДМ-30, Д-75 KS, Д-90KS, ДМЛ, ДМ-М2, Pit Viper 270 (производства США, Швеции, Германии), а также буровых станков для ведения эксплуатационной разведки типа УРБ-2а, 3 или ЗИФ – 300, необходимых для уточнения горно-технологических условий при эксплуатации.

Заоткоску бортов и уступов разреза планируется выполнять станками шарошечного типа, а там где позволяют горнотехнические условия, станками СБШ-160/200Д или ДМ-30 диаметром 160 мм.

При выходе разреза на проектную мощность, из общего количества потребляемых ВВ предполагается применение 55% гранулитов (изготавливаемых в процессе зарядания скважин); 40% ВВ на основе обратных эмульсий; 5% ВВ заводского изготовления.

Анализируя результаты инженерно-геологических исследований, можно отметить, что существенными факторами при эксплуатации угольных разрезов Южно-Якутского бассейна являются геокриологические условия и изменчивость физико-механических свойств пород, степень проработки и равномерность проявления окислительно-восстановительных процессов. [1]

И несомненно рост объемов открытой угледобычи на угольных разрезах, приведет к увеличению объемов буровзрывных работ.

#### Литература

1. Алексеев Г.Ф., Гриб Н.Н., Самохин Д.А. Управление комплексом буровзрывных работ в сложных горно-геологических условиях Южно-Якутского бассейна.-Якутск, 2003. – 188 с.
2. Репин Н.Я. Подготовка и экскавация вскрышных пород угольных разрезов. М.: Недра, 1978. – 256 с.
3. Эльгинский угольный комплекс <http://www.mechel.ru/sector/mining/elga>

### АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРОСОВОГО ДЕМПФЕРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

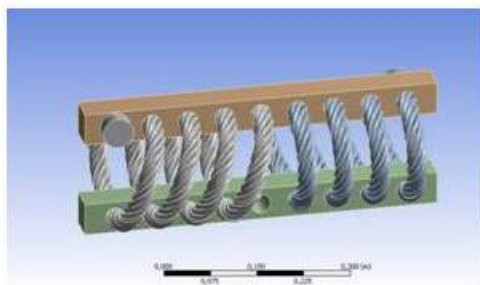
Ю.В. Ниденц, А.О. Севостьянов

Научный руководитель ассистент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Настоящая статья посвящена анализу напряженно-деформированного состояния (НДС) тросового демпфера (ТД-30), от действия статических и динамических нагрузок веса установки, и определению возможности использования данной конструкции тросового гасителя в промышленности. Также, в данной работе проведено сравнение разработанного демпфера с наиболее используемым типом А-2000 по расчетным напряжениям и деформациям от допустимых нагрузок [1-3].

Общий вид тросового демпфера приведен на рисунке 1. В конструкцию входят четыре пластины, жестко удерживающие два стальных каната.



В качестве исходных, для расчетов приняты следующие данные: расчётная температура – средняя комнатная температура 22°C; материал пластин сталь 45, механические свойства которой приняты согласно ГОСТ 1050-74, модуль упругости  $E=2 \cdot 10^{11}$  Па, коэффициент Пуассона  $\mu=0,29$ , плотность  $\rho=7850$  кг/м<sup>3</sup>, предел текучести  $\sigma_t=345$  МПа; общий вес конструкции с рамой равен 35000 кг; стальной трос изготовлен из стали 12Х18Н9 согласно ГОСТ 5949-75.

Рис.1. Пространственная модель демпфера ТД-30

Работа реализована посредством программного комплекса метода конечных элементов ANSYS [4,5]. Расчет можно представить в виде четырех этапов: 1 – построение 3D модели, 2 – конечно-элементное разбиение пространственной модели путем дискретизации расчетной области, 3 – определение граничных и начальных условий расчета, 4 – обработка расчетных результатов и их графическое представление. Для уменьшения требуемых расчетных ресурсов вычислительной машины ненагруженные элементы конструкции заменены присоединенными массами, эквивалентными массам указанных элементов [6, 7].

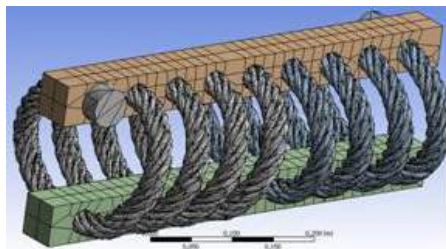


Рис. 2. Конечно-элементная модель демфера ТД-30

Анализ расчета НДС демфера ТД-30 показал, что максимальные напряжения, возникающие в конструкции, а в частности в тросе, не превышают значения в 157 МПа, что составляет 73,4 % от предела текучести материала троса. Выявлены области концентрации максимальных напряжений и деформаций – вблизи соединения троса с пластинами (рис. 3 а, б, в). При учете действия горизонтальных сил, условия вибрации, перемещение верхней пластины относительно нижней равно: вдоль демфера 1,2–2 мм, поперечное – порядка 1-1,7 мм. Относительная деформация канатов составляет 1,5-2 %. Графическое представление изолиний расчетной модели представлено на рисунке 3 г.

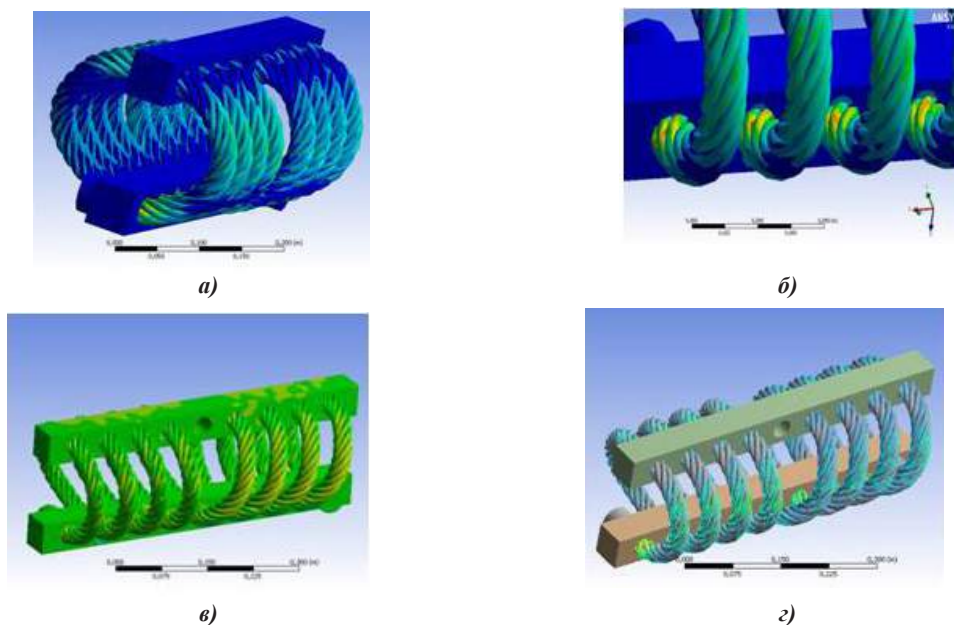


Рис. 3. Графическое отображение расчета демфера: а – эквивалентные напряжения по Мизесу, б – эквивалентные деформации по Мизесу, в – распределение нормальных напряжений, г – картина изолиний расчетной модели

#### Выводы:

1. Демпферы типа ТД-30 обладают более высокими заявленными механическими характеристиками.
2. Виброизоляторы ТД-30 могут воспринимать помимо вертикальных нагрузок нагрузки в горизонтальной плоскости за счет конструктивной особенности использования тросов. Верхняя пластина демфера может перемещаться в пространстве, обладая тремя поступательными и двумя вращательными степенями свободы.
3. Результаты расчетных данных для демфера ТД-30 при нагружении весом заявленной конструкции, не превышает порога в 75 % от предела текучести материала каната.

#### Литература

1. Гумеров А.Г. Виброизолирующая компенсирующая система насосно – энергетических агрегатов. – Уфа, 2008. – 328 с.
2. Дейнеко С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
3. Корж В.В. Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций [Текст]: учеб. пособие / В.В. Корж, А.В. Сальников. - Ухта: УГТУ, 2010. – 184 с.

- Светашков А. А., Куприянов Н. А., Манабаев К. К. Эффективные по времени вязкоупругие модули типа Хашина-Штрикмана. // Физическая мезомеханика, 2013. — Т. 16, № 2. — С. 33-39.
- Алтынбаев А. А., Манабаев К. К. Метод конечных элементов программного комплекса ANSYS // XII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. — Томск, 2014 — Т. 1. — С. 254-255.
- Светашков А. А., Куприянов Н. А., Манабаев К. К. Новые эффективные по времени характеристики для решения задач линейной вязкоупругости // Известия вузов. Физика : научный журнал. — 2013. — Т. 56, № 7-3. — С. 206 – 208.
- Светашков А. А., Куприянов Н. А., Манабаев К. К. Об одной модификации эффективных модулей двухкомпонентного изотропного композита // Известия вузов. Физика: научный журнал. — 2013. — Т. 56, № 7-3. — С. 209 – 211.

**СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ВОЗДУХОПОДГОТОВКИ НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ В ХОЛОДНОЕ ВРЕМЯ ГОДА**

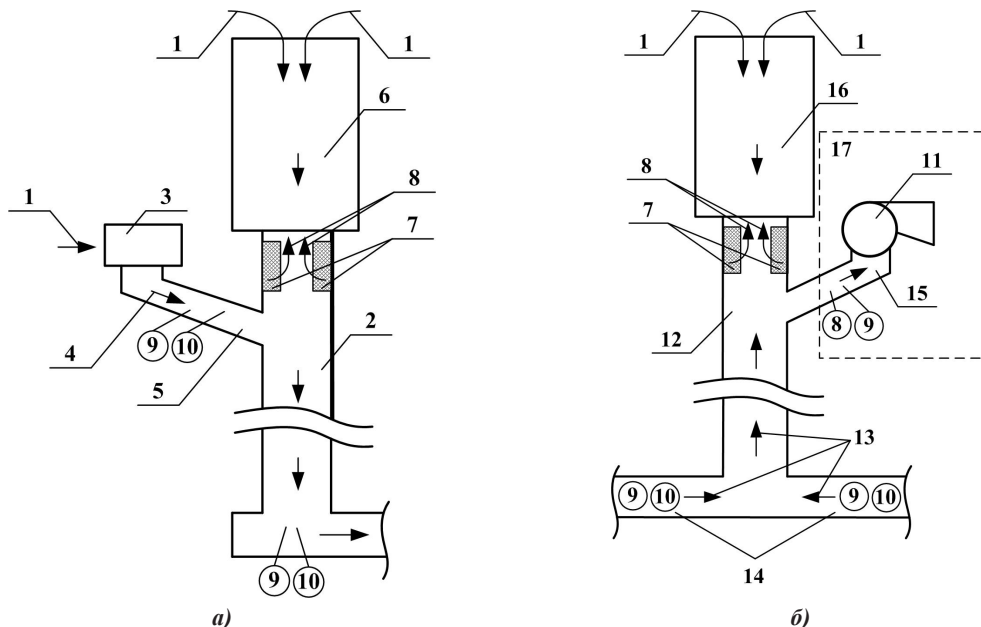
**А. В. Николаев, А. В. Вавулин**

*Научный руководитель профессор Н.И. Алыменко*

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
г. Пермь, Россия*

В холодное время года Правилами безопасности [14] предписывается подаваемый в шахтные стволы воздух нагревать до температуры не ниже +2 °С, при этом данному значению температуры должен соответствовать весь объем воздуха поступающего по стволу во всем его сечении. Однако, проведенные в работах [3, 4, 7] исследования показали, что данные требования на практике не соблюдаются. Связано это с тем, что в воздухоподающий ствол поступает два потока воздуха: нагретый в шахтной калориферной установке (ШКУ) подаваемый по калориферному каналу и подсосываемый через надшахтное здание за счет общешахтной депрессии. Вследствие этого на практике поступающий из ШКУ воздух нагревают до гораздо большей температуры, чем требуется, в результате чего в стволе нередко существенно превышает значение температуры установленной Правилами безопасности [4, 10]. При этом в воздухоподающих стволах присутствуют участки, температура воздуха в которых незначительно превышает значение +2 °С, что свидетельствует о низкой эффективности существующего способа управления температурным режимом и о возможности возникновения нештатной ситуации, связанной с его нарушением. Кроме того, повышение температуры подаваемого из ШКУ воздуха выше требуемого значения, приводит к неоправданно высоким затратам энергоресурсов [12], а наличие в стволе зон с различной температурой может привести к возникновению «воздушной пробки» в нем [6].

С целью повышения эффективности воздухоподготовки предложено в воздухоподающем стволе выше сопряжения калориферного канала с ним устанавливать воздушную завесу (рис. 1, а) [8, 13].



**Рис. 1. Осуществление воздухоподготовки по предлагаемому способу:**

*а – воздушная завеса в воздухоподающем стволе; б – воздушная завеса в вентиляционном стволе*

- 1 – наружный воздух (холодный); 2 – воздухоподающий ствол; 3 – ШКУ; 4 – нагретый воздух;  
5 – калориферный канал; 6 – надшахтное здание воздухоподающего ствола; 7 – воздушная завеса; 8 – воздух, выдаваемый из воздушной завесы; 9 – датчик расхода воздуха; 10 – датчик температуры, давления (или плотномер); 11 – ГВУ; 12 – вентиляционный ствол; 13 – исходящий по вентиляционному стволу воздух; 14 – главные вентиляционные выработки; 15 – канал ГВУ; 16 – надшахтное здание вентиляционного ствола; 17 – поверхностный комплекс ГВУ*

В этом случае, за счет работы воздушной завесы, в воздухоподающий ствол через надшахтное здание будет

подсасываться меньшее количество холодного наружного воздуха, т.е. процесс смешивания холодного и нагретого (поступающего из ШКУ) потоков воздуха потребует меньших затрат энергоресурсов на воздухоподготовку. Также облегчается процесс управления смешиванием потоков воздуха, в результате чего появляется возможность нормализовать температурный режим в воздухоподающих стволах по всему сечению.

Кроме того при проветривании подземных горнодобывающих предприятий по всасываемому способу возникают поверхностные утечки в поверхностном комплексе главной вентиляторной установки (ГВУ), когда наружный воздух подсасывается через надшахтное здание вентиляционного ствола и снова выбрасывается в атмосферу. В этом случае ГВУ совершает бесполезную работу по перемещению воздуха, подсасываемого через надшахтное здание. Как показали исследования [1, 2, 9, 11] утечки воздуха могут составлять 50% и более от производительности ГВУ. Согласно [5, 11] наилучшим способом снижения поверхностных утечек воздуха является установка воздушной завесы в вентиляционном стволе.

С целью снижения поверхностных утечек воздуха в работе [13] предложено воздушную завесу помимо воздухоподающего размещать в вентиляционном стволе.

В калориферном канале, околоствольном дворе воздухоподающего ствола, а также в главных вентиляционных выработках вентиляционного ствола и поверхностном комплексе ГВУ предложено располагать датчики температуры, давления (или плотномеры) и расхода воздуха (рис. 1), которые предназначены для передачи информации на программируемый микроконтроллер (ПЛК). В зависимости от величины инфильтраций (подсосов) воздуха через надшахтные здания регулируется режим работы воздушных завес и ГВУ, а также теплопроизводительность ШКУ в автоматизированном режиме по алгоритму заложенному в ПЛК.

В теплое время года, при отключении ШКУ, воздушная завеса в воздухоподающем стволе будет находиться в отключенном состоянии, и системой автоматизации будет контролироваться процессы работы воздушной завесы в вентиляционном стволе и управления производительностью ГВУ.

В ходе численных расчетов было установлено, что в предлагаемом способе (на примере рудника БКПРУ-2 ПАО «Уралкалий») затраты энергоресурсов на воздухоподготовку снизятся примерно на 18%, а электроэнергии на работу ГВУ на 23%. В условиях принято, что производительность воздушной завесы составляет 15,5% от поступающего в воздухоподающий ствол и от производительности ГВУ.

#### Литература

1. Алыменко Н.И., Каменских А.А., Николаев А.В., Николаев В.А., Петров А.И. Внешние утечки воздуха на калийных рудниках ВКМКС // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромышленного оборудования. 2016. № 1. С. 194-201.
2. Алыменко Н.И., Минин В.В. Вентиляторные установки и их применение / УрО РАН. Екатеринбург, 1999. 224 с.
3. Алыменко Н.И., Николаев А.В., Каменских А.А., Петров А.И. Результаты математического моделирования смешивания холодного и теплого потоков воздуха в воздухоподающем стволе рудника // Горное оборудование и электромеханика. 2014. № 12. С. 31–33.
4. Алыменко Н.И., Николаев А.В., Каменских А.А., Тронин А.П. Результаты исследования системы вентиляции рудника БКПРУ-2 в холодное время года // Вестник Пермского университета. Геология. 2011. № 3. С. 89–96.
5. Каменских А.А. Разработка методов контроля и снижения поверхностных утечек воздуха на рудниках // : автореферат дисс. ... канд. техн. наук / Горн. ин-т. УрО РАН. Пермь, 2011. 19 с.
6. Николаев А.В. Управление тепловыми депрессиями в системах вентиляции калийных рудников: автореферат дисс. канд. техн. наук / Перм. национал. исслед. политех. ун-т. Пермь, 2012. 20 с.
7. Николаев А.В. Расчет величины тепловой депрессии, возникающей при работе калориферной установки / Известия высших учебных заведений. Горный журнал. 2012. № 1. С. 27-33.
8. Николаев А.В., Алыменко Н.И., Каменских А.А., Николаев В.А., Петров А.И. Повышение эффективности процесса воздухоподготовки за счет использования воздушной завесы в воздухоподающем стволе /
9. Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромышленного оборудования. 2016. № 1. С. 209-213.
10. Николаев А.В., Алыменко Н.И., Садыков Р.И. Расчет величины поверхностных утечек воздуха на калийных рудниках // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 5. С. 115-121.
11. Николаев А.В., Алыменко Н.И., Седуниев А.М. Автоматизированная ресурсо- и энергосберегающая система воздухоподготовки шахтного воздуха // Горное оборудование и электромеханика. 2013. № 11. С. 14–18.
12. Николаев А.В., Гаврилов В.М. О возможности использования тепловой депрессии, возникающей при работе нагревателей, расположенных в устье вентиляционного ствола, для снижения поверхностных утечек / Молодой ученый. Чита, 2011. №6. С. 85–89.
13. Николаев А.В., Постникова М.Ю., Мохирев Н.Н. Сравнительный анализ потребления тепло- и энергоресурсов шахтными калориферными установками // Вестник ПГТУ. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело, 2010. № 5. С. 95–102.
14. Пат. 2601342 Россия, МПК E21F1/08; E21F3/00. Способ проветривания подземного горнодобывающего предприятия. Николаев А.В., Алыменко Н.И., Николаев В.А., Каменских А.А. Заявлено. 22.09.2015; Опубл. 10.11.2016, Бюл. № 31. – 12 с.: ил.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых». Серия 03. Вып. 78. М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014. 276 с.

**3-Х МЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ОБЪЕМОВ  
ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО**

**А.Т. Нурмухаметова**

*Научный руководитель доцент В.С.Писарев*

*Сибирский государственный университет геосистем и технологий,  
г. Новосибирск, Россия*

В настоящее время в связи с развитием научно-технической и технологической отрасли появляется все большая необходимость в получении полной и достоверной информации о территориях и объектах управления, при этом влияние человеческого фактора на итоговую информационную модель должно быть сведено к минимуму. Среди основных технологий сбора распространены такие технологии как дистанционное зондирование земли из космоса, аэрофотосъемка, воздушное и наземное лазерное сканирование и многие другие.

Трехмерное моделирование позволяет наилучшим образом описывать реальную местность, объекты окружающего мира и их взаимное расположение.

Трехмерные модели представляют собой полноценные трехмерные карты, которые позволяют выбирать объекты на модели с целью запроса информации об объекте редактировать их внешний вид и характеристики (семантику), определять координаты объектов, выполнять измерительные и расчётные операции, производить детальную оценку местности в камеральных условиях [1].

Технология построения трехмерной модели предназначена для создания трехмерных моделей разной степени детализации и решения прикладных задач.

В основе моделей могут лежать различные картографические материалы. Планы городов, космические и аэрофотоснимки, крупномасштабные карты, матрицы высот, растровые изображения и другие материалы могут использоваться как отдельно, так и совместно.

Задачи, решаемые при использовании трехмерных моделей: Это в первую очередь визуализация в виде трехмерной модели пространственной информации в единой системе координат рельеф; это объекты инфраструктуры, коммуникации, конструкции, установки, технологическое оборудование, с помощью которой можно оптимизировать технологические процессы, спланировать и создать благоприятные условия для транспортных и логистических операций, корректировать проектные решения.

Разрабатывать проекты, как дизайнерские, так и проекты реконструкции, реставрации, капитального ремонта и (пере)планирования стратегически и функционально важных объектов, а также обслуживающего оборудования (освещение, электричество и т.д.).

Производить контрольные работы, т.е. получать достоверную информацию о фактическом положении объектов инфраструктуры, строительных элементах и коммуникациях зданий и помещений, что определяет оптимальный подход к организации производственной деятельности. Информация о фактическом состоянии и возможностях объектов инфраструктуры необходима для оценки и обоснования планируемых бизнес - проектов и привлечения дополнительных инвестиций.

Маркшейдерско-геодезические работы связанные с горными работами и добычей полезных ископаемых производятся своевременно, на периодической основе в соответствии с инструкциями. Традиционный метод определения объема рудных тел с помощью горизонтального и вертикального расчетов, объем рассчитывается по палетке. Частные формы пространственных форм, используют формулы геометрических тел чтобы соответствовать правильной геометрии. Использование этих методов могут быть непосредственно связаны с месторождением полезных ископаемых, добычи полезных ископаемых, форм отвалообразования, с методами съемки и маркшейдерской документацией [2,3].

В настоящее время за счет использования специализированных программных систем расчет объема упрощен. Объем добычи может быть вычислен в специальных программах, такие как AutoCAD и MapInfo.

Для расчета объема в программе MapInfo необходимы пространственные данные (x, y, z) полученные в результате тахеометрической, теодолитной или других съемок, после чего создается пространственная модель и определяется площадь каждого участка.

Данные полученные в результате тахеометрической съемки загружаются в программу MapInfo, где происходит построение поверхности и изолиний (рис. 1).

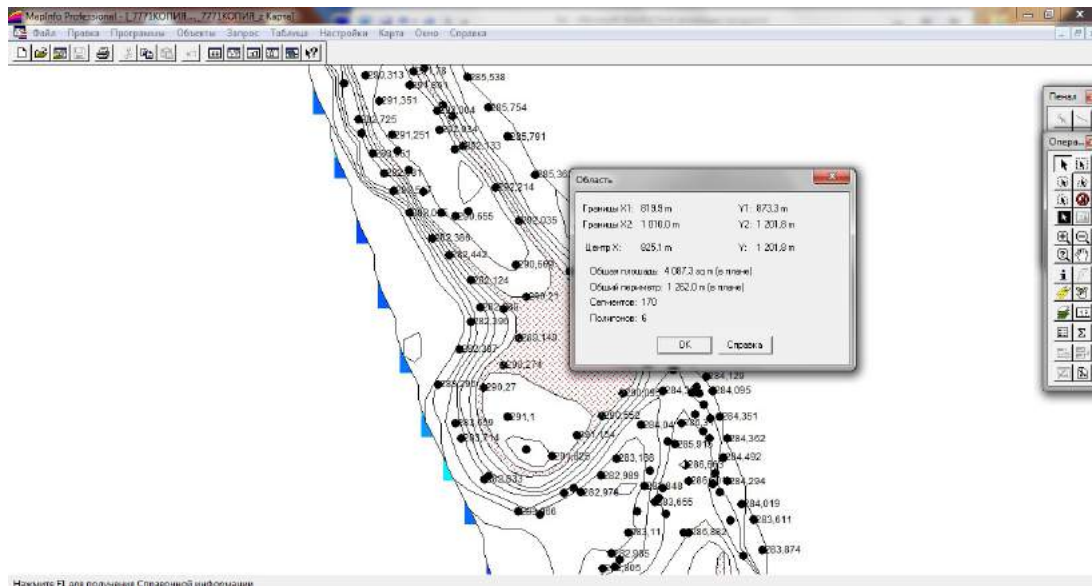


Рис. 1. Построение изолиний

Вычисление объема происходит по формуле усеченной пирамиды, через вычисление площадей контуров с одинаковыми отметками:  $V_{12} = \frac{1}{3} \cdot h(S_1 + S_2 + \sqrt{S_1 \cdot S_2})$ , где

$$h=1 \text{ м}$$

$$S_1=2852,3 \text{ м}^2$$

$$S_2=6443 \text{ м}^2$$

$$S_3=1102,3 \text{ м}^2$$

$$S_4=14041,1 \text{ м}^2$$

$$S_5=18650,4 \text{ м}^2$$

$$S_6=17510,2 \text{ м}^2$$

$$V=V_{12}+V_{23}+\dots+V_{56}=73769,6 \text{ м}^3$$

По результатам съемочных работ вычерчивается верхний и нижний контура земли. Расчет объема выполняется быстро и точно. Создание цифровой модели рельефа имеет высокоточную рельеф местности и позволяет создавать пространственные модели полезного ископаемого.

В заключении хотелось бы отметить, что трехмерная модель дает более детальную и объективную информацию по каждому объекту и территории в целом, а также позволяет решать сразу несколько задач различных служб:

1. Визуализировать в трехмерные модели пространственную информацию в единой системе координат: рельеф, объекты инфраструктуры с помощью которой можно спланировать и создать, корректировать проектные решения.

2. Разрабатывать проекты, как дизайнерские, так и проекты реконструкции.

3. Производить контрольные работы, т.е. получать достоверную информацию о фактическом положении объектов инфраструктуры, строительных элементах и коммуникациях зданий и помещений.

4. Использовать полученные данные в дальнейшем, путем нанесения на объекты тематической информации и развития информационной базы, а также создания ГИС путем наращивания информационной базы и т.д.

### Литература

1. Карпик А.И. Методологические и технологические основы геоинформационного обеспечения территорий: Монография. – Новосибирск: СГГА, 2004. – 260 с.
2. Писарев В.С. Использование современных сканирующих систем на открытых горных выработках // Геодезия, картография, геоинформатика и кадастры «От идеи до внедрения». Сборник материалов международной научно-практической конференции. – 2015. – с. 61-64.
3. Технология 2000 <http://www.tech-2000.ru/service/3d-modelirovanie>

**ВЛИЯНИЕ МЕЖПАКЕРНОГО РАССТОЯНИЯ УСТРОЙСТВА ГИДРОРАЗРЫВА  
НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В МАССИВЕ**

**А.В. Патутин**

*Научный руководитель профессор С.В. Сердюков  
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

Метод измерительного гидроразрыва применяется для определения напряженного состояния горного массива при решении задач подземного строительства и разработки месторождений твердых полезных ископаемых [1]. При этом исследования проводят малогабаритными устройствами, создающими трещины радиусом 1–2 м и меньше. Это значительно отличается от технологических разрывов, создаваемых на нефтегазовых месторождениях и достигающих десятков и сотен метров в длину. Несмотря на это, для обработки данных используются одинаковые методики определения минимального сжимающего напряжения  $\sigma_{\min}$ . Параметры трещины и устройства разрыва в расчетные формулы не входят, соответственно не оценивается их влияние на точность определения напряжений методом гидроразрыва.

Обработка получаемых данных основана на предположениях, что трещина образуется вдоль скважины в направлении максимального эффективного сжимающего напряжения  $\sigma_{\max}$ , действующего по нормали к ее оси, не выходит в скважину вне интервала герметизации, и что оба крыла трещины симметричные и плоские. На графике  $P(t)$  выделяют характерные точки, называемые давлениями раскрытия  $P_r$  и запириания  $P_s$  трещины, регистрируемые соответственно при повторной подаче и остановке закачки рабочей жидкости в созданную трещину. При этом предполагается, что давление  $P_s$  «достаточно длинной» трещины равно её эффективному сжатию вмещающими горными породами  $\sigma_{\min}$ .

Существуют различные подходы при интерпретации давления запириания. Одни исследователи считают, что  $P_s$  соответствует остановке трещины в условиях равномерного давления жидкости на ее берега [2], другие полагают, что точка  $P_s$  связана с моментом смыкания берегов трещины гидроразрыва при  $P(t) = \sigma_{\min}$  [3]. Для трещин большой длины, таких как технологические гидроразрывы, эти давления практически совпадают и вопрос интерпретации давления запириания не возникает. При локальных разрывах это не так, и размер трещины, а значит, и геометрические параметры устройства разрыва могут иметь значение. Влияние этих параметров на точность определения напряжений в породном массиве является одним из вопросов, которые рассмотрены ниже.

Устройства измерительного гидроразрыва состоят из двух пакеров, соединенных между собой. Длина пакеров и интервала разрыва (межпакерное расстояние) между ними обычно составляет 500–1000 мм, всего зонда – 2000–2500 мм (рис. 1).



**Рис.1 Двухпакерное устройство разрыва компании ТАМ (США):  
1 – надувной пакер; 2 – интервал разрыва**

В большинстве устройств используются надувные пакеры с одним или двумя закрепленными концами. Трещина гидроразрыва, образующаяся в межпакерном интервале, по мере своего роста меняет форму. Это объясняется тем, что коэффициент интенсивности напряжений  $K_I$  вытянутой в плане трещины достигает наибольшего значения в точке пресечения ее фронта с малой осью. Скорость роста трещины дается выражением

$$V_f = A \left( \frac{K_I - K_{IC}}{K_{IC}} \right)^\eta, \quad (1)$$

где  $K_{IC}$  – критический коэффициент интенсивности напряжений трещин отрыва, МПа·м<sup>1/2</sup>;  $A$  и  $\eta$  – константы, зависящие от свойств среды [4]. В результате трещина быстрее растет вглубь породного массива, чем вдоль скважины и приобретает форму диска, максимальный диаметр которого ограничен расстоянием  $L$  между внешними концами пакеров. Если больше, то происходит разгерметизация интервала разрыва, и дальнейший рост трещины останавливается.

Экспериментальные данные на блоках оргстекла показывают, что при обработке результатов измерений и их интерпретации, значение  $P_s$  близко к давлению распространения дискообразной трещины, равномерно нагруженной жидкостью [5, 6]

$$P_F = \frac{1}{2} K_{IC} \sqrt{\frac{\pi}{R}} + |\sigma_{\min}| \quad (2)$$

где  $R$  – радиус трещины разрыва, м. Полагая, что  $P_s = P_F$  получаем оценку относительной ошибки определения  $\sigma_{\min}$ , зависящую от длины устройства  $L$

$$\delta = \frac{50 K_{IC}}{|\sigma_{\min}|} \sqrt{\frac{2\pi}{L}} \quad (3)$$



На рис. 2 приведены графики  $\delta$  для разных  $L$  при  $K_{IC} = 1,5 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{1/2}$ . Если ограничиться допустимым уровнем ошибки в 10 %, то устройство гидроразрыва длиной 2,5 м применимо для измерения напряжений от 11–12 МПа и выше. Более короткие зонды позволяют определять напряжения с таким же уровнем ошибки только свыше 20 МПа. При меньших значениях минимального сжатия использование классической формулы  $P_s = \sigma_{\min}$  ведет к значительным ошибкам, которые в области малых значений  $\sigma_{\min} < 10 \text{ МПа}$  составляют более 20 %.

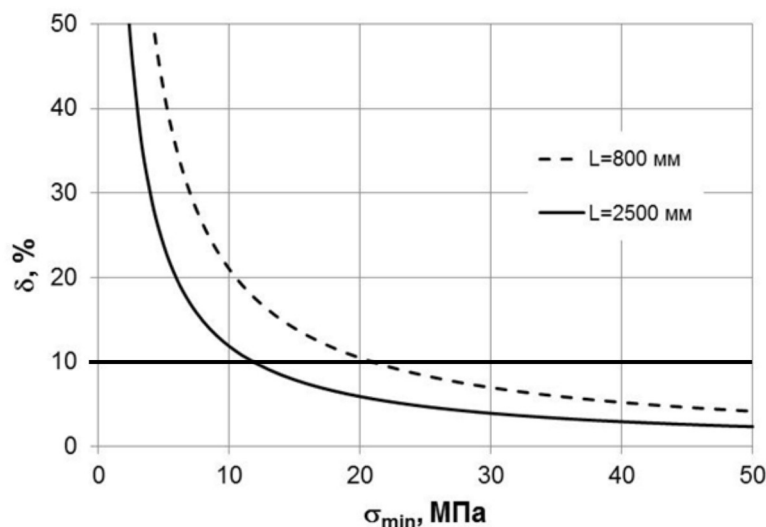


Рис. 2. Завышение оценки  $\sigma_{\min}$  при использовании формулы  $P_s = \sigma_{\min}$

Таким образом, получено, что метод гидроразрыва дает значительную ошибку измерений в области малых напряжений. Чтобы ее снизить, необходимо увеличивать длину устройства разрыва. Поскольку это нужно не всегда, создавать прибор с большой фиксированной длиной межпакерного интервала нецелесообразно. Предпочтительнее использовать устройство модульной конструкции, состоящее из двух отдельных пакеров и сменных соединителей: короткого (0,5 м) и длинного (8–10 м), собираемого из нескольких секций по 1,5–2 м каждая. Чтобы не утяжелять комплект оборудования, длинный соединитель предлагается выполнить в расчете на невысокое давление рабочей жидкости. Такая возможность появляется, если работы проводить в следующей последовательности:

- сначала выполняется гидроразрыв устройством с коротким соединителем между пакерами и дается грубая оценка напряжения в породном массиве;
- если напряжение мало и точность полученной оценки не устраивает, используется удлиненный соединитель и проводится повторный гидроразрыв, охватывая интервал предыдущего.

Подобный подход уменьшает давление разрыва и позволяет использовать облегченный соединитель пакеров.

В ходе выполнения работы показано, что давление запаривания трещины гидроразрыва соответствует давлению ее распространения при равномерном нагружении берегов рабочей жидкостью. Применение формулы  $P_s = \sigma_{\min}$  для обработки данных локальных гидроразрывов ведет к завышенным оценкам минимального напряжения, действующего в породном массиве.

Длина устройства гидроразрыва влияет на погрешность измерения напряжений. Эта ошибка значительна в области малых напряжений (менее 5 МПа) и для коротких зондов длиной менее 1 м достигает десятков процентов. Для повышения точности измерений напряжений предлагается использовать модульную конструкцию скважинного устройства с изменяемой длиной интервала разрыва.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ), проект 16-35-00161, мола.

#### Литература

1. Hubbert M.K., Willis D.G. Mechanism of hydraulic fracturing // Petroleum Transactions, AIME. – 1957. – Vol. 210. – P. 153 – 168.
2. Kehle R.O. The determination of tectonic stresses through analysis of hydraulic well fracturing // Journal of Geophysical Research. – 1964. – Vol. 69. – P. 259 – 273.
3. Cornet F.H. Interpretation of hydraulic injection tests for in-situ stress determination // in Proceedings Int. Workshop on Hydraulic Fracturing Stress Measurements. – Washington D. C., 1983. – P. 149 – 158.
4. Mastrojannis E.N., Keer L.M., Mura T. Growth of planar cracks induced by hydraulic fracturing // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 1980. – Vol. 15. – P. 41 – 54.
5. Сердюков С.В., Курленя М.В., Патутин А.В. К вопросу об измерении напряжений в породном массиве методом гидроразрыва // ФТПРПИ. – 2016. – № 6. – С. 6 – 14.
6. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // Journal of Petroleum Technology. – 1961. Vol. – P. 937– 949.

ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД КОНТРОЛЬНО-СТВОЛОВОЙ СКВАЖИНЫ НА НОВО-СОЛИКАМСКОМ УЧАСТКЕ ВКМКС

А.С. Полюлян

Научный руководитель профессор В.А. Асанов  
Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
г. Пермь, Россия

Проходка стволов в сложных горно-геологических условиях, в малоустойчивых обводненных горных породах представляет собой сложную инженерную задачу, решение которой невозможно без специальных способов проходки, к которым относится замораживание пород.

Горный массив находится в сложном напряженном состоянии, обусловленном объемным действием гравитационных сил. В связи с этим немалый интерес представляет оценка прочностных свойств пород в условиях всестороннего сжатия при различных значениях отрицательных температур[1]. Наиболее представительными типами пород исследуемого разреза надсолевой толщи, являются мергели. Мергель – это горная порода, представляющая собой смесь алюмосиликатов (глинистых продуктов распада полевого шпата) и карбоната кальция (в любой его минеральной форме).

В лабораторных условиях проводят испытания в камерах объемного нагружения (стабилометрах), в которых реализуется схема Кармана[2], где  $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$  (рис. 1)

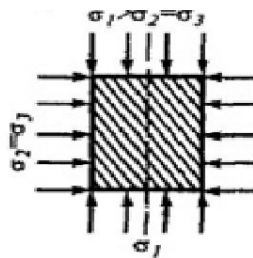


Рис. 1. Схема нагружения образцов

Испытания предусматривают предварительное сжатие образцов всесторонним равномерным давлением и дальнейшим его разрушением. Изменяя величину нагрузок, предшествующих разрушению образцов, определяют их прочность в различных условиях объемного сжатия.

Боковое нагружение образца создается с помощью рабочей жидкости в толстостенной камере высокого давления, которое в эксперименте равнялось -2,5 и 5 МПа. Вертикальная нагрузка создается электромеханическим прессовым оборудованием марки «Zwick/Z250».

Для проведения испытания изготавливают призматические образцы методом сухой резки с помощью алмазного камнерезного оборудования. Изготовленные образцы имеют призматическую форму с размерами 70x35x35 мм[3].

Для защиты образца от проникновения в микротрещины масла, его герметизируют в специальной манжете из термоусадочной плёнки (рис.2). Подготовленный образец устанавливают в камеру объемного нагружения, которую затем помещают в специальный бокс для термостабилизации при определённых температурах (+20° С, -10° С, -20° С).



а)

б)

в)

Рис. 2. Подготовка образца к испытанию:  
а – исследуемый образец;  
б – фиксация торцевых прокладок на образце;  
в – герметизация образца с помощью термоусадочной манжеты

В процессе эксперимента производится автоматическая запись данных в память персонального компьютера. В итоге получаем полные диаграммы деформирования (рис.3) [4], которые используются для определения полного комплекса механических параметров:  $\sigma_{сж}$  -предел прочности при сжатии;  $\sigma_{ост}$  – предел остаточной прочности;  $\epsilon_{пр}$  - разрушающая деформация;  $D_{пр}$  -предельный модуль деформации;  $E$  -модуль упругости;  $M_c$  -модуль спада. Комплексная оценка прочности горной породы при воздействии на нее внешней нагрузки производилась по паспорту прочности Кулона-Мора, параметры которого – сцепление ( $C$ ) и тангенс угла внутреннего трения ( $tg\phi$ ).

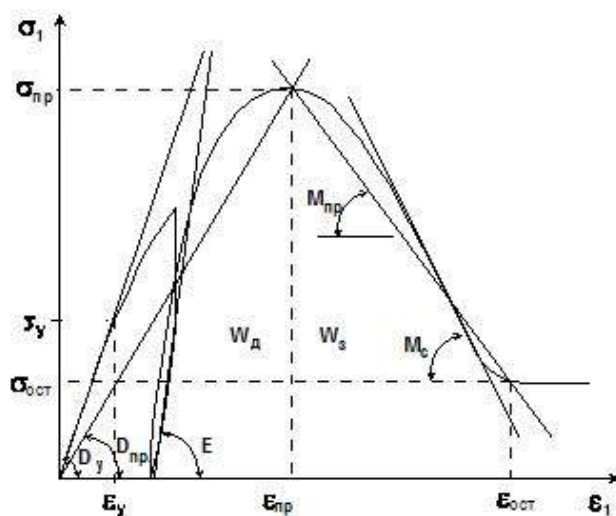


Рис. 3. Схема определения прочностных и деформационных свойств образцов при сжатии

Результаты определения прочностных и деформационных свойств мергеля приведены в таблице 1.

Таблица 1

Температура испытаний, °С	Боковое давление, МПа	$\sigma_{сж}$ , МПа	s	$\epsilon_{пр}$ , %	$D_{пр}$ , ГПа	$M_c$ , ГПа	C, МПа	tgj
+20	0	28,89	13,34	2,14	0,42	2,27	6,89	0,99
	2,5	47,39	31,5	8,5	0,5	1,27		
	5,0	64,92	46,0	14,82	0,48	0,13		
-10	0	29,85	12,23	5,71	0,17	5,16	8,77	0,89
	2,5	51,75	32,1	7,26	0,71	1,47		
	5,0	64,26	47,0	10,06	0,64	0,66		
-20	0	31,16	11,59	6,94	0,16	0,86	8,45	0,93
	2,5	51,75	32,5	5,04	1,03	1,82		
	5,0	64,84	43,0	8,41	0,77	0,67		

Анализируя результаты испытаний, можно сделать вывод, что мергели, представленные в разрезе подсолонной толщи, при отрицательных температурах увеличивают все прочностные и деформационные показатели. С увеличением бокового давления в условиях всестороннего сжатия также повышаются прочностные характеристики в связи с замедлением процесса развития микротрещин.

Полученные результаты предназначены для параметрического обеспечения геомеханических расчетов взаимодействия приконтурных пород и крепи стволов проектируемого рудника Ново-соликамского участка Верхнекамского месторождения калийных солей.

#### Литература

1. Физико-механические свойства соляных пород Верхнекамского калийного месторождения / А.А. Барях А.А., В.А. Асанов И.Л. Паньков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. - 199с.
2. Каргашов Ю.М., Матвеев Б.В., Михеев Г.В., Фадеев А.Б. Прочность и деформируемость горных пород / Ю.М. Каргашов, Б.В. Матвеев, Г.В. Михеев, А.Б. Фадеев. – М., 1991. – 269 с.
3. ГОСТ 28985-91. Породы горные. Методы определения деформационных характеристик при объёмном сжатии. – М., 1991.- 19с.
4. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при объёмном сжатии М.: Изд-во стандартов, 2001.-15с.

**СОЗДАНИЕ ЭЛЕКТРОННОГО АЛЬБОМА ТИПОВЫХ ПАСПОРТОВ  
ДЕГАЗАЦИОННОГО БУРЕНИЯ  
ДЛЯ РУДНИКОВ ПАО «УРАЛКАЛИЙ»**

**М.В.Пудов**

*Научный руководитель аспирант Е.В. Лукьянец  
Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
г. Пермь, Россия*

Разрабатываемые пласты вмещающие породы Верхнекамского месторождения содержат в микровключенном и свободном виде природные газы, в состав которых входят метан  $CH_4$ , тяжелые углеводороды, водород  $H_2$ , сероводород  $H_2S$ , окись азота  $NO$ , сернистый газ  $SO_2$  и др. [1].

Для уменьшения поступлений метана из пластов и вмещающих пород в горные выработки, облегчения проветривания шахты, для повышения производительность труда рабочих и безопасности ведения горных работ в газовых шахтах используют дегазационное бурение. Дегазация позволяет полностью прекратить или значительно снизить простои добычных участков из-за загазирования выработок, дает возможность применять в газовых шахтах электроэнергию вместо менее эффективной пневматической энергии и при определенных условиях предотвращает полностью или частично (снижает интенсивность) необычные газопроявления - суфляры, внезапные выбросы угля и газа [2].

Специфика газовой обстановки на рудниках Верхнекамского месторождения состоит в том, что опасные скопления газов, приводящие к возникновению инцидентов или аварийных ситуаций, возможны только в выработках рабочих зон газоносных пластов при отсутствии или нарушении режима проветривания.

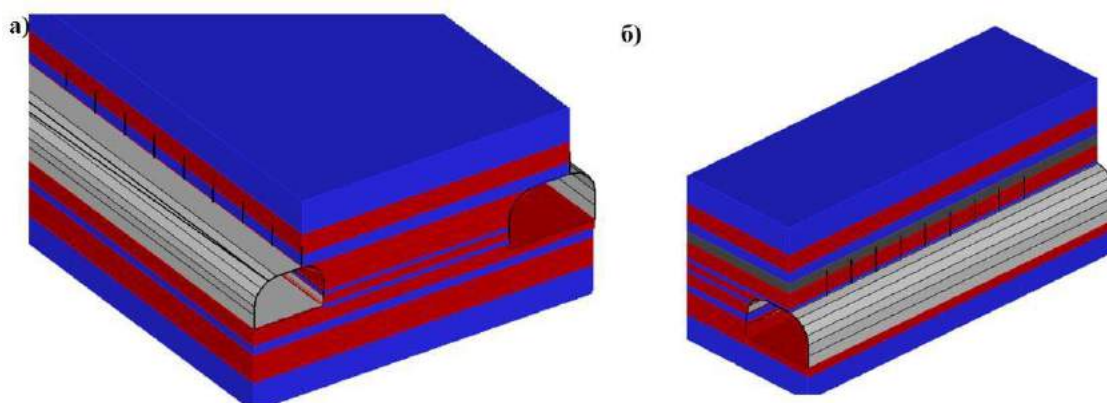
Все рабочие зоны, отнесенные к числу опасных, разделяются на следующие группы: I - опасные по горючим газам; II - опасные по горючим газам и ГДЯ; III - особо опасные по горючим газам (или по газам и ГДЯ) [3].

Отнесение рабочих зон пластов к той или иной группе опасности производится ежегодно совместным приказом руководителя Пермского межрегионального управления по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора и руководителя ПАО «Уралкалий».

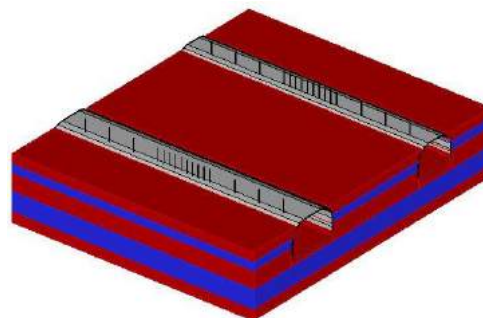
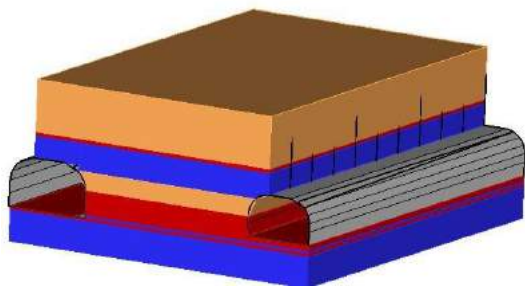
В данной работе решается проблема о визуальном представлении дегазационного бурения шпуров.

Поставленная проблема о визуальном представлении паспорта дегазационного бурения шпуров реализуется в программе Tescplot 9.0. Tescplot 9.0 - это программное обеспечение для инженерного графопостроения с широким функционалом XY, 2D и 3D. Программа создана для измерения эксплуатационных данных, построения тестовых данных, математического анализа, и для инженерного построения в целом. Tescplot 9.0 позволяет пользователю проникать в суть и лучше понимать механизмы, найденные в данных.

Имея исходные данные, можно преобразовать и запрограммировать входную информацию таким образом, чтобы, считывая ее получать трехмерные изображения (рис. 1, рис.2, рис.3). Исходными данными для расчета является следующая информация: литологическая колонка БКПРУ-4, параметры бурения (таблица 1) и габариты комбайнов [4]. Для работы вычислительной программы был выполнен аналитический расчет координат точек реального объекта.



**Рис. 1. Дегазационное бурение шпуров по пласту Кр2 шагом:**  
**а) 2,5 м в выработках, пройденных комбайнами Урал-10 и Урал-20;**  
**б) 2,0 м в выработках, пройденных комбайном Урал-20**



**Рис. 2.** Дегазационное бурение шпуров шагом 7,5м **Рис. 3.** Защитное дегазационное бурение шпуров шагом по выработкам пройденных комбайнами Урал-20 и 0,6м по выработкам пройденных комбайнами Урал-20 и Урал-10 по пласту АБ **и Урал-10 по пласту Кр3**

**Таблица 1**

Ширина выработки, м	Пласт	Длина шпура, м	Расстояние между шпурами, м
Мелкошпуровое профилактическое бурение (в рабочих зонах, отнесенных к II и III группам опасности)			
3,0-6,3	АБ	не менее 1,2 м (до вскрытия почвы пласта В не менее чем на 0,1м)	2,5
	Кр2	в кровлю не менее 1,2 м (до вскрытия почвы пласта Кр1 не менее чем на 0,1м)	
	Кр3	при расположении кровли выработок в Кр2-Кр3не менее 1,2м (до вскрытия почвы пласта Кр2 не менее чем на 0,1м)	
		при расположении кровли выработок в слое Кр-3б в кровлю глубиной до вскрытия почвы пластов Кр-3а, но не менее 1,2 м	
	Кр2	при оставлении в кровле защитной пачки мощностью от 0,3 до 1,2 м, в кровлю до вскрытия 1-го «коржа», но не менее 1,2 м	2,0
Глубокое профилактическое бурение (в рабочих зонах, отнесенных к II и III группам опасности)			
>6,3	АБ, Кр2	в кровлю не менее 3,0 м	7,5
	Кр3	при расположении кровли выработок в Кр2-Кр3 - 3,0м	
		при расположении кровли выработок в слое Кр-3б и слое Кр-3а – Кр-3б в кровлю не менее 4,0 м	
Кр2	При наличии защитной пачки - не менее 4,0 м	<6,0	
Защитное бурение (при проходке выработке выявляются предвестники ГДЯ)			
3,0-6,3	АБ, Кр2, Кр3	Длина аналогична мелкошпуровому профилактическому бурению	0,3

Электронный каталог содержит 23 трехмерные модели, к 12 моделям приведены разрезы. В построенных моделях можно отключать из представления один или несколько реальных объектов, поворачивать ее в трехмерном пространстве, а также изменять масштаб и угол обзора. Разработанные модели дают возможность обзора любой ее части в отдельности. Они дают полную картину для анализа информации, позволяют легко воспринимать паспорт дегазационного бурения для изучения, являются наглядным пособием для студентов кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых».

#### Литература

1. Специальные мероприятия по безопасному ведению горных работ на Верхнекамском месторождении калийных солей в условиях газового режима в ОАО «Уралкалий»/ ГИ УрО РАН / Пермь 2011г.
2. Паспорт профилактического и защитного бурения дегазационных шпуров / ОАО «Уралкалий» / Березники 2007 г.
3. Сборник схем особенностей геологического строения обрабатываемых пластов, при которых существует повышенная вероятность возникновения ГДЯ / ОАО «Уралкалий» / Березники 2010г.
4. Проскуряков Н.М. Внезапные выбросы породы и газа в калийных рудниках. – М.: Недра, 1980.

**ПАЙКЕРИТ - СТРОИТЕЛЬНЫЙ И ЗАКЛАДОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ  
ДЛЯ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ**

**В.В. Райс**

*Научный руководитель профессор О.В. Ковалёв*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Важное место в Российской Федерации занимают арктические территории, которые представляют собой богатый ресурсами край: запасы апатитового концентрата (более 90 %), никеля (85 %), меди (около 60 %), вольфрама (более 50 %), редкоземельных элементов (более 95 %), платиноидов (свыше 98 % запасов), олова (более 75 % разведанных запасов - Северо-Янское месторождение), ртути (основные разведанные запасы - в пределах Яно-Чукотской провинции, крупные месторождения - на полуострове Таймыр), запасы золота, серебра (около 90 %), алмазов (более 99 % - на территории Якутии, в Архангельской области и Таймырском АО) [1].

Перспективным направлением поддержания кровли, управления горным давлением на рудниках и рекультивации отработанных карьеров в области распространения многолетней мерзлоты является замораживаемая закладка. Ещё в 1931 году П. А. Леоновым была выдвинута идея закладки льдом выработанного пространства применительно к шахтам Прокопьевского района Кузбасса. В 1949 г. по инициативе С. И. Луценко закладку льдом стали применять на одном из рудников Норильского комбината. Объем намороженного послойно льда достигал 50—100 тысяч кубических метров в год. В 1946—1947 гг. А. И. Блинский, а в 1950 г. С. Е. Мартышев предложили закладывать льдом, одновременно заливая водой, выработанное пространство, что требует более длительного и интенсивного охлаждения. В 1954 году В. П. Бакакин обобщая опыт разработки месторождений криолитозоны, пришел к выводу, что для повышения их эффективности желательно поддерживать температуру горных пород не выше минус 2° [3], что давало дополнительное преимущество при использовании замораживаемой закладки.

В тоже время использование такого вида закладки сопряжено с некоторыми трудностями. Одной из них является недопустимость обнажения замороженного материала в контакте с положительным тепловым потоком даже непродолжительное время. Как только температура поднимается выше 0 °С (при нормальном атмосферном давлении) лёд, а, следовательно, и его ледяные включения в закладочном массиве тают.

При повышении температуры, даже при отрицательной, но близкой к 0 °С, мёрзлые породы полностью теряют водонепроницаемость и изолирующие свойства. Профессором Ельчаниновым Е.А. было установлено, что прочность горных пород, находящихся в условиях многолетней мерзлоты при переходе в талое состояние снижалась на 5-30%. Указанное изменение свойств обусловлено, в частности, тремя основными процессами, протекающими в мёрзлых породах: увеличением количества влаги и уменьшением содержания льда-цемента; разрушением кристаллической решётки льда и всех твёрдых компонентов; структурным разуплотнением, вызванным температурным расширением компонентов мёрзлой породы. Выявленные факторы указывают на некоторые сложности, связанные с использованием ледяного и льдопородного материала в горном деле, в частности, при создании закладочного массива.

Цель данной работы заключается в нахождении материала, позволяющего изменить структуру и свойства льда. Однако, такой материал уже был изобретён, но не использовался в горном деле.

В 1942-м году Джеффри Пайк предложил соорудить огромные плавучие аэродромы из льда, однако идея себя не оправдала – лёд оказался недолговечен. Обычный лёд при растяжении очень непрочен, трещины в нем распространяются легко, при этом прочность льда непостоянна. Ситуация изменилась с открытием нью-йоркскими учёными (Г. Ф. Марком и его помощником В. Хознштайном) необыкновенных свойств смеси пресной воды с хлопковой ватой или целлюлозой (составляющей около 14% или 6 к 1 по массе), которая практически не образовывала трещин и не плавилась. Пайкерит можно было обрабатывать, как дерево или плавить, подобно металлу, в воде древесная масса разбухала, образуя оболочку и предотвращала таяние льда. Исследователи предполагали, что создание такого авианосца потребует небольших финансовых затрат, кроме того, наличие морской воды и находящихся на борту холодильных установок позволит отремонтировать любое судно прямо во время плавания [4].

Достоинством пайкерита была простота изготовления: ледяная и древесная масса раскатывались как тесто до толщины около 1 см (3/8 дюйма), а затем замораживались холодным воздухом, нагнетаемым над ними. В отличие от обычного льда пайкерит имел более высокую прочность и удароустойчивость, а также меньшую теплопроводность.

В сентябре 1943 года для изготовления небольших судов из пайкерита была составлена таблица характеристик материалов (табл. 1) [5].

*Таблица 1*

*Сравнительные свойства материалов*

Механические свойства	Лёд	Бетон	Пайкерит
Предел прочности на сжатие [МПа]	3,447	17,240	7,584
Предел прочности на разрыв [МПа]	1,103	1,724	4,826
Плотность [кг/м³]	910	2500	980

Детальное исследование выявило положительные характеристики материала – он в 4 раза прочнее льда, обладает ковкостью и оказывает примерно такое же сопротивление динамической нагрузке, как бетон, а также

благодаря низкой теплопроводности тает значительно медленнее чистого льда.

Вместе с тем были выявлены недостатки проекта, решение которых требовало: постоянного охлаждения материала до температуры  $-16^{\circ}\text{C}$  (для компенсации пластических свойств и текучести); армирования конструкции металлическими элементами (для предотвращения деформации при таянии).

В декабре 1943 года работы над проектом были прекращены, а после войны пайкерит практически не нашёл применения. В настоящее время можно считать, что пайкерит можно использовать в качестве экологичного и относительно дешёвого материала для строительства и добычи ресурсов в криолитозоне.

За 70 лет со времени изобретения пайкерита, произошли глобальные изменения в промышленности и в целлюлозно-бумажной отрасли. В 21 веке для изготовления пайкерита можно рассматривать не только целлюлозное волокно, выделяемое из древесины или опилки, а также различные варианты современных материалов и отходов. Продолжают появляться новые составы пайкерита, например, суперпайкерит. Он изготовлен из пропитанной и прессованной в воде (для удаления воздуха) бумаги. Кроме того, «суперпайкерит», сделанный из газет, имеет более высокую прочность, чем «классический» пайкерит из древесной массы.

Макулатура и отходы деревообработки в больших количествах имеются практически на любом предприятии, но этого количества не достаточно для создания закладочного массива. В России существует ряд крупных компаний, занимающихся переработкой макулатуры, сотрудничество с которыми даст возможность закупки большого количества этого вторичного сырья. Существуют также и деревообрабатывающие компании, которые находятся за пределами городов и широких транспортных инфраструктур, что вызывает сложности в переработке образующихся отходов (щепы, стружка, шлифовальная пыль, опилки, древесная кора) из-за нецелесообразности перевозки грузов и экономических соображений. Отмеченная выше рациональная утилизация древесных отходов даст возможность понизить вред окружающей среде, послужит источником экономии средств, получения дополнительной прибыли за счет реализации новых видов продукции [2].

Об экономической эффективности применения макулатурной массы, используемой для создания пайкерита, свидетельствуют следующие данные: средняя цена тонны макулатуры в 2 - 4 раза дешевле тонны целлюлозы и на 25 - 30% ниже древесной массы.

Применяя макулатуру (все виды бумаги и картона, пригодные для дальнейшего использования как волокнистое сырьё) в качестве наполнителя для пайкерита, можно получить не только дешёвый, но и при этом более прочный композит.

Добыча природных ресурсов в Арктике сопряжена с огромными экологическими рисками, опасностью значительного трансграничного негативного воздействия, нарушения хрупких экологических систем Арктической зоны. Экотехнологии, адаптированные для реализации добычи ценных руд в этих специфических условиях Севера с каждым годом становятся более востребованными. Первым шагом в создании такой технологии может служить выбор экологичного и относительно дешёвого материала для строительства и добычи ресурсов, который во многом учитывает биотические и абиотические особенности данного региона. Пайкерит можно использовать не только в качестве закладочного материала в горном деле, но и для строительства аэропортов, морских портов, мостов, инженерно-технических сооружений и др.

Применение пайкерита увеличит безопасность горных работ, расширит область применения льдопородной закладки, учитывая при этом экологические особенности криолитозоны и, что немаловажно создаст возможности для вовлечения в эксплуатацию новых месторождений полезных ископаемых, разработка которых в настоящее время по тем или иным причинам нерентабельна.

#### **Литература**

1. Пилявский В. П. Арктика как центр геополитических и экономических интересов. [Электронный ресурс] // Россия сегодня и завтра, 04.2011 г. – Режим доступа: <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/moskau/07996.pdf> .
2. Сафонов А. О. - Тенденции развития производства композиционных материалов из отходов древесины. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. № 75(01), 2012 г. – Режим доступа: <http://ej.kubagro.ru/2012/01/pdf/35.pdf> .
3. Основы геокриологии (мерзловедения). Ч. I. Общая геокриология: монография; Отв. ред.: П.Ф.Швецов, Б.Н.Достовалов. - М. : Изд-во АН СССР, 1959. - 459 с.
4. Icebergs as Ships // The Engineer, 1946, June 7.
5. The National Archives, ADM 1/15677 – Proposals and inventions of Mr Geoffrey Pyke; gravity propelled ball bomb, pykrete and power driven rivers.

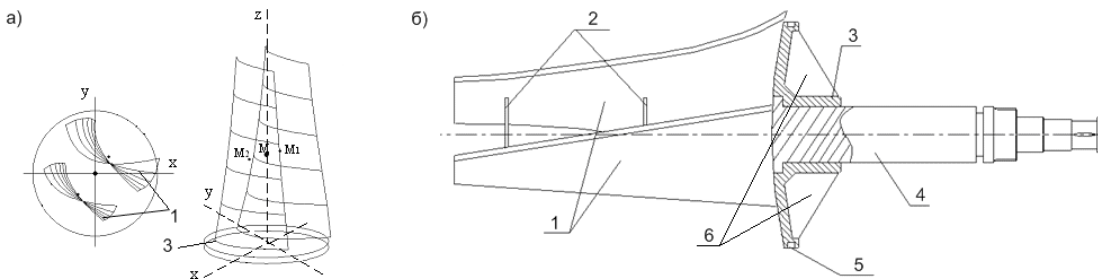
**АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ  
В УЗЛАХ РОТОРОВ ШАХТНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ**

**Е.Ю. Русский**

*Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

Рабочие колеса (РК) крупных шахтных осевых вентиляторов подвержены нестационарному воздействию со стороны воздушного потока, который вызывает дополнительные динамические напряжения в лопастях решеток. Уровень этих напряжений в большой степени определяет ресурс и надежность вентиляторов, так как под действием циклических нагрузок возможен резонанс с возбуждающими силами и усталостные разрушения.

Сдвоенные листовые лопатки РК представляют собой сложную пространственную конструкцию (рис. 1а Сдвоенная листовая лопатка) с переменными параметрами сечений, радиусов кривизны и крутки. В теории проектирования лопаток заложен ряд важных требований, одно из которых решает задачу расположения центров масс лопастей  $M_1$  и  $M_2$  так, чтобы общий центр масс, точка  $M$ , находился на оси поворота лопатки  $z$  и центробежный момент инерции всей лопатки относительно этой оси должен равняться нулю. Это особенно важно для вентиляторов с поворотными на ходу лопатками РК, т.к. позволяет существенно снизить нагрузки на механизм поворота лопаток. Конструкция сдвоенной листовой лопатки представлена на рис. 1б.



**Рис. 1. Сдвоенная листовая лопатка: а) общий вид; б) конструктивное исполнение; 1 – листовые лопасти; 2 – бандажные перемычки; 3 – поворотное основание; 4 – хвостовик; 5 – паз для манжеты; 6 – ребра жесткости**

На лопатку действуют инерционные и аэродинамические нагрузки, соответствующие частоте вращения ротора 600 об/мин ( $62.83 \text{ c}^{-1}$ ) и углу установки лопаток  $+20^\circ$  в сторону увеличения углов атаки. Расчет нагрузок, действующих на сдвоенную листовую лопатку, рассмотрен в [1].

В результате расчетов получены следующие значения основных сил и моментов, действующих на сдвоенную листовую лопатку вентилятора ВО-36К: подъемная сила  $R_a = 572 \text{ Н}$ ; момент от силы тяги (от подъемной силы)  $M_a = 380 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ; сила сопротивления  $R_u = 527 \text{ Н}$ ; момент от сопротивления вращению

$M_u = 351 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ; нормальная сила инерции  $P_z = 543266 \text{ Н}$ .

Лопатки, помимо постоянных нагрузок, испытывают действие циклически изменяющихся во времени возмущающих нагрузок, которые вызывают дополнительные динамические напряжения в лопастях. При совпадении частоты возмущающей силы с одной из собственных частот лопатки наступает явление резонанса, характеризуемое значительным увеличением амплитуд колебаний. Резонансные явления наблюдаются также, когда собственная частота не равна, но кратна частоте возмущающей силы. Единственной причиной, ограничивающей амплитуды колебаний лопаток при резонансе (а, следовательно, и уровень динамических напряжений), является наличие в колеблющейся системе демпфирующих сил, преобразующих в тепловую энергию работу, совершаемую при перемещениях колеблющихся лопаток.

Затухание колебаний (демпфирующая способность) характеризуется логарифмическим декрементом колебаний, который представляет собой натуральный логарифм отношения двух смежных амплитуд  $V$ , взятых через период колебаний

$$L = \ln\left(\frac{V(y, t)}{V(y, t + T)}\right)$$

где  $V(y, t)$  – амплитуда колебаний в момент времени  $t$ ;  $V(y, t + T)$  – амплитуда колебаний в момент времени  $t + T$ ;  $T$  – период колебаний.

Выражение (1) можно использовать для экспериментального определения декремента по виброграмме свободных затухающих колебаний. Замерив амплитуды колебаний в моменты времени, отличающиеся на период колебаний  $T$ , по формуле можем найти декремент затухания колебаний  $L$ .

Для определения декремента затухания колебаний был проведен натурный эксперимент на станции метро “Маршала Покрышкина”, г. Новосибирск. В станционной вентиляционной камере установлены два вентилятора ВО-21К со сдвоенными листовыми лопатками РК. На лопатку вентилятора крепился датчик виброускорений. Колебания лопатки возбуждались ударным молотком и снимались показания, которые записывались в память компьютера. Было сделано шесть замеров.

Рассчитанное среднее значение декремента затухания колебаний – 0.25

Как показано в [2], уровень возбуждающих сил от лопаток направляющего и спрямляющего аппаратов



незначителен, и совпадение частот возмущающих сил и собственных частот лопатки не приводит к резонансу, так как энергии возмущений недостаточно для поддержания колебаний. Вынужденные колебания лопаток РК возбуждаются набегающим неравномерным потоком воздуха. Уровень возбуждающих сил составляет не более 0.1 от величины аэродинамических сил [3].

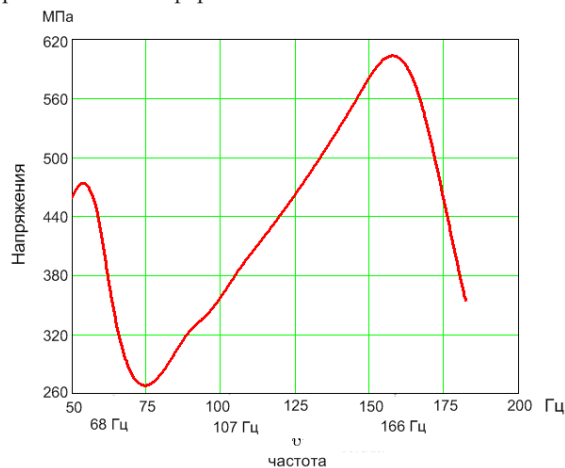
Для анализа параметров колебаний лопаточного узла с учетом декремента затухания, при приближении частоты возмущающей силы к собственным частотам лопатки, сделана серия расчетов в программе Ansys. В процессе расчета к лопастям лопаточного узла, кроме аэродинамической нагрузки, прикладывалась дополнительная возмущающая нагрузка, описываемая выражением:

$$T(t) = 0.1 A \cos(\omega t + \alpha),$$

где  $T(t)$  – амплитуда возмущающей силы;  $A$  – амплитуда аэродинамической силы,  $A = 66$  Н;  $\omega$  – частота возмущающей силы (варьируемый параметр);  $t$  – время.

Частота возмущающей нагрузки изменялась в диапазоне от 61.5 Гц до 183.2 Гц. Исследовалась зависимость напряжений от частоты возмущающей силы.

Как показано в [4], высшие формы колебаний значительно менее возбудимы, чем низшие. Поэтому рассматриваем первые три собственные формы колебаний.



**Рис. 2. Зависимость напряжений от частоты возмущающей силы; 68 Гц, 107 Гц, 166 Гц – частоты собственных колебаний (соответственно по 1й, 2й, 3й формам)**

По рис. 2. видно, что при совпадении частоты возмущающей силы и первой собственной частоты лопатки напряжения составляют 462 МПа, что на 70 % больше допускаемых напряжений (270 МПа), но на 6 % меньше, чем предел текучести (490 МПа). При совпадении частоты возмущающей силы и второй собственной частоты напряжения составляют 306 МПа, что на 12.5 % больше допускаемых напряжений, и на 38 % меньше, чем предел текучести. При совпадении частоты возмущающей силы и третьей собственной частоты напряжения составляют 600 МПа, что в 2.2 раза больше допускаемых напряжений, и на 22% больше, чем предел текучести.

Таким образом, когда частота воздействия возмущающей силы совпадает с соответствующей собственной частотой лопатки, возникает резонанс. Но учет декремента колебания показал, что напряжения не возрастают бесконечно, а имеют определенный предел.

Для колебаний по третьей форме, даже в случае, если частота вынуждающей силы приблизиться к третьей собственной частоте, нарушения работоспособности не произойдет (предел прочности  $\sigma_{\lambda} = 900$  МПа), если длительность действия возмущающей силы не приведет к усталостному разрушению конструкции.

#### Литература

1. Красюк А.М., Русский Е.Ю. Динамика и прочность сдвоенных листовых лопаток осевых вентиляторов // Горное оборудование и электромеханика. – 2009. -№ 7. - с. 52-56.
2. Попов Н.А. Разработка реверсивных осевых вентиляторов главного проветривания шахт // Диссертация на соискание уч. степени д.т.н. – Институт горного дела СО РАН – Новосибирск-2001. Колебания рабочих лопаток турбомашин // Учебное пособие, - Санкт – Петербург, 1995г.
3. Левин А.В. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин / А.В. Левин, К.Н. Боришанский, Е.Д. Консон / Л.: Машиностроение, 1981.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЧАСТОТНЫХ СВОЙСТВ РОТОРОВ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

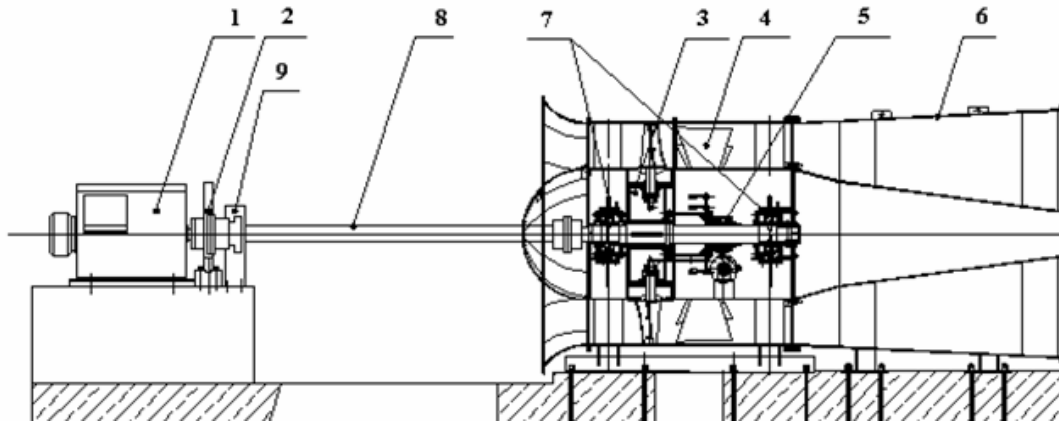
Е.Ю. Русский

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Шахтный вентиляторный агрегат серии ВО представляет собой сложную систему [1], состоящую из множества взаимосвязанных элементов, основными из которых являются: электродвигатель, трансмиссионный вал, коренной вал, подшипниковые опоры, рабочее колесо (РК) со сдвоенными листовыми лопатками, механизм поворота лопаток РК.

На рис. 1 приведена общая схема компоновки осевых вентиляторных агрегатов.

Элементы такой системы имеют свои собственные частоты изгибных и крутильных колебаний, зависящие как от конструкции соответствующего узла, так и от способа закрепления элемента.



*Рис. 1. Реверсивный вентиляторный агрегат ВО-36К со сменными и поворотными на ходу лопатками рабочего колеса: 1 – электродвигатель (2000 кВт, 600 об/мин); 2 – электромеханический тормоз; 3 – рабочее колесо с поворотными на ходу сдвоенными листовыми лопатками; 4 – неповоротные лопатки спрямляющего аппарата; 5 – механизм одновременного поворота лопаток рабочего колеса; 6 – диффузор; 7 – подшипниковые опоры; 8 – трансмиссионный вал; 9 – датчик оборотов*

Как показывает эксплуатация турбомашин, при некоторых частотах вращения ротора в результате резкого усиления вибрации вала возникает значительная вибрация всей установки. При этом возможно задевание рабочих лопаток о корпус, разрушение уплотнений или подшипников, поломка ротора.

Причинами возникновения вибрации могут быть неточности изготовления и сборки ротора, приводящие к его статической или динамической неуравновешенности, неодинаковая поперечная жесткость вала в разных плоскостях (например, вследствие наличия шпоночных канавок), возникновение вынуждающих сил в масляном слое подшипников, возмущения от вентиляционной сети шахты, от лопаток спрямляющего и направляющего аппаратов и прочее.

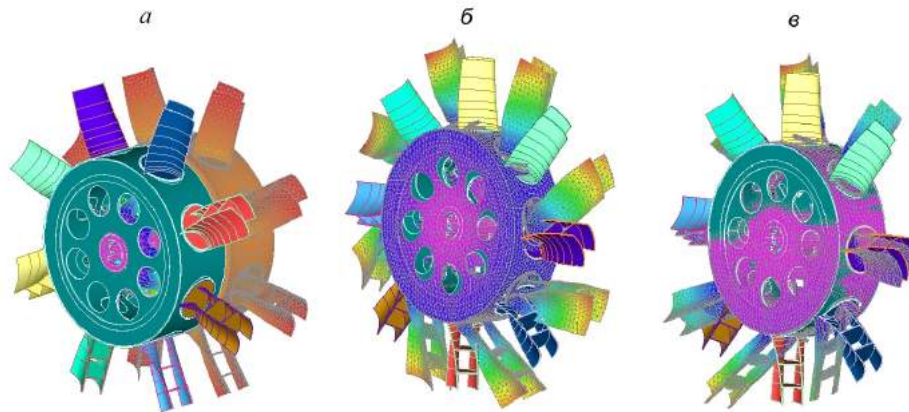
Любой из указанных факторов может вызвать изгибную и крутильную деформации ротора и его узлов, которая из обычных (некритических) частотах тут же устраняется силами упругости, т.е. положение вала является устойчивым.

Основную опасность представляют вынуждающие силы, частоты которых равны или близки собственным частотам колебаний конструкции. Кроме элементов ротора – рабочего колеса и лопаток, – необходимо определить собственные частоты колебаний ротора. Необходимость этого исследования вызвана тем, что частоты колебаний корпуса РК могут значительно отличаться как от частот колебаний корпуса РК с установленными лопатками, так и от частот колебаний ротора (состоящего из корпуса РК, лопаточных узлов и коренного вала).

Поэтому необходимо знать частоты колебаний не только отдельных узлов, но и в том числе конструкции в сборе, что позволит выполнить отстройку собственных и возмущающих частот для всего диапазона собственных частот узлов вентилятора[2].

Выполним расчет и анализ собственных частот колебаний ротора и корпуса РК на примере системы установки с шахтным осевым вентилятором серии ВО-36К (диаметр по концам лопаток  $D = 3000$  мм) и синхронным электродвигателем СДН2-17-44-8-У3 (номинальная мощность  $P_n = 2000$  кВт), имеющим следующие рабочие характеристики: номинальная скорость вращения  $n_n = 600$  об/мин. (62.8 рад/с), расход  $Q = 600$  м<sup>3</sup>/с, статическое давление  $P_{sv} = 2550$  Па

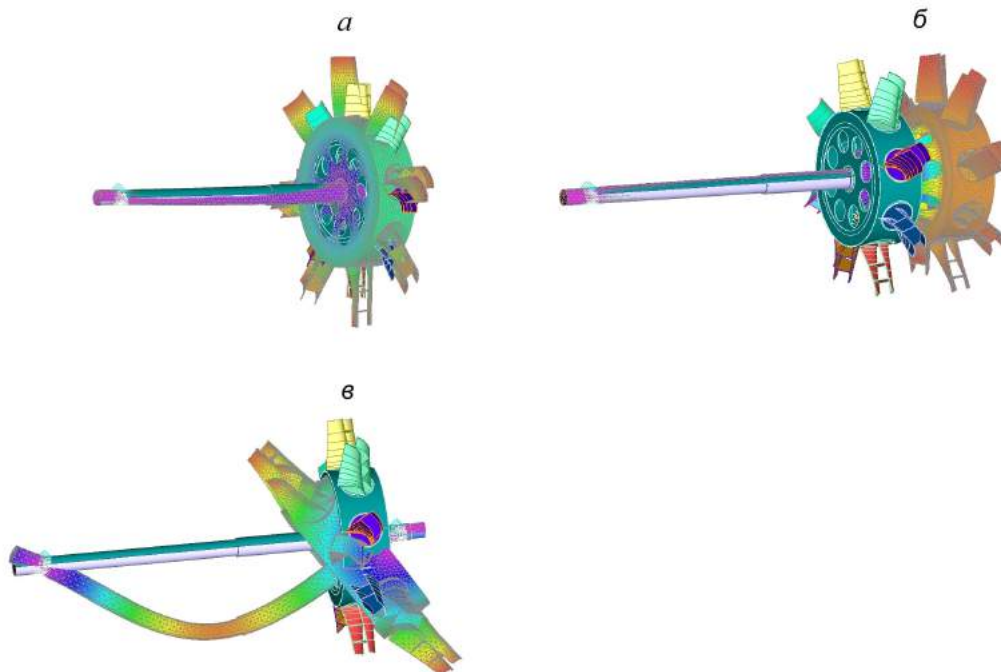
На рис. 2 представлены частоты колебаний рабочего колеса вентилятора по первым трем формам.



**Рис. 2. Формы колебаний рабочего колеса: а – первая форма колебаний (частота 23,1 Гц); б – вторая форма колебаний (частота 54,3 Гц); в – третья форма колебаний (частота 63,1 Гц)**

Частота колебаний по первой форме составляет 23,1 Гц, что в 1,3 раза больше основной возмущающей частоты – частоты вращения ротора (10 Гц).

На рис. 3 показаны результаты расчета для ротора вентилятора ВО-36К.



**Рис. 3. Формы колебаний ротора вентилятора: а – первая форма колебаний (частота 21,8 Гц); б – вторая форма колебаний (частота 22,8 Гц); в – третья форма колебаний (частота 23,6 Гц)**

Первые три собственные частоты ротора отличаются незначительно друг от друга, и отстроены от основной возмущающей частоты – частоты вращения ротора (10 Гц) – в два раза.

Из результатов расчетов следует, что для вентилятора ВО-36К собственные частоты ротора и отдельных узлов значительно отстоят от основной возмущающей частоты – частоты вращения ротора (10 Гц).

#### Литература

1. Попов Н.А. Разработка реверсивных осевых вентиляторов главного проветривания шахт // Диссертация на соискание уч. степени д.т.н. – Институт горного дела СО РАН – Новосибирск-2001.
2. Левин А.В. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин / А.В. Левин, К.Н. Боришанский, Е.Д. Консон / Л.: Машиностроение, 1981.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИННОГО ДЕБАЛАНСНОГО  
ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ИСТОЧНИКА**

**Л.А. Рыбалкин**

*Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков  
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

Повышение эффективности предварительной дегазации угольных пластов предполагает интенсификацию десорбции метана, что экономически оправданно только при использовании малоэнергетических нетепловых физических воздействий. Одним из перспективных методов является воздействие на углепородный массив вибросейсмическими колебаниями, создаваемыми скважинными источниками. Экспериментальными исследованиями показано, что для значимого повышения проницаемости призабойной зоны по газу и жидкости, частота воздействия должна быть 100 – 300 Гц, интенсивность – не ниже 0.01 Вт/м<sup>2</sup>, продолжительность – от 4 часов [1, 2]. Численные исследования ближней зоны излучения различных источников [3,4] показали, что необходимые значения указанных параметров обеспечивает дебалансный сейсмический источник (дебалансный вибрационный источник) с амплитудой вибротяговой силы 10–20 кН и более [3]. Ниже рассмотрены конструкция такого источника и результаты его испытаний в грунтах и крепких породах.

Источник состоит из генератора упругих колебаний дебалансного типа 1 с пневматическим приводом и прижимного электромеханического устройства 2 (рис. 1).



*Рис. 1. Скважинный дебалансный вибросейсмический источник*

В режиме сейсмического воздействия сжатый воздух поступает на вход пневматического привода, а с его выхода сбрасывается в атмосферу. Частоту вибрации контролируют по показаниям частотомера, на вход которого подаются сигналы геофона, регистрирующего скорость смещения породного массива. Управление частотой осуществляется за счет регулирования давления и подачи воздуха.

Основные характеристики разработанного устройства представлены в таблице 1.

*Таблица 1*

*Характеристики разработанных технических средств сейсмического воздействия*

Амплитуда вибротяговой силы	до 15 кН
Максимальная частота воздействия в монолитных крепких породах	не менее 150 Гц
Давление воздуха	до 0.8 МПа
Подача воздуха	до 13.8 л/с
Длина вибросейсмического модуля	1430 мм
Масса	16 кг

Серии испытаний были проведены в глинистом грунте и монолитных горных породах. В первом случае источник был установлен на глубине 3 м в вертикальной обсаженной скважине диаметром 180 мм. Скважина пробурена в приповерхностном слое рыхлого суглинка плотностью 1300 кг/м<sup>3</sup> мощностью 5–6 м, залегающего на плотных влажных суглинках плотностью 1550 кг/м<sup>3</sup> и мощностью несколько десятков метров. В ходе экспериментов установлено, что скорость продольных сейсмических волн (VP) в приповерхностном слое составляет 300 м/с, в подстилающих породах – 1350 м/с. Регистрацию сейсмических колебаний осуществляли геофонами GS20–DX (ООО «ОЙО–Гео лимитед», г. Октябрьский), установленными вдоль линейного профиля длиной 145 м с шагом 5 м. Запись сигналов выполняли аппаратурой РОСА–А (СНИИГиМС, г. Новосибирск). Давление воздуха в пневматическом приводе источника меняли от 0.4 до 0.7 МПа. Получено, что частота первой гармоники сейсмических колебаний грунта зависит от давления воздуха в пневматическом приводе и составляет 35–36 Гц при 0.7 МПа, 30–31 Гц при 0.6 МПа и 24–26 Гц при давлении воздуха 0.4–0.5 МПа. Мощности привода

не хватает, чтобы в условиях эксперимента довести вращение дебалансов генератора до частоты более, чем 36 об/с. Основная причина – высокая реактивная нагрузка вибрационного источника в такой среде.

На рис. 2 представлены спектры потока сейсмической энергии в нескольких пунктах наблюдений при давлении воздуха в пневматическом приводе источника 0.7 МПа.

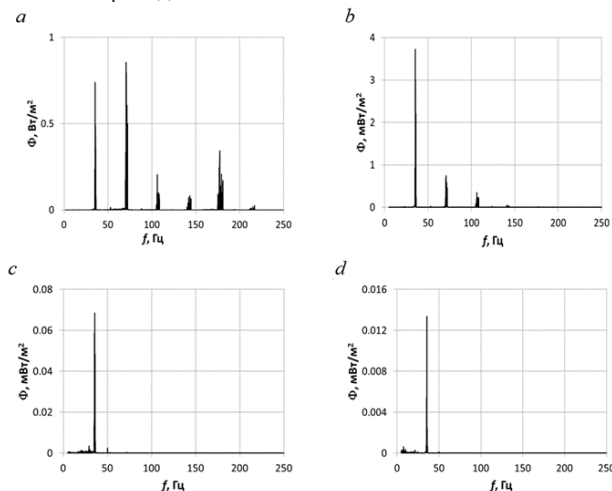


Рис. 2. Спектры потока сейсмической энергии (интенсивности сейсмического воздействия) на различных расстояниях  $r$  от источника при давлении воздуха в пневмоприводе 0.7 МПа: (а) –  $r=1$  м; (б) –  $r=5$  м; (с) –  $r=30$  м; (д) –  $r=65$  м

Мощность высших гармоник колебаний снижается еще сильнее и на расстоянии в 20–30 м и более они ничтожно малы (рис. 2в, г). Суммарный поток сейсмической энергии в грунте на частотах до 250 Гц на удалении 1 м от источника равен 8,8 Вт/м<sup>2</sup>, на 5 м – 0,033 Вт/м<sup>2</sup>, на 30 м – 0,46 мВт/м<sup>2</sup>. Радиус вибрационного воздействия интенсивностью более 0,01 Вт/м<sup>2</sup> составил около 7 м. Если учитывать только основной тон колебаний частотой 35–36 Гц, то радиус воздействия источника в грунте не превышает 3–4 м.

Испытания источника в монолитных горных породах проводились в горизонтальных не-обсаженных скважинах диаметром 105 мм, пробуренных в борту карьера. Давление на входе пневматического привода источника в экспериментах меняли от 0,6 до 0,8 МПа. На рис. 3 приведены выходной сигнал геофона и амплитудный спектр колебаний призабойной зоны породного массива на удалении 0.5 м от источника при давлении воздуха в его приводе 0,8 МПа.

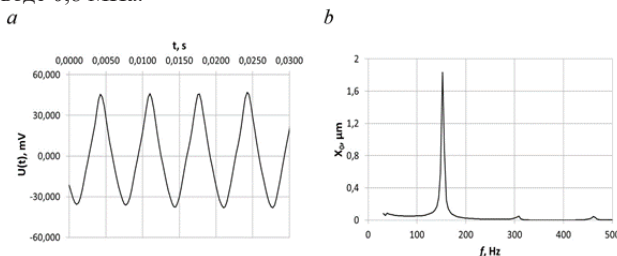


Рис. 3. Выходной сигнал геофона (а) и амплитудный спектр (б) смещения призабойной зоны массива в сейсмическом поле ( $r=0.5$  м)

Сигнал близок по форме к синусоиде (рис. 3а). Амплитуды второй и третьей гармоник сейсмических колебаний не превышают 3% от амплитуды основного тона частотой 152–156 Гц (рис. 3б). Поток сейсмической энергии в этой полосе частот в пункте наблюдений составил 19.2 Вт/м<sup>2</sup>, радиус воздействия интенсивностью более 0.01 Вт/м<sup>2</sup> оценен в 12 м.

#### Литература

1. R. Westermarck, J.F. Brett Enhanced oil recovery with downhole vibration stimulation in Osage County. Final Report DOE Contract Number DE-FG26-00BC1519. – Oklahoma: Oil & Gas Consultants International, Inc., 2003. – 181p.
2. Курленя М. В., Сердюков С. В. Определение области вибросейсмического воздействия на месторождение нефти с дневной поверхности // ФТПРПИ. – 1999. – №4. – С. 4–11.
3. Сказка В. В., Сердюков С. В., Курленя М. В. Анализ ближней зоны излучения скважинного дебалансного вибросейсмического источника // ФТПРПИ. – 2014. – №6. – С.33–40.
4. Сказка В. В., Сердюков С. В., Ерохин Г. Н., Сердюков А. С. Анализ ближней зоны излучения сейсмического источника, действующего вдоль оси скважины // ФТПРПИ. — 2013. — № 1.

**ЗАВИСИМОСТЬ ИНТЕНСИВНОСТИ КОЛЕБАНИЙ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ,  
В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ МАССОВЫХ ВЗРЫВОВ,  
ОТ АБСОЛЮТНОГО РАССТОЯНИЯ И МАССЫ ВВ**

**А.А. Семин**

*Научный руководитель доцент И.В. Машуков*

*Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия*

На горных предприятиях, для подготовки горных пород к выемке, крепостью по шкале проф. М.М. Протодьяконова свыше 6, применяется разрушение массива с помощью энергии взрыва. Данный способ подготовки имеет ряд негативных проявлений. Наибольшую опасность представляет сейсмическое проявление, так как может негативно отразиться на близлежащие постройки и сооружения.

При многократном сейсмическом воздействии на сооружение, возможно появление трещин в основании и стенах, потеря несущей способности здания.

Общепринятым параметром оценки величины сейсмического воздействия является скорость колебаний частиц грунта. Амплитуда скорости колебаний изменяется в достаточно широком диапазоне и зависит от массы ВВ, расстояния между местом взрыва и пунктом регистрации, конструкции заряда, схемы взрывания, горно-геологических условий, направления отбойки, наличия свободных поверхностей и забойки.

Проблема негативного проявления сейсмического воздействия при производстве массовых взрывов известна давно и актуальна по сегодняшний день. Существует достаточно много научных изысканий на данную тему, но, в основном, они ориентированы под конкретные условия того или иного предприятия [1, 2, 3].

При ведении взрывных работ вблизи населенных пунктов, необходимо производить замеры уровня колебаний грунта в основании жилых построек и сооружений для контроля сейсмического воздействия на их конструкции.

Поселок Гавриловка расположен в 1.5 – 2 километрах от ООО «Разрез Степановский». Мониторинг сейсмического воздействия при производстве массовых взрывов на разрезе проводился в пункте регистрации, расположенном по адресу ул. Молодежная 1.

Применяемая методика регистрации и обработки разработана в институте динамики геосфер РАН.

Замеры производились с помощью переносной сейсмостанции, включающей в себя: сейсмоприемники модели СМ – ЗКВ, коммутатор, АЦП (аналого – цифровой преобразователь) и персональный компьютер (ПК).

Допустимые скорости колебаний грунта для бескаркасных с несущими стенами социальные здания п. Гавриловка с II классом ответственности по данным РТМ 36.22.91 составляют для жилых зданий - 2 см/с.

В связи с тем, что взрывные работы на ООО «Разрез Степановский» проводятся регулярно, необходимо снизить допустимую скорость колебаний грунта до 0,5 см/с, для снижения негативного воздействия колебаний грунта в основании зданий, препятствия образования новых повреждений, а так же ограждения от развития уже существующих повреждений в конструкциях зданий[7].

Мониторинг сейсмического воздействия на объекты, расположенные в п. Гавриловка, от производства массовых взрывов на ООО «Разрез Степановский» осуществляется в период с 2014 – 2016 года. Абсолютное расстояние между пунктом регистрации и массовыми взрывами находится в диапазоне 1600 – 2200 метров.

Изменение максимальной скорости колебаний грунта от абсолютного расстояния между пунктом регистрации и массовым взрывом, происходит по экспоненциальной зависимости - с увеличением абсолютного расстояния происходит снижения скорости сейсмических колебаний.

Увеличение массы ВВ во взрываемом блоке способствует увеличению скорости сейсмических колебаний. Скорость колебаний изменяется по экспоненциальной зависимости – увеличение массы ВВ способствует увеличению скорости сейсмических колебаний.

Для более детального анализа полученных результатов, произведены расчеты приведенных расстояний и приведенных масс зарядов по формулам:

$$\bar{r} = \frac{R}{\sqrt[3]{Q}} \quad (1)$$

где:  $\bar{r}$  – приведенное расстояние, м/кг<sup>1/3</sup>;  
R – абсолютное расстояние, м;  
Q – масса заряда, кг.

$$\bar{q} = \frac{\sqrt[3]{Q}}{R} \quad (2)$$

где:  $\bar{q}$  – приведенная масса заряда, кг/м;  
Q – масса заряда, кг;  
R – абсолютное расстояние, м.

На основе результатов мониторинга получены зависимости скорости колебаний грунта от приведенного расстояния, а так же от приведенной массы заряда.

Величина сейсмических колебаний изменяется по экспоненциальной зависимости от приведенного расстояния – увеличение приведенного расстояния влечет увеличение максимальной скорости колебаний грунта.

Приведенная масса оказывает влияние на скорость сейсмических колебаний – максимальная скорость

колебаний грунта увеличивается по экспоненте с увеличением приведенной массы заряда.

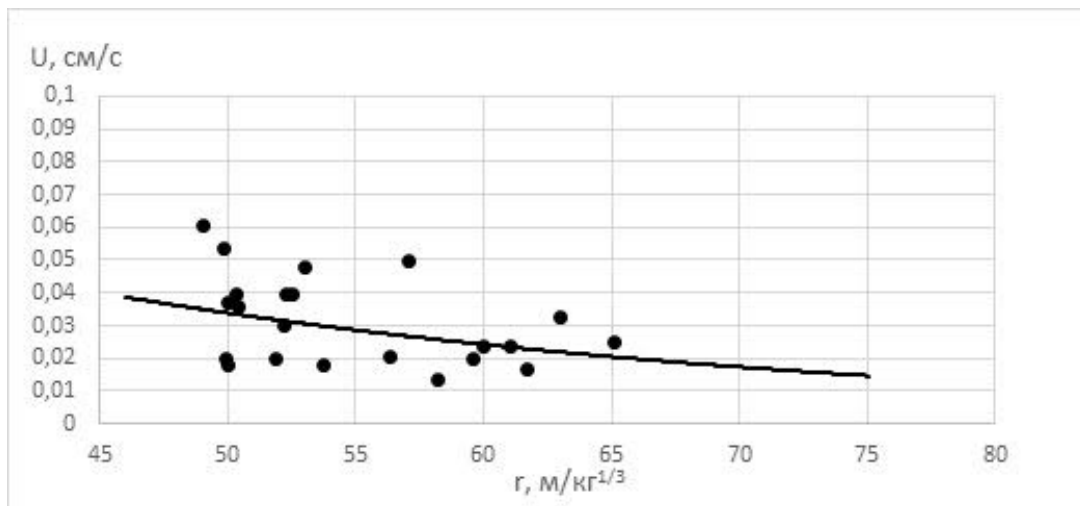


Рис. 1. Зависимость скорости сейсмических колебаний от приведенного расстояния

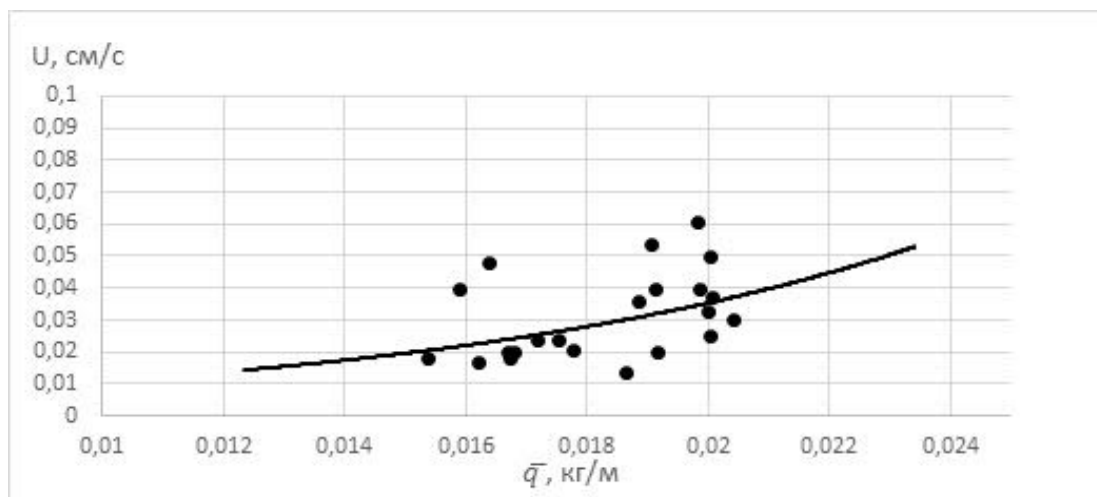


Рис. 2. Зависимость скорости сейсмических колебаний от приведенной массы заряда

На основе мониторинга сейсмических колебаний грунта от массовых взрывов на ООО «Разрез Степановский» проведены исследования зависимости скорости колебаний грунта от абсолютного расстояния, массы заряда, приведенного расстояния и приведенной массы заряда. Полученные зависимости соответствуют общепринятым закономерностям.

#### Литература

1. Гриб Н.Н. Анализ сейсмических эффектов от массовых взрывов разреза «Нерюнгринский» / Гриб Н.Н., Пазынич А.Ю. // Современные проблемы науки и образования - 2010. – №1 – С. 71-76.
2. Гончаров А.И. О сейсмическом действии массовых взрывов на карьерах КМА / Гончаров А.И., Куликов В.И., Мартинсон Н.М. // Горно информационно – аналитический бюллетень – 2002. – №1.
3. Доманов В.П. Мониторинг сейсмического воздействия на охраняемые объекты при производстве массовых взрывов на разрезах Кузбасса / Доманов В.П., Машуков И.В. // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности - 2013. – С. 60 – 64 .
4. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия. ГОСТ 25100-82 [Текст] Утв. Постановлением Госстроя СССР от 29.08.1985 N 135;ред. от 29.05.2003. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003
5. Определение критических параметров колебаний охраняемых объектов при взрывном дроблении фундаментов и обрушении зданий при реконструкции. РТМ 36.22.91 / Сост. Л. М. Глоzman, Н.А. Маковская, В.О. Изовов и др. – М.: Недра, 1982.
6. Правила безопасности при взрывных работах Приказ Ростехнадзора от 16.12.2013 N 605 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности при взрывных работах» (Зарегистрировано в Минюсте России 01.04.2014 N 31796)
7. Штейнберг В.В и др. Методы оценки сейсмических воздействий // Вопросы инженерной сейсмологии – 1993. - Вып. 34. М., - С. 5-94.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЕМ  
РАССТОЯНИЯ ОТ СНАРЯДА ДО ЗАБОЯ**

**В.В. Урниш**

*Научный руководитель профессор Л.А. Саруев*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

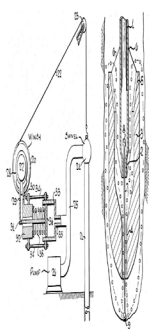
В настоящее время активно проводится поиск новых способов бурения скважин различного назначения. Одним из перспективных способов является шароструйное бурение скважин, активно исследуемое в Институте природных ресурсов Томского политехнического университета. При этом в целях повышения эффективности данного способа бурения необходимо решать проблему оптимизации регулирования расстояния от снаряда до забоя скважины (РСЗ), которая является достаточно сложной. Предлагались различные способы её решения.

Один из способов был предложен Уваковым А. Б. [1]. Он основан на определении скорости бурения, т.е. шароструйно-эжекторный буровой снаряд (ШЭБС) опускался на расчетную глубину через равные промежутки времени при известной скорости проходки скважины. Ограничение применения такой технологии связано с уровнем геологической изученности разреза скважины по глубине.

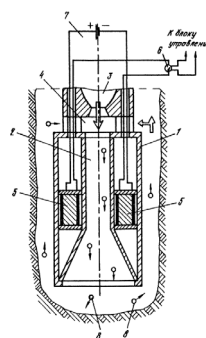
Другим способом оптимального поддержания РСЗ является расхаживание бурового снаряда, когда в процессе бурения через определённые промежутки времени снаряд опускается до забоя, а затем поднимается на необходимое расстояние [2]. В этом случае при контакте снаряда с забоем скважины возникает угроза его деформации под действием осевой нагрузки. Не исключается также возможность гидравлического удара при перекрытии канала бурового снаряда во время его контакта с забоем.

Для решения рассматриваемой проблемы предлагались различные устройства. Например, Л. Леджервуд предложил конструкцию [3], в основе которой лежит использование механического шупа 7 с верхней опорой 8 (рис. 1). При превышении допустимого расстояния до забоя, которое регулируется длиной шупа 7, опора 8 частично перекрывает канал первичного сопла 2, вызывая повышение давления в системе подачи бурового раствора, что сигнализирует о необходимости спускать ШЭБС. Из недостатков можно выделить общую ненадёжность конструкции, вызванную высокой вероятностью деформации шупа. Возможно разрушение участка забоя скважины, расположенного под шупом ШЭБС.

Способ поддержания РСЗ посредством счётчика расхода шаров [4] базируется на том, что каждый шар 8 (рис. 2) во время движения в камере смешения 2 существенно изменяет индуктивность или ёмкость чувствительного элемента 5, что фиксируется счётчиком 6. Оптимальное расстояние от снаряда до забоя устанавливается по максимальному расходу шаров. Предложенная конструкция также имеет недостатки. Первый из них – это необходимость создания канала связи и питания, что усложняет технологическую схему шароструйного бурения. Второй – сложность устройства, как следствие – уменьшение жёсткости и износоустойчивости бурового снаряда за счёт уменьшения его стенок.



**Рис. 1.**  
**Устройство на основе механического шупа:**  
1 – трубчатый элемент;  
2 – первичное сопло;  
3 – кожух; 4 – вторичное сопло;  
5 – бункер; 6 – сетчатый пластинчатый элемент;  
7 – механический шуп;  
8 – верхняя опора шупа;  
9 – нижняя опора шупа



**Рис. 2.**  
**Устройство на основе счётчика шаров:**  
1 – снаряд;  
2 – камера смешения;  
3 – сопло;  
4 – технологические окна;  
5 – чувствительные элементы;  
6 – счётчик;  
7 – источник питания;  
8 – шары

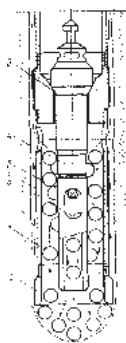
Известно несколько конструкций, которые позволяют поддерживать РСЗ при помощи опорных элементов. Струйный аппарат при этом жёстко удерживается на определённом расстоянии от вооружения, разрушающего периферийную (рис. 3) или центральную (рис. 4) часть забоя вращательным способом.

Недостаток первой конструкции (рис.3) [5] состоит в сложности синхронизации работы долота, реализующего совместное разрушение горных пород вращательным и шароструйным способами. То есть, если центральная часть забоя будет разрушаться быстрее или медленнее периферийной, контроль РСЗ будет осложнён. Кроме того, необходимость вращения инструмента снижает значимость применения шароструйного бурения, одним из основных достоинств которого является отсутствие потребности во вращении снаряда.

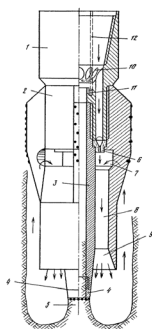
Недостатком конструкции, представленной на (рис.4) [6], является низкая стойкость, обусловленная воздействием породоразрушающих шаров на опорные элементы снаряда. Она также не лишена недостатков предыдущей конструкции.

Ещё один вариант применения данного принципа – использование перекатывающейся по забую опоры (рис. 5) [7]. Недостатком данной конструкции являются необходимость вращения ШЭБС, сложность синхронизации работы, бурение шарами малого диаметра.

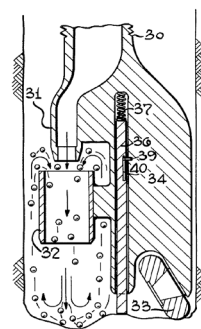




**Рис. 3.**  
**Шароструйный снаряд**  
**для бурения скважин**  
**(по Увакову А. Б. и**  
**В. В. Штрассеру):**  
1 – корпус;  
2 – породоразрушающий  
опорный башмак; 3 – гнездо;  
4 – струйный аппарат;  
5 – сопло; 6 – камера  
смешения с окнами; 7 – шары;  
8 – головка



**Рис. 4.**  
**Шароструйный снаряд**  
**(по М. М. Майлибаеву):**  
1 – корпус; 2 – ребристая насадка;  
3 – керноприемная труба;  
4 – коронка; 5 – колонка керна;  
6 – сопло; 7 – всасывающие  
окна; 8 – камера смешения;  
9 – конус; 10 – каналы;  
11 – гнездо; 12 – съемная труба с  
кернарвателем



**Рис. 5.**  
**Устройство для шароструйного**  
**бурения (по Ф. Уильямсу):**  
30 – резьба; 31 – первичное  
реактивное сопло;  
32 – вторичное сопло;  
33 – поддерживающее колесико;  
34 – рама; 36 – защитный  
отражатель; 37 – пружина;  
39 – шпилька; 40 – отверстие

Таким образом, проведенный анализ показал, что каждый из рассмотренных способов поддержания требуемого РСЗ имеет существенные недостатки, проблема фактически пока не решена и вызывает необходимость продолжения исследований. Первые лабораторные испытания предложенного нами нового способа оптимизации режимов шароструйного бурения скважин дали обнадеживающие результаты [8].

#### Литература

1. Уваков А. Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
2. Ковалев А. В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. / А. В. Ковалев; Томский политех. ун-т. – Томск, 2015. – 143 с.
3. Ковалев А.В., Рябчиков С.Я., Горбенко В.М., Горбенко М.В., Саруев Л.А. Расчет технологических процессов шароструйного бурения в оптимальном режиме разрушения горных пород // Георесурсы, научно-технический журнал: . — 2016. — Т. 18, № 2. — С. 102-106.
4. Патент США № 2724574, кл. 175-28. Hydraulic standoff control for pellet impact drilling / Ledgerwood L. W. – Заявлено 29.01.1952; Оpubл. 22.11.1955.
5. А. с. № 870705, Е 21 С 37/16, Е 21 С 21/00, Е 21 В 7/18. Способ эрозионного бурения скважин и устройство для его осуществления / Л. С. Дербенев, А. А. Боголюбов, А. А. Капустин, Г. Г. Каркашадзе, Г. А. Янченко – № 2798122/22-03; Заявлено 18.07.1979; Оpubл. 07.10.1981.
6. А. с. № 417599, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / А. Б. Уваков, В. В. Штрассер – № 1451266/22-3; Заявлено 15.06.1970; Оpubл. 28.02.1974.
7. А. с. № 1002498, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд / М. М. Майлибаев – № 3278854/22-03; Заявлено 24.04.1981; Оpubл. 07.03.1983.
8. Патент США № 2868509, кл. 255-61. Pellet impact drilling apparatus / Williams P. S. – Заявлено 07.06.1956; Оpubл. 13.01.1959.
9. Способ шароструйного бурения скважин: Заявка на изобретение № 2016146972/03 РФ от 29.11.2016; МПК (2016.01) E21B7/18 / А.В. Ковалев, Л.А. Саруев, В.В. Урниш и др. Заявитель и патентообладатель Томский политех. ун-т (ТПУ).

**ВЛИЯНИЕ ФОСФАТ ИОНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ СУЛЬФАТ УРАНИЛА**

**Ж.Э. Хужаев, М.А. Мустафаев, У.У. Хужамов**

*Научный руководитель доцент У.З. Шарафутдинов*

*Навоийский государственный горный институт, г. Навои, Узбекистан*

Развитие добычи урана в Кызылкумском регионе на основе физико-химических технологий неразрывно связано с общей тенденцией в мировой горно-добывающей промышленности и происходит на фоне непрерывного изменения экономических условий и спроса на рынке сырьевых ресурсов. Существенное влияние на нашу экономику, наряду с производством других редких металлов, оказывает добыча, переработка урана. Между тем в технологии производства урана есть много нерешенных проблем.

Одной из таких проблем является фактор отрицательного влияния различных депрессирующих ионов на технологические процессы сорбции и десорбции урана, в процессе обогащения.

Депрессирующими примесями являются анионы, хорошо сорбируемые анионитами и конкурирующие с извлекаемыми комплексами ионов урана. К анионам такого рода относятся сульфат – и биосульфат- ионы, нитрат-, хлорид-, фторид- и фосфат ионы. Снижение относительной емкости анионита по урану от 100 до 80% при повышении концентрации депрессирующих ионов в продуктивных растворах свыше 1,0г/л для нитрат – иона; 0,8г/л и 1,0г/л для хлорид и фосфат - ионов соответственно.

Проблемам, связанным с депрессирующими примесями, таких как фосфор, присутствующих в продуктивных растворах, поступающих с геотехнологических полей при подземном выщелачивании (ПВ) и способами очистки от него в процессе получения уранового химконцентрата и посвящена данная работа.

Для нас представляют интерес в основном уранилфосфатные комплексы содержащие ионы аммония. В лабораторных условиях получен, а в природных условиях встречается аммоний уранилфосфат кристаллизующийся с тремя молекулами воды – минерал урамфит -  $NH_4UO_2PO_3 \cdot 3H_2O$ .

При содержаниях фосфора в продуктивных растворах до 1,0г/л, содержание его на анионите может достигать до 2-6 кг/т. Это приводит в дальнейшем на технологическом переделе к образованию уранофосфатных осадков. Причем, при проведении серно-нитратной десорбции, где кислотность исходного раствора составляет 5,0-5,5% эти осадки полностью растворяются, а при азотно-нитратной десорбции, где кислотность 3,5-4,0% эти осадки выпадают по всем колоннам регенерации. Но в обоих случаях, они собираются в емкостях с готовой продукцией. Химический состав осадков приведен в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что в составе осадков находится около 50-60% урана, 5,0-6,0% фосфора 10-12% кремния. Кремнийсодержащие осадки образуются при обработке готовой продукции техническим желатином. Таким образом, в емкостях для хранения готовой продукции образуется смесь уранофосфатных и кремнийсодержащих осадков.

Перед нами стояла задача – определение способов отмывки фосфора с анионита для исключения образования указанных осадков.

Для определения оптимального варианта отмывки насыщенного сорбента от фосфора были опробованы растворы аммиака, хлористого натрия, соды, бикарбоната аммония и их смесей, а также растворы серной кислоты, сульфата аммония и их смеси.

**Таблица 1**

*Химический состав осадков*

№	Содержание компонентов, %						
	U	P	SiO <sub>2</sub>	Fe	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	NO <sub>3</sub>
1	27,07	2,4	33,4	-	-	-	-
2	31,98	4,15	28,84	-	-	-	-
3	44,63	3,59	7,09	-	1,45	10,6	-
4	43,86	2,75	8,2	-	н/о	14,6	-
5	41,65	5,96	12,1	0,6	-	2,22	н/о
6	40,7	4,62	10,5	0,6	-	8,09	2,1

Результаты получены при использовании растворов следующие:

1. бикарбоната аммония – степень отмывки соединений фосфора 73-86%;
2. раствором соды – степень отмывки фосфорсодержащих ионов – 80-100%;
3. растворы серной кислоты – степень отмывки фосфорсодержащих ионов – 80-90%.

Кроме этого, были использованы сливы сорбционных колонн в качестве отмывочного раствора от фосфора, но данный метод не показал никакой эффективности из-за высокого солевого состава технологических растворов. При этом потери урана с ионита составили около 20-25%.

В связи с тем, что на анионите происходит нейтрализация соды, второй способ очистки анионита тоже не может быть использован на нашем производстве.

Были проведены опытные работы по отмывке анионита от фосфора растворами серной кислоты различными концентрациями. Сводная таблица проведенных анализов приведена в таблице 2.

**Таблица 2**

**Сводная таблица результатов отмывки анионита от фосфора**

Промывной раствор	В жидком, мг/л			В смоле кг/т			Извлечение, %			Первоначальное содержание, кг/т		
	U	NO <sub>3</sub>	P	U	NO <sub>3</sub>	P	U	NO <sub>3</sub>	P	U	NO <sub>3</sub>	P
Техническая вода, исх.	14	61	15	27,4	32,3	0,21	0,7	2,1	46,2	27,59	32,99	0,39
0,5%	34	120	24,2	27,2	31,6	0,1	1,6	4,2	74,4	27,64	32,99	0,39
1,0%	65	160	25	26,8	31,1	0,09	2,9	5,8	76,9	27,60	33,01	0,39
1,5%	106	320	22	26,3	29,2	0,09	4,7	11,5	76,9	27,60	32,99	0,39

Использование технической воды, подкисленной серной кислотой до 0,5% позволяет отмыть анионит от фосфора на 75% при незначительных потерях урана 1,4%.

В настоящее время неизвестен промышленный способ предварительной отмывки фосфат-ионов с насыщенных ураном анионитов с требуемой эффективностью, т.е на 100%.

Эффективность внедренного в производстве сернокислотного способа отмывки насыщенных анионитов от соединений фосфора составляет 85-90%. Оставшиеся на анионите ионы фосфора десорбируются совместно с ураном, концентрируются на стадии осаждения и дают осадки в сернокислом растворе готовой продукции. Значительное количество урана в данных осадках вызывает необходимость их дальнейшей переработки с целью возврата урана в готовую продукцию. Разрабатывались и опробовались различные способы переработки уранофосфатных осадков:

1. Выщелачивание урана из уранофосфатных осадков содой и осаждение соединений фосфора двухвалентным железом;
2. Обработка уранофосфатных осадков растворами едкого натра;
3. Растворение уранофосфатных осадков в серной кислоте.

Первые два способа не дали существенных результатов. Сернокислотная обработка уранофосфатных осадков проводилась в статических условиях при соотношении Т:Ж, равном 1:10, периодическом перемешивании в течении 2 часов и концентрациях серной кислоты, равных, г/л: 50, 100, 150 и 200. Исследуемый осадок содержал, %: урана -42,75; фосфора -6,375; алюминия -0,54; двуокиси кремния -11,2; сульфат-иона -3,3. Влияние концентрации серной кислоты на растворение осадков в приведены в табл.3.

**Таблица 3**

**Влияние концентрации серной кислоты на растворение осадков, содержащих соединения урана и фосфора**

Концентрация серной кислоты	Фильтрат, г/л		Осадок, %	
	U	P	U	P
5%	9,8	1,93	35,9	4,72
10%	16,9	1,93	24,86	3,146
15%	23,4	2,77	7,6	0,956
20%	23,4	2,77	5,78	0,634

По данным, приведенным в табл. 3 можно сделать вывод, что оптимальным режимом следует считать обработку осадков 15-20% -ной серной кислоты, где происходит максимальное растворение осадка. В аналогичных условиях было определено отношение Т:Ж, при котором происходит наиболее полное растворение осадка. Полученные при растворении уранофосфатных осадков сернокислотные урансодержащие растворы имеют высокую кислотность: 140-150 г/л H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

Сернокислотное выщелачивание урана из осадка повторяют еще 2-3 раза до снижения урана в них ниже 0,05%. Осадки после обработки сернокислым раствором направляются в отстойник продуктивных растворов ПВ. При этом, повышение содержание урана и фосфора в растворе незначительно, и не превышает 10% - что практически не изменяет величин равновесного насыщения анионита по урану и фосфору, т.е. содержание соединений фосфора на насыщенном анионите, полученном с операции, практически не изменится.

Таким образом, способ обработки уранофосфатных осадков сернокислыми растворами является наиболее приемлемым для производственных условий и позволяет доизвлекать уран (до 90%) с наименьшими затратами.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ В УСЛОВИЯХ  
РАВНОМЕРНОГО СЖАТИЯ ОБРАЗЦА

Т.В. Шилова

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Газопроницаемость угля и углевмещающих горных пород является важной характеристикой, которую необходимо учитывать для контроля подземной разработки месторождений угля, при проектировании и проведении мероприятий по дегазации угольных шахт.

В работе приведены результаты определения газопроницаемости угля марки «Ж» на камере, разработанной в лаборатории физических методов воздействия на массив горных пород ИГД СО РАН. Для проведения экспериментов был изготовлен стандартный цилиндрический образец диаметром 30мм и высотой 60мм (рис.1). Эксперименты проводились в условиях равномерного сжатия образца. В первой серии экспериментов давление осевого сжатия и бокового обжатия составляло 10бар, во второй – 20бар. В каждой серии измерения были выполнены при перепаде давления от 0,5бар до 3бар с шагом 0,25бар (в диапазоне от 0,5бар до 1бар) и 0,5бар (в диапазоне от 1бар до 3бар).

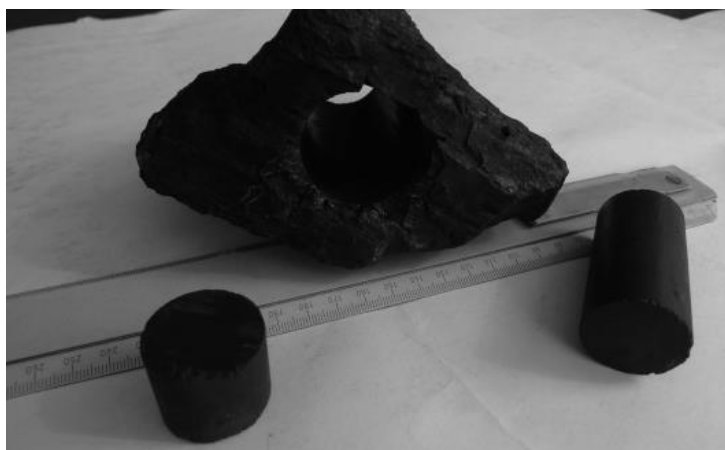


Рис. 1. Образец угля марки «Ж» для проведения экспериментальных исследований

Коэффициент абсолютной газопроницаемости  $K_r$  исследуемого образца определяли из условия стационарной фильтрации при линейном направлении потока газа согласно ГОСТ 26450.2-85[1]:

$$K_r = \frac{10^3 \cdot Q \cdot \mu \cdot P_{бар}}{\Delta P (\Delta P / 2 + P_{бар})} \cdot \frac{L}{F},$$

где  $K_r$  – коэффициент газопроницаемости,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $Q=V/t$  – расход газа, замеренный на выходе из образца (при атмосферных условиях), см<sup>3</sup>/с;  $V$  – объем газа, прошедший через образец см<sup>3</sup>;  $t$  – время фильтрации, с;  $\Delta P$  – перепад давления на образце между входом и выходом, 0,1МПа;  $\mu$  – вязкость азота при условиях фильтрации, мПа·с;  $P_{бар}$  – барометрическое давление, 0,1МПа;  $F=7$  см<sup>2</sup> – площадь поперечного сечения образца и  $L=6$ см – длина образца.

Полученные зависимости коэффициентов газопроницаемости угля от перепада давления азота  $\Delta P$  при боковых обжатиях образца 10бар и 20бар приведены на рисунке 2. Выявлено, что значения газопроницаемости при боковом обжатии 10 бар, выше, чем при боковом обжатии 20 бар. Следует отметить, что в обоих случаях газопроницаемость образца нелинейно зависит от перепада давления  $\Delta P$ , при малых значениях  $\Delta P$  ее значения выше и «нелинейность» более существенна. Возникающая нелинейность зависимости коэффициента газопроницаемости от перепада давления связана с отклонением от закона Дарси, основным источником которого является эффект скольжения газа[1].

Для прогноза газопроницаемости при различных перепадах давления была использована известная методика [2]. Она включает построение и экстраполяцию зависимости коэффициента газопроницаемости  $K_r$  от обратной величины к среднему давлению газа в образце  $1/P_{cp}$ . Линейные тренды полученных зависимостей при давлениях бокового обжатия  $P_{бок}$  10бар и 20 бар представлены на рисунке 3 и описываются уравнениями:

$K_r = 0.0673 / P_{cp} + 0.0475$ , с величиной достоверности аппроксимации  $R^2=0.9752$  для условий бокового обжатия образца  $P_{бок}=10$  бар;  $K_r = 0.0623 / P_{cp} - 0.0023$ , с величиной достоверности аппроксимации  $R^2=0.9752$  для условий бокового обжатия образца  $P_{бок}=20$  бар.

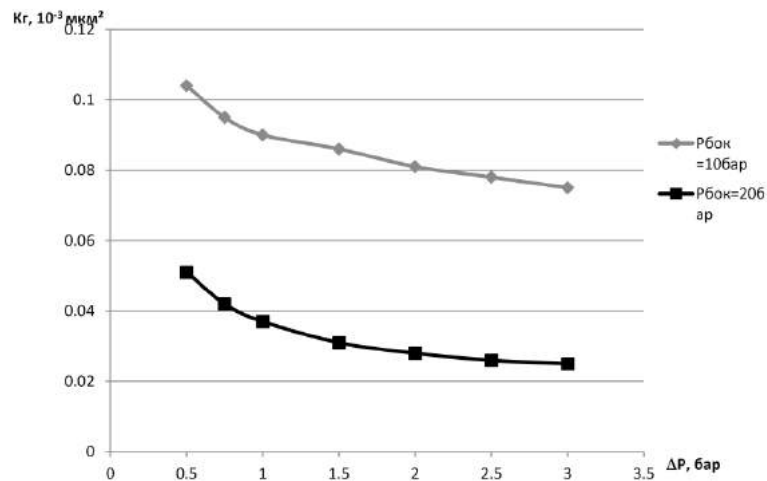


Рис. 2. Зависимость коэффициента газопроницаемости угля от перепада давления газа  $\Delta P$  при боковом обжиге  $P_{бок}$  10 бар, 20 бар

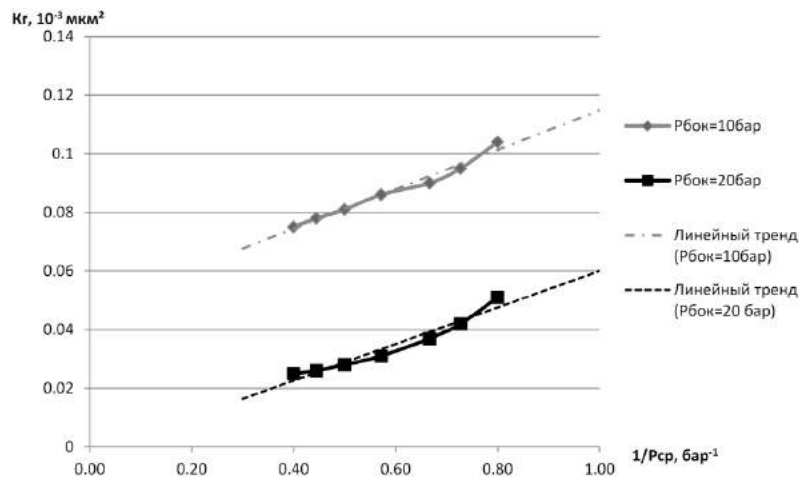


Рис. 3. Зависимость коэффициента газопроницаемости угля от обратной величины к среднему давлению  $P_{cp}$  газа в образце при боковом обжиге  $P_{бок}$  10 бар, 20 бар

Полученные зависимости позволяют прогнозировать газопроницаемость угля при малых перепадах давления, которые соответствуют пластовым условиям. Следует отметить, что для получения более точных результатов необходимо провести большее количество измерений при перепадах давления менее 0.5 бар и проанализировать характер изменения зависимости коэффициента газопроницаемости  $K_g$  от  $\Delta P$  в этой области.

Работа выполнена при финансовой поддержке стипендии Президента Российской Федерации молодым ученым и аспирантам, осуществляющим перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики № СП-540.2016.1.

#### Литература

- ГОСТ 26450.2-85. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации - М.: Изд-во стандартов, 1985. -17с.
- Песков А.В. Исследование проницаемости горных пород по газу и учёт эффекта Клинкенберга в теории стационарной фильтрации [Электронный ресурс] / А.В. Песков, В.А. Ольховская, В.И. Зенин // Режим доступа: [http://www.rusnauka.com/10\\_DN\\_2012/Tecnic/10\\_101792.doc.htm](http://www.rusnauka.com/10_DN_2012/Tecnic/10_101792.doc.htm).

**ПРИМЕНЕНИЕ НЕРЕГУЛЯРНЫХ СХЕМ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ДОБЫЧЕ УРАНА МЕТОДОМ СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

**А.Э. Шрайнер**

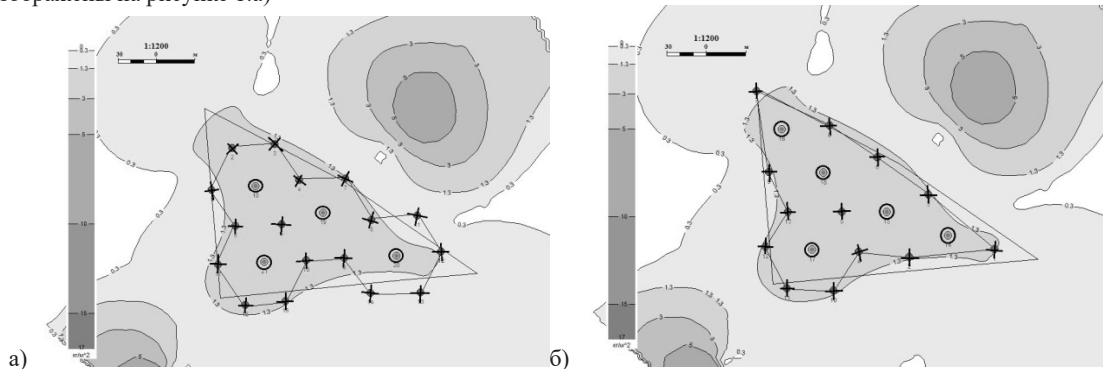
*Научный руководитель профессор М.Д. Носков  
Северский Технологический Институт НИЯУ МИФИ, г. Северск, Россия*

В настоящее время наиболее перспективным способом добычи урана является скважинное подземное выщелачивание (СПВ), которое характеризуется технологичностью, экономичностью и экологичностью процесса по отношению к другим способам. СПВ - метод разработки месторождений полезных ископаемых, при котором происходит воздействие на залежь на месте ее залегания с целью перевода полезных компонентов в раствор и последующее их извлечение. Данный способ эффективен при разработке бедных и глубокозалегающих месторождений, которые характеризуются сложными гидрогеологическими и горно-технологическими условиями [1-2].

Участки залежи небольшого размера обычно обрабатываются стандартными регулярными ячеистыми или рядными схемами, что требует повышенных капитальных затрат и эксплуатационных расходов на единицу продукции. В данной статье рассматривается применение адаптивных нерегулярных схем при добыче урана методом СПВ для более эффективной отработки малого рудного тела.

Исследования проводились методом математического моделирования процесса СПВ с использованием специализированного программного обеспечения «Курс», разработанного в СТИ НИЯУ МИФИ [3-4]. Программа позволяет создавать цифровые модели эксплуатационных блоков, включающие в себя модели геологической среды и технологических объектов, а также проводить моделирование процесса выщелачивания урана. Работа программы основана на математической модели, описывающей физико-химические процессы, происходящие в продуктивном горизонте при сернокислотном выщелачивании урана: распределение давления, фильтрацию жидкости и связанный с ней массоперенос, гидродинамическую дисперсию, растворение и образование минералов, гомогенные и гетерогенные окислительно-восстановительные и кислотно-основные процессы, комплексобразование и др. Геотехнологические расчеты проводятся с учетом гидрологических и геологических особенностей строения продуктивного горизонта, режимов работы технологических скважин и составов нагнетаемых растворов.

В ходе исследования моделировались различные варианты вскрытия малого рудного тела с использованием ячеистой гексагональной и адаптивной нерегулярной схем расположения технологических скважин. Расстояние между откачными и закачными скважинами для гексагональной схемы составляет 35 м. Адаптация проводилась на основе гексагональной сетки, путем трансформации шестиугольных ячеек в трех-, четырех-, пятиугольные ячейки. Это позволило уменьшить количество закачных скважин с 17 до 13 а общее количество технологических скважин с 21 до 18. Построенные гексагональная и адаптивная нерегулярная сети расположения скважин изображены на рисунке 1.а)



**Рис. 1. Карты распределения продуктивности: гексагональная схема скважин (а), адаптивная схема скважин (б). Крестиками отмечены закачные скважины, кружочками - откачные**

Моделирование отработки проводилось до момента достижения 80% извлечения урана из контура эксплуатационного блока. При использовании гексагональной схемы скважин суммарный дебит откачных скважин составлял 20 м<sup>3</sup>/ч, для адаптивной схемой суммарный дебит откачных скважин равняется 25 м<sup>3</sup>/ч. Суммарный дебит закачных скважин всегда равнялся суммарный дебету откачных. В обоих вариантах отработки средняя концентрация кислоты в ВР составляла 7 г/л. Результаты моделирования отработки блока различными схемами скважин на момент 80% извлечения урана из контура эксплуатационного блока представлены на рисунке 2.

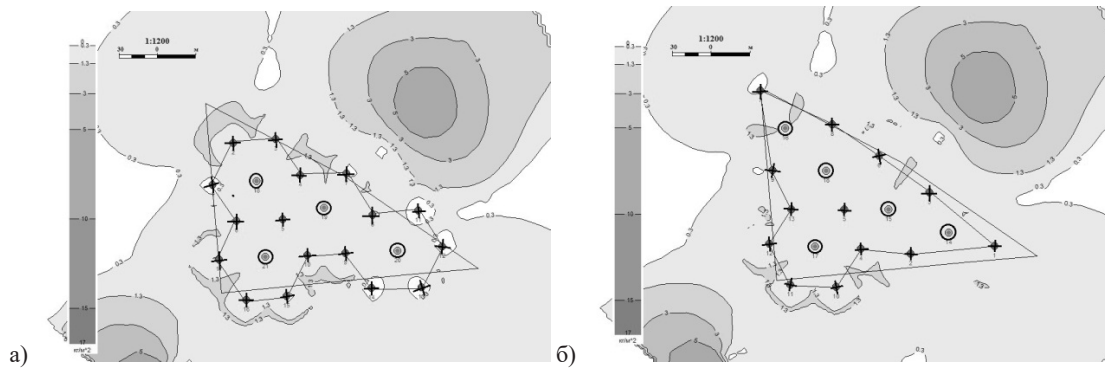


Рис. 2. Карты распределения продуктивности на момент 80% извлечения урана: гексагональная схема скважин (а), нерегулярная адаптивная схема скважин (б)

На рисунке 3 приведены графики зависимости массы извлеченного урана и темпа добычи от времени для ячеистой гексагональной и адаптивной нерегулярной схем расположения технологических скважин. Сравнение графиков показывает, что применение нерегулярной схемы скважин позволяет повысить темп добычи урана и сократить время отработки блока.

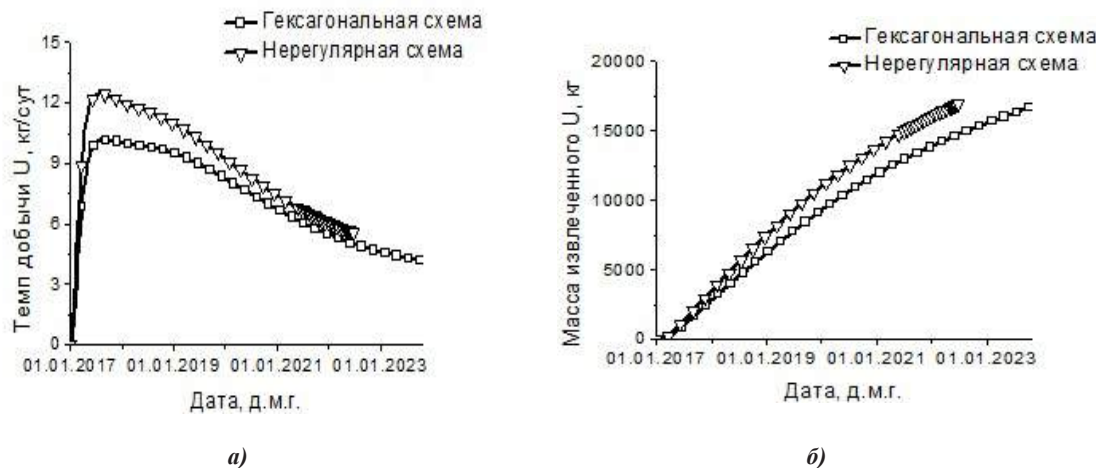


Рис. 3. Зависимости от времени показателей отработки блока при различных схемах скважин. Масса извлеченного урана (а), темп добычи (б)

Таким образом, применение нерегулярных адаптивных схем скважин для разработки малых рудных тел является более эффективным, чем применение регулярных ячеистых схем. По сравнению с традиционными регулярными схемами они позволяют сократить время отработки, а также уменьшить количество технологических скважин, что приводит к снижению себестоимости добычи урана.

#### Литература

1. Арнс В.Ж., Гридин О.М., Крейнин Е.В. и др. Физико-химическая геотехнология. – М.: Изд-во МГГУ, 2010. – 575 с.
2. Белецкий В.И., Богатков Л.К., Волков Н.И. и др. Справочник по геотехнологии урана. – М.: ЭнергATOMиздат, 1997- 672с.
3. Кеслер А.Г., Жиганов А.Н., Истомин А.Д., Носков М.Д., Носкова С.Н., Чеглоков А.А. Применение геотехнологического информационно-моделирующего комплекса для оптимизации разработки блоков месторождений урана методом скважинного подземного выщелачивания // Учебное пособие. - Северск:Изд. СТИ НИЯУ МИФИ, 2009. – С.96.
4. Носков М.Д., Гуцул М.В., Истомин А.Д., Кеслер А.Г., Носкова С.Н. Применение математического моделирования для решения геотехнологических и экологических задач при добыче урана способом подземного выщелачивания // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2012. - № 7.–С. 361-366.

**ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ И ДЕГАЗАЦИИ  
УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА МЕТОДОМ БУРЕНИЯ  
МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**Е.А.Шубина**

*Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Согласно статистических данных, большая часть угольных шах Кузбасса отнесены к сверхкатегорным и опасным по внезапным выбросам угля и газа. Добыча угля на данных шахтах проводится с применением различных способов дегазации путём бурения огромного количества дегазационных скважин, что влечет за собой большие временные и финансовые затраты. Однако при проведении геологоразведочных работ в соответствии с установленными методическими рекомендациями «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых» [1] при изучении геологического строения месторождений, бурится большое количество разведочных скважин. Плотность разведочной сети может составлять от 8 до 24 скважин на 1 км<sup>2</sup>. При соответствующем и своевременном переоборудовании, большая часть этих скважин могут быть использованы для производства заблаговременной дегазации угольных пластов с высокой природной газоносностью.

Актуальность исследования заключается в совершенствовании геологического изучения, а так же создании эффективной технологии дегазации угольных месторождений с учётом переоборудованных геологоразведочных скважин с целью обеспечения безопасности добычи угля подземным способом и рациональности освоение недр.

Анализ результатов ранее выполненных исследований, горно – геологических и горнотехнических условий добычи угля подземным способом, экологической обстановки и сложившейся на сегодняшний день ситуации в угледобывающей отрасли Кузбасса, позволяет обосновать необходимость появления новых предложений, направленных на совершенствование подхода к проведению геологоразведочных работ и освоению метаноугольных месторождений [2].

Скважина является сложным сооружением, строительство которого требует значительных материальных, транспортных и трудовых затрат. Конструкция скважины в первую очередь определяется ее назначением и горно – геологическими условиями.

Основная цель геологоразведочных скважин – получение необходимых геологических данных о строении месторождения.

Основная цель скважин заблаговременной дегазации – обеспечить подготовку шахтного поля к безопасной разработке угольных пластов с высокой природной газоносностью.

В настоящее время на основании требований нормативно – технической документации [3], производятся огромные объемы разведочного бурения в процессе разведки участка. Затем при отработке запасов угля с целью снижения природной газоносности и обеспечения безопасной добычи угля производится бурение скважин барьерной и предварительной дегазации, а также дегазации купола обрушения.

Учитывая актуальность выбранной темы, изучив опыт имеющихся технологий различных видов дегазации, на рис. 1 представлено предложение по переоборудованию геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации метаноугольных месторождений.

Количество скважин, их глубина и расположение, конечно же, зависят от многих факторов, которые рассматриваются индивидуально по каждому участку, так же как и назначение буровых работ. По мнению авторов, цель бурения скважин на метаноугольных месторождениях не должна сводиться только к геологическому изучению. Предусмотрев на этапе составления проекта геологоразведочных работ, необходимое количество геологоразведочных скважин и возможность их переоборудования в дегазационные, обеспечивается оптимизация разведочных сетей [4]. А так же это предоставит возможность более рационально использовать период времени проектирования и строительства участка на снижение природной газоносности до начала добычи угля на участке шахтного поля с высокой природной газоносностью угольных пластов.

Запроектированная конструкция скважины должна обеспечить ее долговечность, минимальную металлоемкость и не создавать препятствий для рабочего органа комбайна при отработке пласта. С целью обеспечения безопасности при работе комбайна и предотвращения фрикционного искрения в процессе разрушения обсадной колонны при отработке запасов угля, обсадка скважины в интервалах залегания угольных пластов предусматривается стеклопластиковыми трубами с перфорацией.

Проведенный анализ конструкции скважин применяемых при производстве геологоразведочных работ на угольных месторождениях и технологии производства заблаговременной дегазации с применением плазменно – импульсного воздействия на угольные пласты [5], можно отметить, что для проведения заблаговременной дегазации метаноугольных месторождений с помощью переоборудования геологоразведочных скважин необходимо при составлении проекта разведочных работ учесть следующие особенности в части обоснования комплекса работ и конструкции скважин:

- провести необходимые геофизические исследования в скважинах с целью определения зоны интенсивно трещиноватых пород и водоносных горизонтов;
- предусмотреть обсадку скважин на всю глубину зоны интенсивно трещиноватых пород и водоносных горизонтов;
- выполнить цементацию затрубного пространства в интервале вышеуказанных зон, геофизические

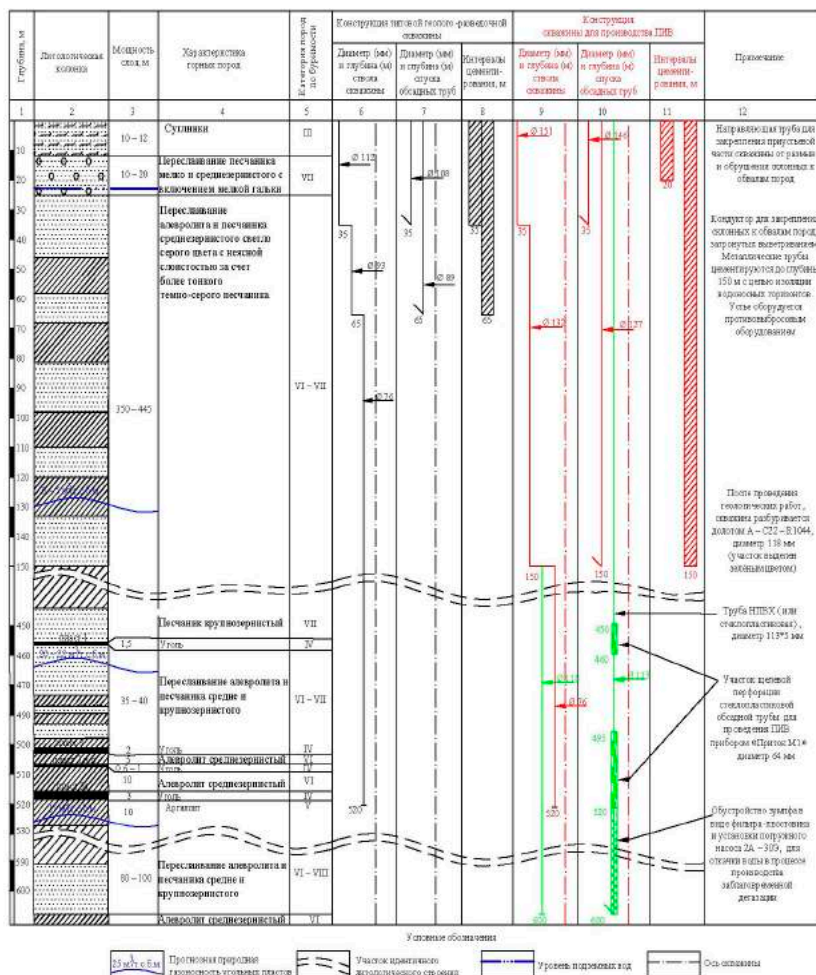


## СЕКЦИЯ 17. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

исследования АКЦ (акустическое качество цементации) и обеспечить надлежащий контроль за качеством выполненных работ;

- рассчитать необходимое количество поливинилхлоридовых (или стеклопластиковых) обсадных труб;
- рассчитать необходимое количество поливинилхлоридовых перфорированных труб;
- предусмотреть строительство зумпфа глубиной 60 – 80 м от почвы нижнего газоносного пласта для производства откачки воды из скважины при выводе ее на рабочий режим откачки метана.

С учетом современных технических возможностей, на рис. 1 представлено предложение по переоборудованию геологоразведочных скважин в скважины разведочно – дегазационного назначения.



**Рис. 1. Типовая конструкция разведочно – дегазационной скважины для производства ПИВ**

Предложенная технология переоборудования геологоразведочных скважин в разведочно – дегазационные скважины позволяет совершенствовать методику геологического изучения, проектирования и производства заблаговременной дегазации угольных месторождений с учётом пространственно – временного расположения горнотехнических систем направленных на обеспечение безопасных условий добычи угля и рациональное освоение недр.

### Литература

1. Методические рекомендации по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы. Утв. МПР России от 5.06.2007 г. № 37-р. / под ред. – М.: Изд-во ФГУ ГКЗ, 2007. – 34 с.
2. Shubina E.A., Lyukyanov V.G. Stimulation of commercial coal seam methane production aimed at improving mining technology // Nature geoscience. – Nature Publishing Group. – 2016. DOI:1038/ngeo2695. С. 012098.
3. Инструкция по дегазации угольных шахт. Утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ. Приказ от 1 декабря 2011 г. N 679.
4. Шубина Е.А., Лукьянов В.Г. Проектирование геологоразведочных работ с целью использования скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов / Е.А. Шубина, В.Г. Лукьянов // Горный информационно-аналитический бюллетень., – 2016. – № 10. – С.377 - 389.
5. Агеев Н.П., Агеев П.Г., Десяткин А.С., Елсуков Г.А. Сейсмические и геофизические исследования результатов плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты с целью извлечения метана. Горная промышленность, – 2015, №5, – с. 70-75.

СЕКЦИЯ 18  
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ  
НЕФТИ И ГАЗА  
НАПРАВЛЕНИЕ «СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ  
ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА»

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ  
НЕСВЯЗНОГО ДИСПЕРСНОГО ГРУНТА ОСНОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА  
ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Л.Б. Антропова, А.В. Грузин

Научный руководитель к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Главной задачей транспортной инфраструктуры любого нефтегазового комплекса является обеспечение его безаварийной и бесперебойной работы. Во многом безаварийность и бесперебойность системы трубопроводного транспорта обеспечивается не только подготовленным квалифицированным персоналом и выполнением им технологических регламентов, но и зависит от качества производства работ и соблюдения действующих нормативных документов при сооружении элементов данной инфраструктуры. Так, например, при строительстве резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов в сложных инженерно-геологических и природно-климатических условиях важная роль отводится его грунтовому основанию, которое должно обеспечивать устойчивость конструкции, подвергающейся в процессе эксплуатации знакопеременным воздействиям различной интенсивности и периодичности. Грунтовое основание резервуара, как правило, устраивают из песчаного грунта средней крупности при его оптимальном увлажнении [3]. Однако, если строительная площадка находится в труднодоступном месте и местные песчаные карьеры не могут обеспечить песком средней крупности, то необходимы дополнительные временные и денежные затраты на его доставку к месту строительства.

Целью исследования являлось изучение зависимости деформационных характеристик грунта от его гранулометрического состава, а также изучение физико-механических свойств отдельных фракций грунта. Ожидалось, что по результатам выполненных исследований будет разработана методика, которая позволит регулировать деформационные свойства дисперсного несвязного грунта путём изменения его гранулометрического состава.

Для решения данной проблемы на базе организованной в Омском государственном техническом университете студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» проводятся исследования, направленные на разработку технологии создания искусственной композиции для устройства грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов, а также на изучение деформационных свойств полученной искусственной смеси. В качестве исходного грунта был использован песчаный грунт поймы реки Иртыш (с. таблицу 1). В соответствии с нормативными документами [4] он был разделен на фракции с помощью лабораторных сит (рис. 1).

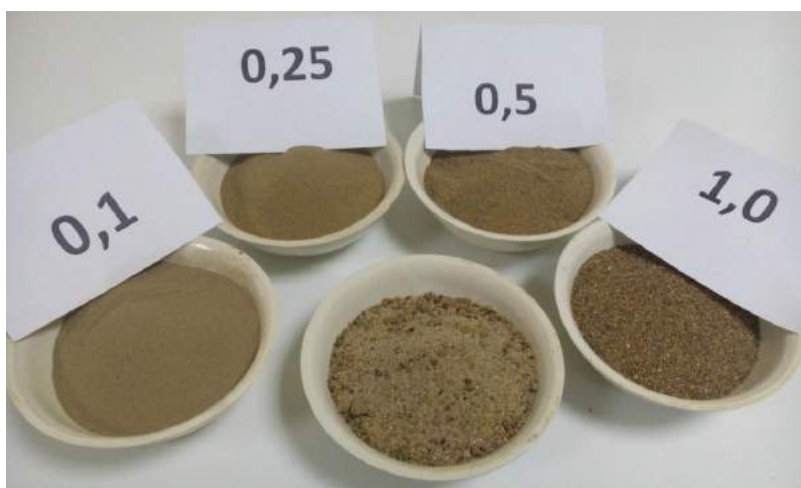


Рис. 1. Исходный образец песчаного грунта и его отдельные фракции

Для исходного грунта и каждой его фракции был проведен ряд компрессионных испытаний, которые представляли собой воздействие на образец грунта нагрузки, возникающей под днищем резервуара при его гидравлических испытаниях. Согласно технической документации [5], гидравлические испытания необходимо проводить ступенчато с выдержкой на определенных этапах заполнения. В соответствии с этим, компрессионные

испытания также проводят поэтапно, ступенчато повышая нагрузку, с выдержкой на каждой ступени нагружения по 5 минут. По достижению максимального давления время выдержки составило 30 минут, после чего исследуемый образец грунта разгружался. В ходе лабораторных испытаний максимальное значение давления на образец составило 180 кПа (нагрузка под днищем резервуара объемом 50000 куб. метров с учетом массы стенок резервуара, оборудования, размещенного на них и массы воды помещенной в резервуар при гидравлических испытаниях).

Таблица 1

Физические характеристики песчаного грунта

Показатели	Фракции грунта, мм							
	Более 10	10—5	5—2	2—1	1—0,5	0,5—0,25	0,25—0,1	Менее 0,1
Содержание фракции, %	2,14	3,87	7,72	13,67	21,34	28,2	20,37	2,69
Насыпная плотность $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	1,49							
Влажность $w$ , %	1							
Плотность частиц грунта $\rho_s$ , г/см <sup>3</sup>	2,61							
Коэффициент пористости $e$ , д.е.	0,74							

На рисунке 2 представлены результаты исследования композитной грунтовой смеси, которая содержит в себе фракции с размером частиц 0,5 мм и 1,0 мм в равных соотношениях.

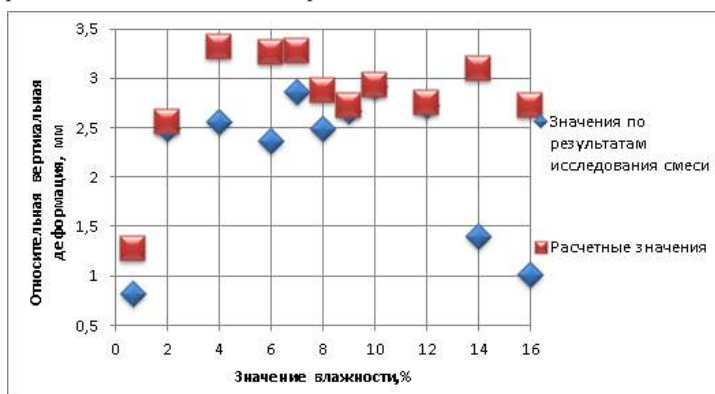


Рис. 2. Результаты лабораторных испытаний образцов песчаного грунта

На основе имеющихся данных о каждой фракции были получены расчетные значения деформации при различной влажности грунта. Также в лабораторных условиях был создан грунт с заданными характеристиками и для этой смеси были проведены компрессионные испытания.

Полученные в ходе выполненных лабораторных исследований данные позволили разработать методику получения композитной грунтовой смеси, которая заключается в изменении механических свойств грунта путем подбора его гранулометрического состава. Очевидно, что данная технология позволяет синтезировать грунт с необходимыми свойствами непосредственно на строительной площадке из уже имеющегося. Дальнейшее проведение лабораторных исследований образцов песчаного грунта с различным гранулометрическим составом позволит уточнить зависимость компрессионных свойств грунта от его гранулометрического состава. Ожидается, что данная технология будет востребована и позволит сократить капитальные затраты при сооружении резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

#### Литература

1. Антропова Л.Б. Изменение характеристик деформируемости несвязных дисперсных грунтов оснований резервуаров для хранения нефти и продуктов её переработки / Л.Б. Антропова, М.И. Гильдебрандт, А.В. Грузин // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность : материалы VI Всерос. науч.-техн. конф., Омск, 10-11 ноя. 2015 г. Омск: изд-во ОмГТУ, 2015. С.94–98.
2. Антропова Л.Б. Техничко-экономические показатели технологии подготовки рационального состава грунтов оснований резервуаров марки РВС / Л.Б. Антропова, А.Д. Русанова, А.В. Грузин // Проблемы геологии и освоения недр : тр. XIX Междунар. науч. симпоз. им. ак. М.А. Усова студ. и молод.уч., Томск, 6–10 апр. 2015 г. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2015. Т. 2. С.535–537.
3. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.
4. ГОСТ12536-79 Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
5. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НДС УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С АБРАЗИВНЫМ ИЗНОСОМ ДНА ВСЛЕДСТВИИ НАЛИЧИЯ В ПОТОКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

**Р.Г. Афанасьев**

*Научный руководитель доцент, кандидат технических наук В. Г. Крец*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

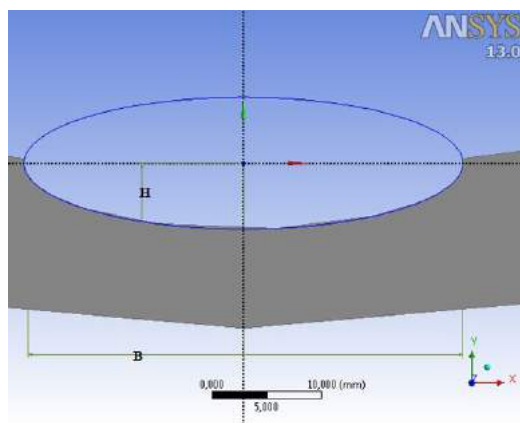
Объектом исследования настоящей работы является абразивное влияние твердых частиц, транспортируемых вместе с потоком природного газа в магистральных газопроводах. Конечной целью моделирования любого дефекта является проверка его влияние на прочностные свойства исходного материала. В связи с этим, естественным представляется создание методики расчета, позволяющего, с использованием некоторых средств компьютерного моделирования, без лишних усилий рассчитать напряженно-деформированное состояние материала.

Исследования, касающиеся абразивного износа магистральных газопроводов актуальны, поскольку, хоть и природный газ перед поступлением в транспортную сеть проходит серьёзную очистку, в эксплуатационной практике встречаются ситуации, когда системы очистки дают сбои, либо когда само сырьё, поступающее с месторождений, имеет специфичный состав с большим содержанием твердых частиц. Более того, в свете недавних открытий относительно влияния наночастиц на интенсивность турбулентных пульсаций в потоках движущихся сред [1], появляется возможность использовать в производственной практике свойства взаимовлияния твердых частиц и транспортируемого потока.

Опыт транспортировки потоков со взвешенными твердыми частицами показывает, что, при отсутствии поворотов трубопровода, абразивный износ его поверхности происходит в районе дна, поскольку твердые частицы стремятся вниз под действием силы тяжести, и, соответственно, максимально интенсивно взаимодействуют именно с донной поверхностью [2].

Принимая во внимание, что абразивный износ, как правило, равномерен по длине трубопровода, задача моделирования абразивного износа носит поверхностный, двумерный характер. В данной работе основными параметрами износа являются: максимальная глубина износа -  $H$ , и максимальная ширина износа –  $B$ .

В качестве примера мы смоделируем абразивный дефект как вырез одной фигуры из тела другой с геометрическими размерами  $H=3$  мм и  $B=40$  мм, и, в дальнейшем, проанализируем напряженно-деформированное состояние получившегося дефектного трубопровода.



*Рис. 1. Эскиз смоделированного дефекта*

В качестве примера для расчета напряженно-деформированного состояния был смоделирован газопровод с параметрами, указанными в Таблице 1. После расчета всех геометрических параметров исследуемого участка газопровода, необходимо задаться нагрузками, действующими как со стороны грунта, так и со стороны грунта, транспортируемого продукта, изоляционного покрытия и металла трубы, а также давлением, действующим на внутреннюю поверхность стенки [3].

**Таблица 1**

<i>Общие параметры газопровода:</i>	
Внутренний диаметр, $d$ :	1000 мм
Толщина стенки, $\delta$ :	15 мм
Длина трубопровода, $L$ :	11 м
Глубина залегания по верхней образующей, $h_0$ :	1,5 м
Плотность природного газа, $\rho_g$ :	0,770 кг/м <sup>3</sup>
Рабочее давление, $P$ :	5,8 МПа
<i>Характеристики грунта [по Тугунову]</i>	
Тип:	Суглинки
Удельный вес, $\gamma$ :	19000 Н/м <sup>3</sup>
Угол внутреннего трения, $\phi_{гр}$ :	20°
<i>Характеристика материала газопровода [4]</i>	
Наименование материала:	Сталь 13Г1С-У
Плотность металла, $\rho_m$ :	7850 кг/м <sup>3</sup>
Предел текучести, $\sigma_{тек}$ :	390 МПа

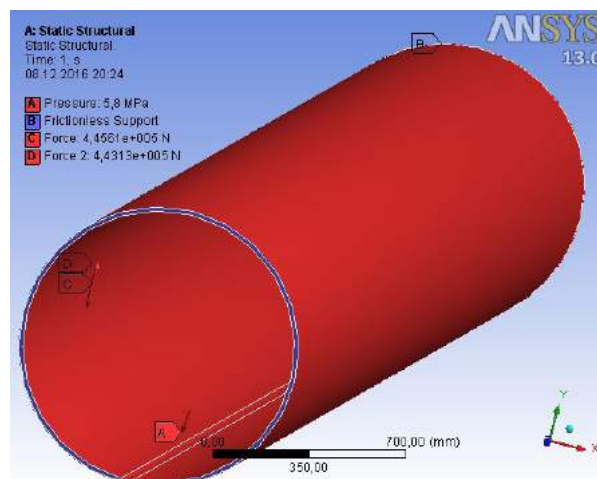


Рис. 2. Нагрузки, действующие на стенку газопрово

Одна из особенностей данного расчета состоит в использовании соотношений, дающих величину в размерностях силы - Н. Это связано с тем, что моделирование напряженно-деформированного состояния газопровода проводилось в среде ANSYS Mechanical, где данный вид нагрузок удобнее задавать в размерностях силы. Следует помнить, что расчетная сила действует на всю полуплощадь газопровода.

Сила, действующая со стороны грунта сверху:

$$F_{\text{сверху}} = \left\{ n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D \cdot \left[ \left( h_0 + \frac{D}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D}{2} \right) \cdot \left( \tan \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right)^2 \right] \right\} \cdot L = 443130 \text{ Н}, \quad (1)$$

где  $n$  коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;  $D$  - наружный диаметр газопровода, м.

Сила (реакция), действующая со стороны грунта, веса транспортируемого продукта, изоляционного покрытия и материала газопровода

$$F_{\text{снизу}} = \left\{ \frac{F_{\text{сверху}}}{L} + 1,1 \cdot n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) + 10^{-2} \cdot P \cdot D^2 \right\} \cdot L = 445611 \text{ Н} \quad (2)$$

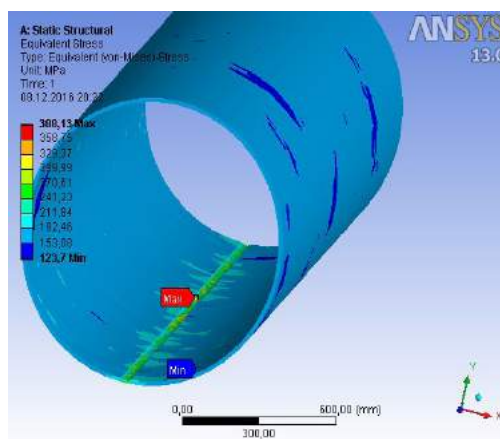


Рис. 3. Эквивалентные напряжения фон Мизеса при абразивном износе

Таким образом, по результатам моделирования напряженно-деформированного состояния газопровода можно сделать вывод, что максимальное эквивалентное напряжение фон Мизеса равно 388,13 МПа и не превышает предела текучести стали 13Г1С-У равное 390 МПа.

#### Литература

1. Liang-Shih Fan, Chao Zhu. Principles of Gas-Solid Flows. Cambridge University Press, 2005.
2. Путилова И.В. Абразивный износ трубопроводов пневмотранспортных установок систем золошлакоудаления и пылеприготовления ТЭС, М.: - 2004.
3. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уфа - ДизайнПолиграфСервис, 2002.
4. ГОСТ 20295-85: Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.

## КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПОД ВЛИЯНИЕМ КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА

Т. Ю. Баклушин, А.О. Шамурадов

Научный руководитель доцент, кандидат химических наук Н.В Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной проблемой промысловых трубопроводов, независимо от способа их прокладки, является их малый срок эксплуатации, который связан с агрессивностью транспортируемой среды. Эта агрессивность определяется наличием в составе флюида пластовой воды (растворенных в ней солей), попутного нефтяного газа и механических примесей. Поэтому, основной проблемой, связанной с эксплуатацией таких систем, является чрезвычайно быстрый коррозионный износ внутренней стенки трубопровода. Так, по оценке современных исследователей [6], на большинстве месторождений промысловые трубопроводы не выдерживают и 5-летнего срока эксплуатации, что требует дополнительных затрат предприятия и применения новых современных технологий, позволяющих продлить «жизненный» ресурс указанных технических объектов.

Основным шагом для решения задачи по выбору эффективного комплекса защитных мероприятий, является определение причин коррозионного износа трубопровода с выявлением основных факторов влияния на скорость коррозии и определение изменения его напряженно-деформированного состояния (НДС) в процессе эксплуатации. Поэтому работы, посвященные указанной тематике, являются актуальными.

Цель работы: сравнение изменения напряженно-деформированного состояния участка промыслового нефтепровода за 10 месяцев эксплуатации с учетом изменения его толщины стенки из-за дефекта.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи: 1) Выбрать необходимый объект исследования; 2) Определить срок исследования и способ измерения скорости коррозии; 3) Построить исследуемый участок в программном комплексе ANSYS, сравнить результаты, сделать выводы.

Объект исследования: участок промыслового нефтепровода «К11- К11А» (далее ПН «К11-К11А») Южно-Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (Ханты-Мансийский автономный округ). Его характеристики: 1) трубопровод предназначен для транспорта сырой нефти (таблица 1); 2) протяженность исследуемого участка составляет 12 км; 3) диаметр трубопровода - 426 мм; 4) исходная толщина стенки - 9 мм; 5) трубопровод изготовлена из стали СТ20 с исходными характеристиками, в соответствии с ГОСТ 1050-88 [8] (предел прочности  $\sigma_b = 471$  МПа, предел текучести  $\sigma_t = 265$  МПа).

Таблица 1

Характеристика сырой нефти и пластовой воды

Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость нефти, мПа·с	Содержание в нефти, %		Минерализация воды, г/л карбонатных солей	Содержание CO <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /т
		серы	пластовой воды		
0,86	1,44	1,35	26,0	11,23	2,74

Для оценки влияния скорости коррозии на изменение толщины стенки ПН «К11- К11А» с августа 2015 года по май 2016 года были проведены исследования с использованием стандартного измерительного прибора Microcorr в соответствии с методикой [7] и гравиметрического метода контроля при помощи образцов-свидетелей, согласно ГОСТ 9.506-87[9]. Результаты измерения проведены при условии: n=3, P≥0,9 (таблица 2).

Таблица 2

Скорость коррозии и потеря металла на участке ПН «К11- К11А» за 10 месяцев эксплуатации

Дата контроля	Средняя скорость коррозии, 10 <sup>-2</sup> мм/год*		Потеря металла, 10 <sup>-2</sup> %	
	прибор Microcorr	гравиметрический метод	по данным прибора Microcorr	по данным гравиметрического метода
Август 2015	1,68	2,69	0,21	0,22
Сентябрь 2015	2,50	1,36	0,20	0,19
Октябрь 2015	3,56	7,08	0,19	0,91
Ноябрь 2015	1,73	3,94	0,34	1,21
Декабрь 2015	2,95	3,03	0,51	0,52
Январь 2016	6,05	1,59	0,89	5,23
Февраль 2016	6,48	1,43	0,38	0,21
Март 2016	7,83	2,95	2,05	0,51
Апрель 2016	8,48	4,64	3,00	0,38
Май 2016	9,1	4,22	4,15	0,95
Ср. значение	6,23	4,50	1,41	1,05

\*Скорость коррозии определяли без ввода ингибитора.

Согласно представленным данным, максимальное значение средней скорости коррозии за указанный период эксплуатации ПН «К11-К11А» получены в результате приборного измерения и составляют 6,23·10<sup>-2</sup> мм/год. Поэтому, для исследования изменения НДС за исходные характеристики были взяты указанные показания. Кроме этого, для исходных данных была рассчитана, в соответствии с [4] распределенная нагрузка от веса трубы  $q_m$  и перекачиваемого продукта  $q_n$  без коррозионного износа ПН:

$$q_m = n_{ев} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,426^2 - 0,408^2) = 1017 \text{ Н/м}^2,$$

где  $n_{ев} = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$ ;

$D_n$  – наружный диаметр трубы;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы.

$$q_n = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,408^2}{4} = 1089 \text{ Н/м}^2,$$

где  $\rho$  – плотность нефти;

$g = 9,81$  – ускорение свободного падения.

В результате расчетов получено:  $q_m = 1017 \text{ Н/м}^2$ , для  $q_n = 1089 \text{ Н/м}^2$ ,  $\sum q_m + q_n = 2106 \text{ Н/м}^2$ . И на основе представленных данных, в программном комплексе ANSYS Workbench были далее построены 2 модели ПН в соответствии с методикой [1]: 1 модель – ПН без учета влияния коррозии на стенку трубы (за исходный принимаем трубопровод введенный в эксплуатацию); 2 модель – ПН через 10 месяцев эксплуатации при транспорте агрессивной среды (нефть, содержащая пластовую воду и растворенный газ). Результаты расчета представлены на рисунках 1, 2.

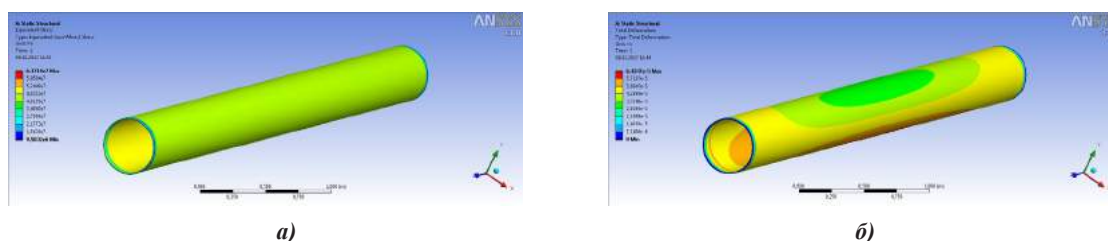


Рис. 1. Расчет нагрузок на ПН без учета коррозионного воздействия на тело трубы: а) эквивалентные напряжения; б) общая деформация

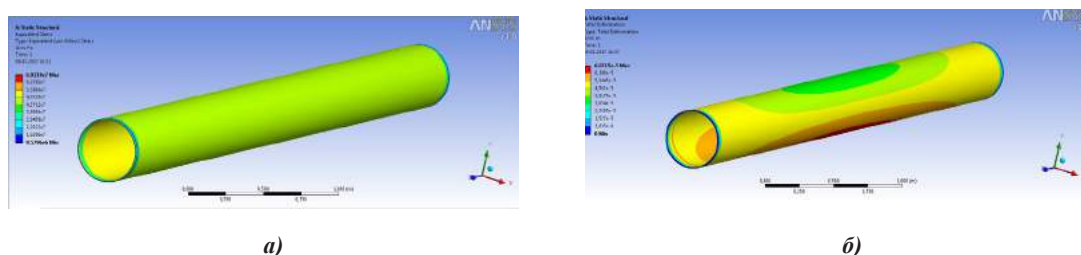


Рис. 2. Расчет нагрузок на ПН с учетом коррозионного воздействия на тело трубы: а) эквивалентные напряжения; б) общая деформация

Из рис.1 и 2 следует, что при моделировании ПН без дефекта (модель 1) максимальные эквивалентные напряжения находятся в пределах не превышающих 64,7 МПа, что находится в допустимом интервале, не влияющем на режим эксплуатации. Для модели 2 за рассматриваемый период утонение стенки составило 0,5023 мм, а максимальные эквивалентные напряжения изменились на 4,5 МПа, что соответствует конечному значению 69,2 МПа. Полученные данные, согласно [8], также не превышают предела прочности и текучести стали. Это указывает на то, что при дальнейшей эксплуатации ПН при скорости коррозии = const, не произойдет его недопустимого утонения (впоследствии разрушения), согласно табличным данным [10], в период не более трех лет. При увеличении срока эксплуатации эквивалентные напряжения, соответствующие пределу текучести стали выйдут за граничные значения (265 МПа).

Для сравнения данных по максимальной деформации ПН, за исходное значение было принято значение, полученное в результате расчетов для модели 1 (0,0643 мм). Для модели 2 получено 0,0687 мм, что не превысило допустимый уровень, находящийся в пределах 6 %, в соответствии с требованиями [10]. Дальнейшая безопасная эксплуатация трубопровода под воздействием агрессивной среды также не превышает 3-х лет эксплуатации.

Выводы: 1) Средняя скорость коррозии на исследуемом участке ПН «К11- К11А» за 9 месяцев эксплуатации при транспорте флюида с содержанием пластовой воды 26 % и содержанием растворенного  $\text{CO}_2$  2,74 м<sup>3</sup>/т находится в пределах  $4,50 \cdot 10^{-2}$  -  $6,23 \cdot 10^{-2}$  мм/год. 2) При таких условиях эксплуатации, для модели 2 значения максимальных эквивалентных напряжения составляют 69,2 МПа. 3) Полученные данные (при условии сохранения скорости коррозии = const) позволяют спрогнозировать безаварийный срок эксплуатации реального ПН, который не превышает периода трех лет.

Литература

1. Бруйка В.А., Фокин В.Г. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.
2. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и ремонта магистрального нефтепровода, Москва, 2000, с. 26.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 928 с.
4. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой). – Москва: Изд-во стандартов, 2012.
5. СП 36.13330.2012: Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.
6. Инюшин Н.В., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В. Осложнения при эксплуатации промысловых нефтепроводов.// Нефтегазовое дело [www: ogbus.net](http://www.ogbus.net) (authors). shai 3.pdf, 2002.
7. СК-01.04.04. Управление целостностью промысловых трубопроводов
8. ГОСТ 1050-88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. – Москва: Изд-во стандартов, 1988.
9. ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. – Москва: Изд-во стандартов, 1987.
10. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов – Москва: Изд-во стандартов, 2012.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТСТОЙНИКА НЕФТИ ПЕРЕЛИВНЫМИ ПЕРЕГОРОДКАМИ**

**А. В. Банин**

*Научный руководитель доцент Е. Н. Пашков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Подготовка нефти на промыслах является одной из главных составляющих добычи нефти. Для дальнейшего транспортирования нефти по трубопроводу на нефтеперерабатывающие заводы от установки подготовки нефти, необходимо производить подготовку нефти до товарного состояния, соответствующего качества. Высокие требования к качеству нефти, актуальны в современных условиях и требует совершенствования процессов их переработки. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество полученных из нее продуктов.

На установках подготовки нефти используемых на месторождениях Томской области проводится предварительная дегазация нефти, сепарация и отделение пластовой воды, глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Готовой продукцией является подготовленная нефть до требований ГОСТ Р 51858-2002. Извлекаемая из скважин нефть, содержит в себе попутный газ, механические неорганические примеси, механические твердые частицы и пластовую воду. В воде растворены соли, чаще всего это хлориды натрия, кальция и магния, реже карбонаты и сульфаты.

В начальный период эксплуатации месторождений нефть обычно бывает безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность увеличивается и со временем достигает более 90%.

Такую грязную и сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) без предварительной подготовки нельзя транспортировать, для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Наличие пластовой воды в нефти удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. Перекачка балластовой воды ведет к росту транспортных расходов, что по сути бессмысленно (пластовая вода нужна для поддержания пластового давления в системе ППД) кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию.

Одним из устройств подготовки нефти является отстойник нефти. Отстойники нефти горизонтальные с перегородками, установленные на установках подготовки нефти предназначены для обезвоживания нефти с сепарацией газа, оставшегося в нефтяной эмульсии, рассчитанные на условное давление от 1,0 до 2,5 МПа и с температурой рабочей среды не более 100°С. В основном используются отстойники нефти без перегородок, полые.

Такие отстойники справляются с задачей подготовки нефти на начальных этапах разработки месторождений, когда низкая обводненность нефти. Но с увеличением срока эксплуатации месторождений, растет и процент обводненности нефти, полый отстойник нефти без перегородок не может справляться с задачей подготовки нефти до нужных параметров обводненности (0,5%). Проблему уменьшения обводненности нефти можно решить разными способами, такими как установка дополнительного отстойника, или модернизация уже имеющего.

Основной способ модернизации отстойника установка в его рабочей полости переливных перегородок. Которые позволяют улучшить разделение газонефтяноводяной эмульсии на межфазные составляющие. Устанавливать перегородки можно двумя способами на одном уровне, либо ступеньками.

С учетом требований практики рекомендовано использовать отстойник с системой перегородок оборудованных в зоне отстоя жидкости внутри аппарата Перегородки размещаются поперек отстойника, при этом перегородки сверху и снизу не доходят до стенки емкости. Нефтяная фаза движется вверх перегородок, а водная соответственно ниже перегородок.



Перегородки установлены через равные промежутки, каждая последующая ниже предыдущей. Нефть перетекает поверх перегородок тонким слоем из отсека в отсек освобождаясь от газа и воды. Последняя перегородка снизу глухая, образует отсек, в котором скапливается очищенная нефть с последующим выведением ее из аппарата.

Эмульсия поступает в отстойник перед первой перегородкой, и после заполнения отстойника жидкостью выше нижней кромки перегородки отделившаяся из эмульсии вода перетекает из одного отсека в другой через нижнюю кромку перегородок, до предпоследнего отсека, откуда забирается вода.

Более тонкая очистка нефти от свободного газа, воды и механических примесей происходит благодаря многократному переливу нефти через перегородки. Весь процесс проходит за сравнительно короткое время.

Показатели работы полого отстойника нефти указаны в таблице 1 на примере установки подготовки нефти Северо-Останинского месторождения.

Таблица 1

Показатели работы полого отстойника

Начальная обводненность, %масс	Конечная обводненность, %масс	Время осаждения, мин	Содержание солей, мг/л
10	0,30	114,5	33,2
15	0,34	93,6	40,6
20	0,38	80,1	49,6
25	0,42	65,4	58,4
30	0,46	48,7	67,7
35	0,50	43,2	77,4

Исходя из этого видно, что при начальной обводненности более 35 процентов масс. Отстойник не будет справляться с качеством подготовки товарной нефти. Поэтому далее приведена модернизация отстойника нефти с установкой переливных перегородок и произведены расчеты.

Основными параметрами отстойника с перегородками являются число и размеры перегородок которые определяются расчетом.

Схема расчета изображена на рисунке.

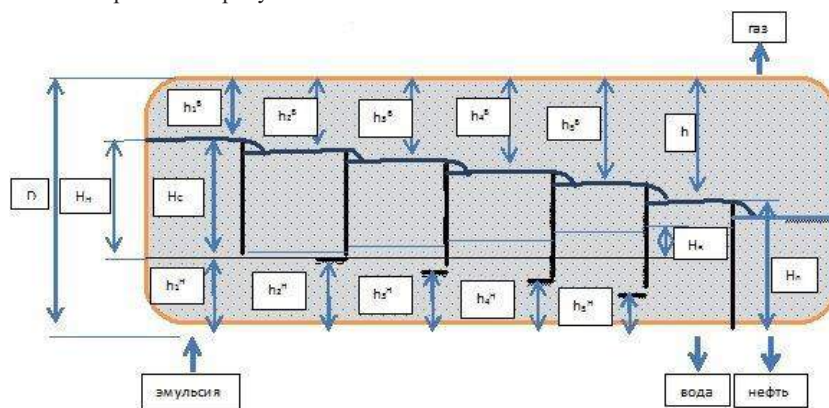


Рис. 1. Расчетная схема системы

Исходными данными для расчета:

- плотность нефти  $\rho_H$ ;
- плотность воды  $\rho_B$ ;
- диаметр корпуса отстойника  $D$ ;

Формула равенства гидростатического давления столбов нефти и воды в сообщающемся сосуде:

$$H_H \cdot \rho_H = H_B \cdot \rho_B \quad (1)$$

где:  $H_H$  – высота столба нефти,

$H_B$  – высота столба воды.

Сначала нужно задать величину  $H_B$  учитывая диаметр корпуса отстойника  $D$  и высоту пространства для газа, нефти и воды.

Используя величину  $H_B$  по формуле (1) находим  $H_H$  и вычисляем разность высот столбов нефти  $H_H$  и воды  $H_B$ :

$$\Delta H = H_H - H_B \quad (2)$$

Требуется задать разность высот перегородок  $\Delta h$ . Рекомендованное значение:

$$\Delta h = 0,02 \dots 0,03 \text{ м.}$$

Зная разность высот столбов воды и нефти, а также разность высот перегородок, определяется максимальное их число:

$$N_{\max} = \frac{\Delta H}{\Delta h} \quad (3)$$

При размещении перегородок по высоте отстойника необходимо учитывать уровень раздела «нефть-вода» в предпоследнем отсеке, который изменяется в пределах регулирования раздела фаз. Величина изменения раздела фаз определяет высоту нижних кромок перегородок.

Компоненты газожидкостной смеси распределяются по объему в соотношении 1/3.

Пропускная способность отстойника зависит от скорости всплытия частиц нефти в воде и оседания капель воды в нефти:

$$V = \frac{0,056(\rho_B - \rho_H)d^2g}{\mu} \quad (4)$$

где  $\rho_H$ ,  $\rho_B$  – плотности нефти и воды, кг/м<sup>3</sup>;

$d$  – диаметр частиц нефти или капель воды, мкм;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\mu$  – динамическая вязкость среды, т.е. нефти или воды, МПа·с.

Скорость отстоя зависит от размера частиц  $d$ . Укрупнение частиц провоцирует ускорение процесса отстоя. Поэтому для отстойника определяющим фактором является подготовленность эмульсии.

Время оседания частиц принимается за время пребывания эмульсии в отстойнике. Время оседания тем меньше, чем тоньше слой жидкости. Оснащение отстойника перегородками позволяет уменьшить толщину слоя жидкости в котором происходит отстой с 2 метров до 0,1 – 0,2 метров. Время отстоя при этом сокращается пропорционально уменьшению слоя жидкости.

Слой жидкости перелива через верхнюю кромку перегородки непосредственно связан с расходом жидкости, который определяется по формуле:

$$Q = m^0 b \sqrt{2g} * H^{3/2} \quad (5)$$

где:  $Q$  – расход жидкости;

$b$  – ширина водослива (перегородки);

$H$  – геометрический напор (толщина слоя жидкости выше кромки перегородки);

$m$  – коэффициент расхода водослива.

Формула (5) отражает зависимость между расходом жидкости и геометрическим напором. При этом пропускная способность отстойника ограничивается скоростью оседания частиц.

Коэффициент расхода водослива  $m$  найден экспериментальным путем с учетом вязкости жидкости:

$$m = 0,069 + 2,476 \frac{\mu_B}{\mu_H} \quad (6)$$

где:  $\mu_B$  – динамическая вязкость воды;

$\mu_H$  – динамическая вязкость нефти.

Рекомендованная формула пропускной способности отстойника с перегородками для ориентировочных расчетов:

$$Q = 300 \times V, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (7)$$

где  $V$  – вместимость отстойника, м<sup>3</sup>.

Исходные данные для расчета ОН-1 с перегородками:

$L=12300$ мм – длина отстойника;

$D=3000$ мм – диаметр отстойника;

$\rho_B=1027$ кг/м<sup>3</sup> – плотность воды;

$\rho_H=772,7$ кг/м<sup>3</sup> – плотность нефти;

$\rho_э=799,67$ кг/м<sup>3</sup> – плотность эмульсии;

$d=0,0287$ см – диаметр капли воды;

$\mu_B=1,0$ МПа·с – вязкость воды;

$\mu_H=2,52$ МПа·с – вязкость нефти;

Результаты расчетов:

$H_B=0,6$ м – высота водяной подушки;

$H_H=0,8$ м – высота нефтяного столба;

$\Delta H=0,2$ м – разница между столбами воды и нефти;

$N_{\max}=6$ шт – Максимальное количество перегородок.

Высота перегородок:

1=2,1м; 2=1,82м; 3=1,54м; 4=1,26м; 5=0,98м; 6=0,7м; 7=0,42м.

Масса аппарата 22021 кг.

Провели исследование подготовки нефти на Северо-Останинском месторождении, с учетом рассчитанных параметров перегоронок.

Таблица 2

*Результаты расчётов*

Начальная обводненность, %масс	Конечная обводненность, %масс	Время осаждения, мин	Содержание солей, мг/л
10	0,05	64,5	18,6
15	0,09	55,8	20,9
20	0,16	47,6	23,3
25	0,26	39,9	25,4
30	0,34	33,2	29,1
35	0,41	30,1	32,3

При начальной обводненности нефти в диапазоне от 10 до 35% конечная обводненность составила от 0,05 до 0,41%, что соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002. Исходя из расчетов видно, что время осаждения уменьшилось в 1,5 раза, а содержание солей снизилось на 50%.

**Литература**

1. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002. 672
2. Гершуни С. Ш ., Лейбовская М. Г. Оборудование для обессоливания нефти в электрическом поле М.:ЦИИТиХИМИЕФТЕМАШ, 1983, с.32.
3. Левашова А.И., Кравцов А.В., Сухинина О.С. Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 156 с.

**КЛАССИФИКАЦИЯ ТОРФЯНЫХ СОРБЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ  
ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ**

**В.А. Бокор**

*Научные руководители доцент Чухарева Н.В., доцент Зарубин А.Г.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Современные технологии добычи и транспорта нефтяных углеводородов могут оказывать существенное влияние на сохранение экологического баланса окружающей среды. Это связано с возникающими в процессе эксплуатации трубопроводов и хранилищ аварийными разливами. Поэтому, неотъемлемой частью успешной деятельности добывающих и транспортирующих Компаний является применение новых комбинированных технологий. Решение данной задачи невозможно без использования универсальных, недорогих и экологически чистых сорбционных материалов, в том числе на основе торфа, свойства которого, такие как, удерживать в связанном состоянии нефть, время сорбирования, гидрофобность, во многом определяются его природным составом.

Ввиду высокой вариабельности входящих в него компонентов, выбор торфяного сорбента может быть ограничен, поэтому для расширения исходной базы сорбционных материалов, возможна его унификация при помощи термического воздействия при малых скоростях нагрева в среде собственных газов разложения [2]. Но для оценки такого воздействия на глубину преобразования исходного вещества торфяного сорбента требуется проведение классификации сорбционных материалов при помощи проекционного метода для определения специфических особенностей, обуславливающих влияние степени разложения.

Цель данной работы состоит в изучении классификации торфяных сорбционных материалов на основе физико-химических свойств по группам в зависимости от степени разложения.

В качестве объектов исследования были выбраны образцы репрезентативных торфов Томской области (далее – образцы), термически обработанные при температуре до 250 °С со скоростью 5 °С/мин. Далее они были исследованы следующими способами: по методике [4] был проведён элементный С,Н,О+S-анализ (ЕС), оптические свойства торфа были исследованы методом ИК-спектроскопии [1], а так же проведен групповой химический анализ торфа (GC) по методике [6].

На основе проведенных экспериментов были рассчитаны относительные изменения свойств торфов под влиянием температурного пиролиза:

- относительное изменение элементного состава;
- относительное изменение отношений оптических плотностей полос поглощения алифатических заместителей к оптическим плотностям ароматических полисопряженных систем;
- относительное изменение содержания отдельных групповых составляющих торфяных образцов.

Одним из решений поставленной задачи может быть применение метода главных компонент, на основе которого возможно осуществить классификацию образцов в новом пространстве главных компонент пониженной размерности [5].

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- построить матрицу данных по физико-химическим свойствам торфа в зависимости от степени разложения;
- понизить размерность матрицы данных и рассмотреть распределение свойств образцов в пространстве главных компонент в зависимости от степени разложения;

Результаты проведенных исследований были представлены в матрице исходных данных десятью переменными. Для понижения размерности исходных данных был использован метод главных компонент (РСА). Результаты понижения размерности представлены на рисунке в координатах главная компонента 2 от главной компоненты 1 (ГК 2 – ГК 1).

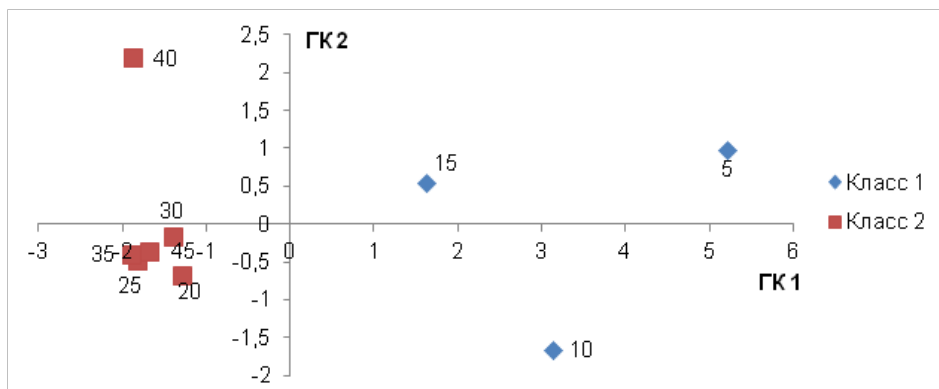


Рис. 1. Распределение свойств образцов в пространстве ГК 2 – ГК 1 (Числовыми значениями обозначена степень разложения, %)

Из рис. видно, что данные можно разделить по отношению к ГК 2 на два класса: Класс 1 – образцы, имеющие степень разложения от 5 до 15 % и Класс 2 – имеющие степень разложения свыше 15 до 45 %.

Данная закономерность подтверждается в исследованиях [3], где установлено, что в результате термообработки торфяные сорбенты из торфа малой степени разложения (Класс 1) в большей степени повышают нефтеемкость по отношению к сорбтиву, чем сорбенты, относящиеся ко второму классу (Класс 2), в соответствии с представленной классификацией. Поэтому, термическая модификация сорбентов малой степени разложения (Класс 1) в большей степени положительно влияет на улучшение сорбционных материалов для ликвидации аварийных разливов нефти.

#### Литература

1. Chukhareva N., Korotchenko T., Rozhkova D. Impact of heat treatment on the structure and properties of Tomsk region peat //Procedia Chemistry. – 2014. – Т. 10. – С. 535-540.
2. Chukhareva N. V. et al. Oil spill utilization by peat sorbent //Neftyanoe Khozyaistvo-Oil Industry. – 2014. – №. 7. – С. 116 – 120.
3. Chukhareva N. V., Yurkin A. A. Thermal activation of peat sorption properties and humic acids in respect to oil and organic solvents //Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2015. – №. 11. – С. 150 – 152.
4. Fadeeva V. P., Tikhova V. D., Nikulicheva O. N. Elemental analysis of organic compounds with the use of automated CHNS analyzers //Journal of analytical chemistry. – 2008. – Т. 63. – №. 11. – С. 1094-1106.
5. Jolliffe I. Principal component analysis. – John Wiley & Sons, Ltd, 2002.
6. Lishtvan I. I., Korol N. T. Basic properties of peat and methods for their determination //Minsk: Science and technology. – 1975. – Т. 320.

### ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ 30С905НЖ

Волков А.Э.

Научный руководитель доцент кафедры ТХНГ Веревкин А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Российская Федерация, город Томск

На линейной части трубопровода используется запорная арматура. Запорная арматура – это вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока среды [5].

Согласно Регламенту входного контроля ОАО АК Транснефть на магистральных нефтепроводах используются клиновые задвижки 30с905нж; 30с511нж; ЗКЛПЭ-75 [6]. Из приведенных типов задвижек была выбрана 30с905нж. Схема данной задвижки взята с сайта компании НефтеГазСервис, где была приведена общая таблица габаритных размеров [4]. С помощью схемы создана геометрическая модель задвижки. Условный диаметр задвижки 1000 мм. В качестве материала была использована легированная сталь. В ходе работы было смоделировано движения потока в задвижке при условиях, что скорость потока 7 м/с, давление потока р=840 кг/м<sup>3</sup> и температура потока t=15<sup>0</sup> [1, 2, 3].

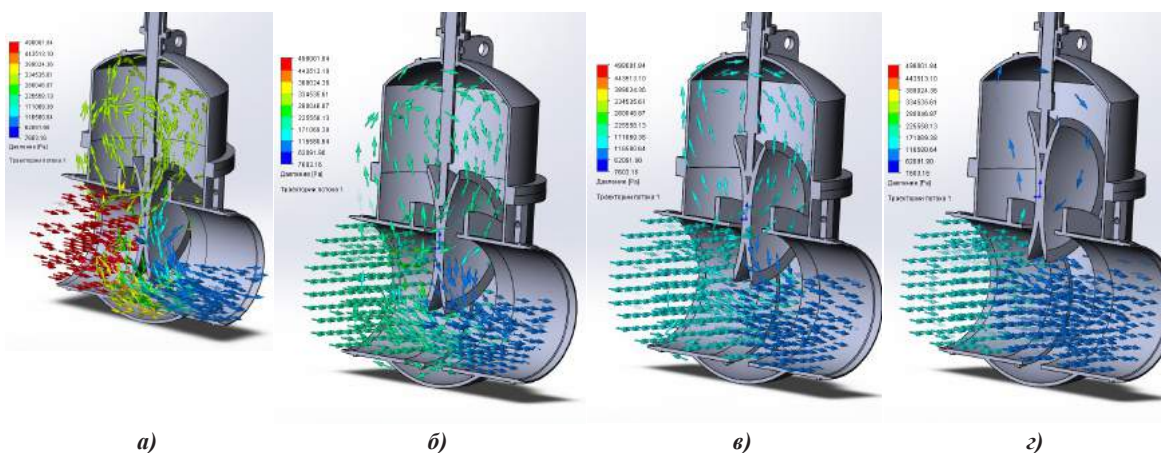


Рис. 1. Изменение давления в потоке нефти: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; г) клин поднят на 4/5

Продемонстрированы гидродинамические изменения давления в потоке (Рис.1). Показано, что при поднятии клина на 1/5 давление перед клином значительно увеличивается.

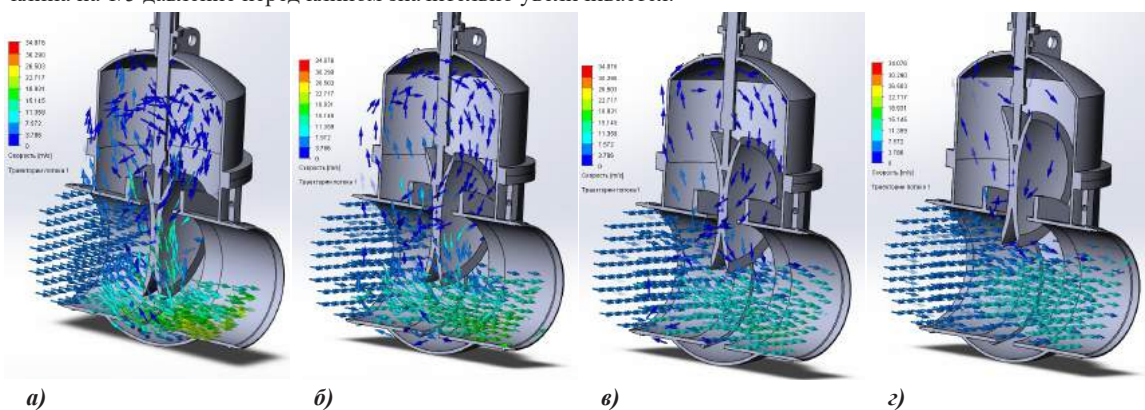


Рис. 2. Изменение скорости в потоке нефти: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; г) клин поднят на 4/5

Далее наблюдается изменение скорости в потоке нефти (Рис.2). При поднятии клина на 1/5 скорость после клина увеличивается.

Экспортировав данные, рассматриваем напряжено-деформационное состояние задвижки.

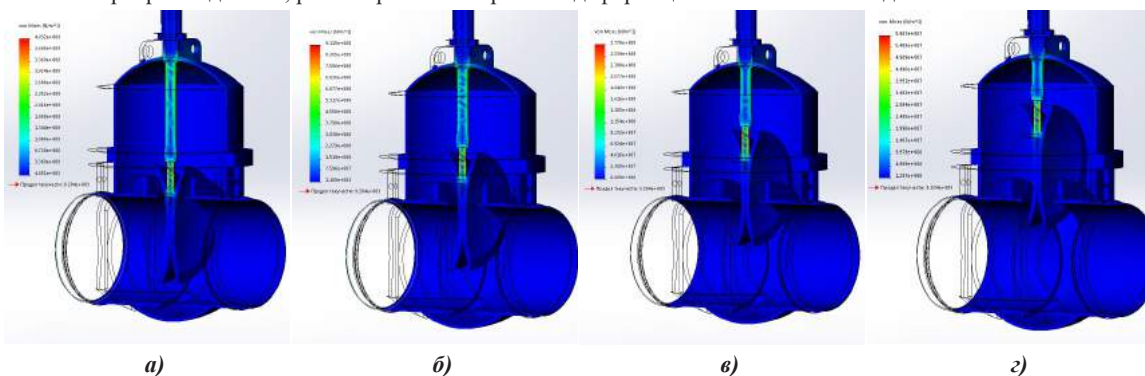


Рис. 3. Диаграммы эквивалентных напряжений: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; г) клин поднят на 4/5

На рисунке 3 показаны диаграммы эквивалентных напряжений, полученные методом конечных элементов. Видно, что наибольшее напряжение возникает в штоке, чем в корпусе задвижки. Из-за относительно небольшой жесткости штока нижняя часть клина смещается на 0,76 мм. Отсюда следует, что для уменьшения напряжения необходимо изготавливать данные части арматуры из более прочных сплавов.

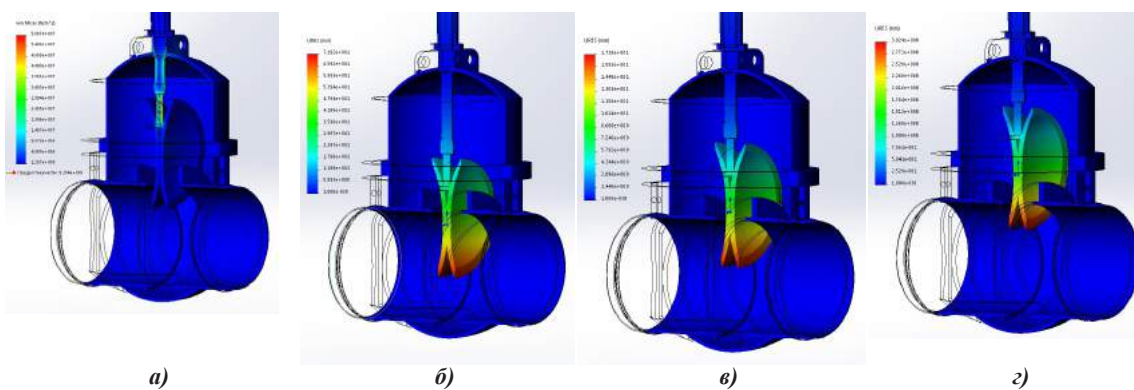


Рис. 4. Диаграммы полных деформаций: а) клин поднят на 1/5; б) клин поднят на 2/5; в) клин поднят на 3/5; з) клин поднят на 4/5

На диаграмме полных деформаций (рис. 4) показано, что конец клина будет максимально перемещаться относительно начального положения.

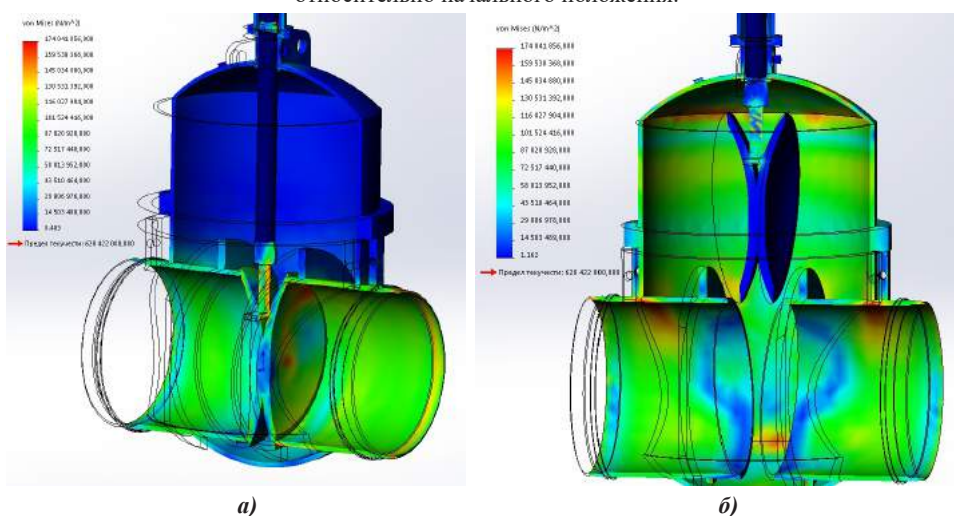


Рис. 5. Диаграммы эквивалентных напряжений: а) закрытой задвижке; б) открытой задвижке

Напряжение на клин и шток больше, чем на корпус, поэтому они рассмотрены отдельно. При опущенном клине напряжение создается в месте соединения запорной арматуры и трубы. При поднятом клине напряжение создается в местах соединения стенок корпуса. Давление на клин создает дополнительное давление на шток.

Проводя инженерный анализ с помощью метода конечных элементов в вычислительном комплексе Solidworks, можно сделать следующие выводы:

- для промывки запорной арматуры более приемлемо открытие клина на 2/5-3/5, так как это позволит создавать поток, перекачиваемый среды который позволяет более эффективно очищать от скопившихся внутри корпуса АСПО;
- максимальная деформация приходится на клин и шток. Таким образом, для уменьшения деформации можно изготавливать данные части арматуры из более прочных сплавов или изменять саму конструкции задвижки;
- для уменьшения напряжения в корпусе задвижки необходимо сгладить переход между поверхностями в местах концентраторов напряжений, то есть сделать переход более округлым, а также увеличить сечение или толщину стенок в местах соединения стенок корпуса.

Получение результаты позволяют сделать вывод о целесообразности дальнейших исследований в данном направлении с целью внедрения изменений в конструкции, что позволит существенно повысить ресурс запорной арматуры.

#### Литература

1. ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная, запорная. Нормы герметичности затворов.
2. ГОСТ 5762-74. Задвижки на условное давление  $P_y \leq 25$  МПа. Общие технические условия.
3. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы.
4. НефтеГазСервис [Электронный ресурс]. - URL: <http://ngs-penza.ru/catalog/uo/?name=30c905нж> (дата обращения 23.09.2016).
5. Справочник по арматуре для газо- и нефтепроводов. – Л.: Недра, 1988. – 462 с.
6. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: Справочное пособие. – М.: Недра, 1976.

## ОТВОД ЗАРЯДОВ ПРИ ОПЕРАЦИЯХ С ЖИДКИМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

И.И. Гавриляк

Научный руководитель доцент М.С. Салтымаков

Научно-исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Задача обеспечения надежной эксплуатации и взрыво- и пожаробезопасной работы трубопроводов и систем хранения нефти и нефтепродуктов является главной проблемой на сегодняшний день. В настоящее время происходит активное увеличение производительности перекачивающих систем и трубопроводов, а также объемов нефтепродуктов, перекачиваемых по этим трубопроводам (системам). С каждым годом размер экспортируемой из нашей страны нефти и нефтепродуктов увеличивается, строятся новые линии трубопроводов, возрастают объемы нефтепродуктов, перекачиваемых через существующие трубопроводы.

С целью обеспечения соответствующего качества нефтепродуктов в системах трубопроводов используются различные фильтры и системы очистки конечного продукта - нефтепродуктов, применяются также различные присадки и сорбенты. Все это вместе с увеличением производительности систем перекачки выводит на первое место задачу по устранению возникновения статического электричества в трубопроводах и системах хранения нефти и нефтепродуктов.

Скорость движения электризующихся жидкостей по трубопроводам и истечения их в аппараты, в случае если существует возможность образования взрывоопасных концентраций газо-паровоздушных смесей, должна ограничиваться до такой величины, чтобы заряд, приносимый в приемную емкость с потоком жидкости, никак не имел возможность вызвать с ее поверхности искрового разряда с энергией, необходимой для воспламенения окружающей взрывоопасной среды.[2] Допустимые скорости движения жидкости по трубопроводам и истечение их в аппараты (емкости, резервуары) устанавливаются в каждом отдельном случае в зависимости от свойств жидкости, диаметра трубопровода и свойств материалов его стенок, а также других условий эксплуатации. При этом должны учитываться следующие ограничения транспортировки и истечения жидкостей:

1) для жидкостей с удельным объемным электрическим сопротивлением никак не более  $10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  - до 10 м/с;

2) для жидкостей с удельным объемным электрическим сопротивлением свыше  $10^5$  и до  $10^9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  - до 5 м/с;

3) для жидкостей с удельным объемным электрическим сопротивлением более  $10^9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  допустимые скорости транспортировки и истечения устанавливаются для каждой жидкости отдельно; предельно допускаемой устанавливается скорость, при которой (при данном диаметре трубопровода) потенциал на поверхности жидкости в приемной емкости никак не превышает для углеводородных взрывоопасных сред - 4000 В, а для взрывоопасной смеси водорода, ацетилена или паров сероуглерода с воздухом - 1000 В.

Во взрывоопасных зонах при движении заряженной статическим электричеством системы увеличивает запасенная в ней электрическая энергия (к примеру, отрыв от поверхности жидкости твердого тела или заряженных противоположным знаком предметов, движение плавающих на поверхности электропроводных предметов и т.п.). При этом с целью обеспечения электростатической искробезопасности разрешается потенциал на поверхности жидкости или оборудования не более 115 В, для смесей углеводородных газов с воздухом и не более 30 В - для смеси водорода с воздухом, ацетилена с воздухом и паров сероуглерода с воздухом;

4) при заполнении порожнего резервуара жидкостью, обладающей удельным объемным электрическим сопротивлением более  $10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , скорость закачки обязана ограничиваться до 1,2 м/с до момента, когда конец загрузочной трубы окажется ниже уровня зеркала закачиваемого продукта при диаметре трубопроводов до 200 мм.

В абсолютно всех насосных по закачке горючих и взрывоопасных веществ в резервуары обязаны вывешиваться таблицы максимальных расходов на разных стадиях заполнения резервуаров, имея в виду максимально допустимую скорость.[4] Для уменьшения потенциалов в приемной емкости при закачке жидкостей с удельным объемным электрическим сопротивлением выше  $10^9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  рекомендовано использовать релаксационные емкости, представляющие собой горизонтальный участок трубопровода увеличенного диаметра, находящийся непосредственно у входа в приемную емкость. Для нефти (безводной) удельное объемное электрическое сопротивление находится в диапазоне  $10^{10}$ - $10^{15} \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . При этом диаметр релаксационного участка трубопровода должен быть не менее:

$$D_p = 1,41 \cdot DV^{\frac{1}{2}}$$

где  $D_p$  - диаметр релаксационной емкости, м;

$D$  - диаметр трубопровода, 1,02 м;

$V$  - скорость жидкости в трубопроводе, 3 м/с;

$$D_p = 1,41 \cdot 1,02 \cdot 3^{\frac{1}{2}} = 2,49 \text{ м}$$

Длина его должна быть не менее:

$$L = 2,2 \cdot 10^{-11} \epsilon \rho$$

где  $\epsilon$  - диэлектрическая постоянная жидкости;  $\epsilon=2...2,5$

$\rho$  - удельное объемное электрическое сопротивление жидкости,  $10^{10} \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

$$L = 2,2 \cdot 10^{-11} \cdot 2 \cdot 10^{10} = 0,44 \text{ м}$$

Запрещено использование резервуаров, в которых замечены плавающие на жидкости инородные тела,

оторванные поплавки и т.д. Поплавки для поплавковых или буйковых уровнемеров обязаны быть изготовлены из электропроводного материала и при любом положении обладать электрическим сопротивлением по отношению к земле не более 100 Ом. Применение поплавковых устройств из неэлектропроводных материалов в резервуарах с нефтепродуктами разрешается только по согласованию со специализированной организацией, занимающейся защитой от статического электричества в данной отрасли. Поступление жидкости в аппараты, резервуары, цистерны, тару, обязаны производиться ниже уровня, находящегося в них остатка жидкости таким образом, чтобы ни в коем случае, не допускать её разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Не разрешается налив горючей жидкости свободно падающей струей. Промежуток расстояния от конца наливной трубы до дна приемного сосуда не должно превышать 200 мм, в противном случае струя должна быть направлена вдоль стенки резервуара или сосуда. Ручной отбор проб из резервуаров и емкостей, а также замер уровня с помощью мерных лент и метрштоков через люки допускается только после прекращения движения жидкости, когда она находится в спокойном состоянии. При этом устройства для проведения измерений обязаны быть произведены из токопроводящего материала ( $r < 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ) и заземлены. В случае если удельное электрическое сопротивление жидкости выше  $10^9 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , то ручной отбор проб и измерение уровня допускается производить через 20 минут после окончания операции по закачке жидкости. Измерение уровня в резервуарах и емкостях при движении взрывоопасных веществ должны производиться дистанционными автоматическими уровнемерами, а отбор проб через специальное устройство.[3]

Наибольшее значение плотности электрического заряда, при котором напряженность поля в трубопроводе достигнет электрической прочности и произойдет искровой разряд, находится по формуле:

$$\rho_{кр} = 2E_{кр}\varepsilon\varepsilon_0 / a$$

где  $\rho$  - предельная плотность электрического заряда,

$E_{кр}$  - напряженность электрического поля, при которой возможно искрообразование для углеводородов составляет  $30 \cdot 10^6 \text{ В/м}$  (для неоднородного поля)

$\varepsilon$  - относительная диэлектрическая проницаемость среды,  $\varepsilon=2...2,5$ .

$\varepsilon_0$  - электрическая постоянная,  $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ ,

$a$  - радиус трубопровода.

$$\rho_{кр} = 2 \cdot 30 \cdot 10^6 \cdot 8,85 \cdot 10^{-12} \cdot 2/1,02 = 0,104 \cdot 10^{-2} \text{ Кл/м}^3$$

Из формулы следует, что предельное значение электрического заряда пропорционально относительной диэлектрической проницаемости перекачиваемого нефтепродукта, пробивной напряженности электрического поля и обратно пропорционально радиусу трубопровода.[1]

Зная что напряженность электрического поля, при которой возможно искрообразование для различных газовых сред при нормальной температуре и давлении составляет  $E_{кр} = 3 \cdot 10^6 \text{ В/м}$  (для однородного поля).

Тогда можно определить критическое значение плотности поверхностного заряда:

$$q_{кр} = E_{кр}\varepsilon\varepsilon_0 \approx 30 \text{ мкКл/м}^2$$

#### Литература

1. Власова Е.П. Повышение безопасности систем хранения нефти путем нейтрализации статического электричества: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.–Тюмень, 2008г.– 56 с.
2. Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. -М.: Химия, 1977.
3. РТМ 6-28-007-78 Допустимые скорости движения жидкостей по трубопроводам и истечения в емкости (аппараты, резервуары)
4. РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»



## КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА С УЧЕТОМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ

Е. Ю. Гвоздырев

Научный руководитель доцент, кандидат технических наук В. Г. Крец  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтегазового комплекса нашей страны во многом определяется созданием системы транспорта углеводородов, основным видом которого является трубопроводный транспорт. Значительная часть магистральных нефтепроводов нашей страны в настоящее время имеет большой срок эксплуатации. Статистика закономерно связывает аварийные ситуации на магистральных нефтепроводах с их «возрастом» [1]. Вопрос анализа состояния магистральных нефтепроводов является актуальным. Его актуальность значительно возросла в последнее время в связи с длительным сроком эксплуатации большинства имеющихся нефтепроводов и их значительной изношенностью, а также из-за повышения требований к экологической безопасности.

Под воздействием условий эксплуатации в трубопроводах с течением времени накапливаются и развиваются трещиноподобные дефекты. По данным эксплуатации характер повреждений трубопроводов, нагруженных внутренним давлением и осевой растягивающей или сжимающей силой, связан с наличием несквозных поверхностных трещин. Вследствие того, что трещина является жестким концентратором напряжений, в области вершины трещины возникают пластические деформации.

Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в различных условиях от горных районов до болотистых местностей. В каждом конкретном случае надземная прокладка трубопроводов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами, которые подтверждают экономическую эффективность, техническую целесообразность и надежность трубопровода.

Надземные переходы подразделяются на подвесные (вантовые), арочные, балочные.

Надземные балочные переходы могут быть выполнены одно- или многопролетными, с компенсаторными устройствами и без них. Наиболее экономичными конструктивными схемами являются одно- и многопролетные (число пролетов не более четырех) балочные переходы без компенсации продольных усилий.

Трубы магистральных нефтепроводов (а также нефтепродуктопроводов и газопроводов) изготавливают из стали, т.к. это экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал [2].

Целью данной работы является определение условий обеспечивающих прочностные характеристики стальных нефтепроводов для обеспечения их надежной и долговечной эксплуатации. В процессе технологического цикла изготовления и эксплуатации нефтепроводов из стали в них могут возникать нагрузки различного характера, которые в итоге приводят к формированию трещин и в дальнейшем к разрыву. Наиболее характерными являются нагрузки, связанные с технологическими режимами работы трубопровода. Во-первых, к ним относится расчетная квазистатическая рабочая нагрузка конкретного трубопровода. Во-вторых, в зависимости от применяемых насосов, задвижек в трубопроводе могут возникать динамические нагрузки в виде импульсных, осциллирующих и собственных колебаний жидкости на участке между запорными элементами.

Размеры трещины: длина 2020 мм, глубина 4 мм, ширина трещины 3 мм. Диаметр исследуемого нефтепровода 720 мм, толщина стенки 10 мм, рабочее давление 5 МПа, температура окружающей среды 22°C. Нефтепровод проходит над землей, плотность нефти  $\rho = 750 \text{ кг/м}^3$ . Характеристика материала трубы: сталь СТ20 со следующими механическими характеристиками: предел прочности  $\sigma_b = 471 \text{ МПа}$ , предел текучести  $\sigma_t = 265 \text{ МПа}$  [3]. На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы и перекачиваемого продукта –  $q = q_t + q_n$ .

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,720^2 - 0,700^2) = 1925 \text{ Н/м}^2,$$

где  $n_{св} = 1,1$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$ ;

$D_n$  – наружный диаметр трубы;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы.

$$q_n = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 750 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,700^2}{4} = 2830 \text{ Н/м}^2,$$

где  $\rho$  – плотность нефти;

$g = 9,81$  – ускорение свободного падения.

$$q = q_m + q_n = 1925 + 2830 = 4755 \text{ Н/м}^2 \text{ [4]}.$$

Проанализируем 2 модели: Модель 1 – труба только введена в производство, на неё действуют нагрузки, указанные выше, без трещин; Модель 2 – на трубе образована трещина максимального размера. Моделирование и расчет напряженно-деформированного состояния проводились методом конечных элементов в программном продукте ANSYS Workbench [5]. Расчетная схема представлена на рисунке 1.

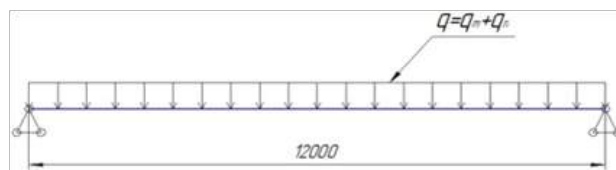


Рис. 1. Расчетная схема нефтепровода

Порядок моделирования НДС магистрального нефтепровода с трещиной состоит из следующих этапов:

1. Моделирование материала исследуемой геометрии.
2. Моделирование опор и нагрузок, действующих на трубопровод.
3. Моделирование сетки конечных элементов. Расчет НДС.
4. Анализ полученных результатов.

Результаты расчета трубопровода без трещины приведены на рисунках 2, 3.

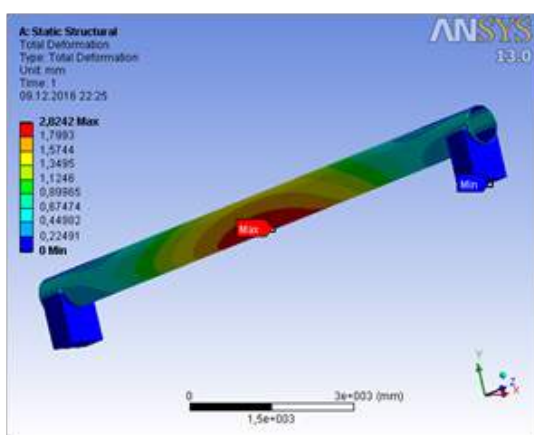


Рис. 2. Расчетные деформации без трещины

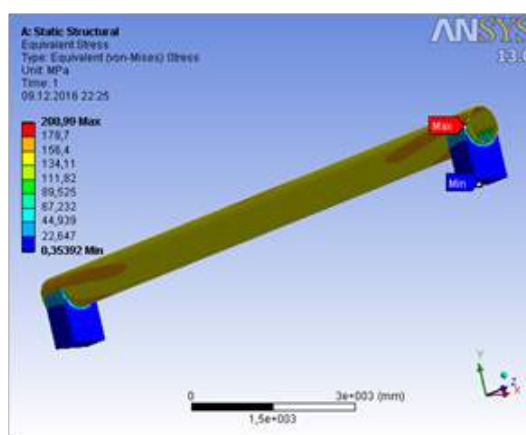


Рис. 3. Расчетные напряжения без трещины

Результаты расчета трубопровода с трещиной приведены на рисунках 4, 5.

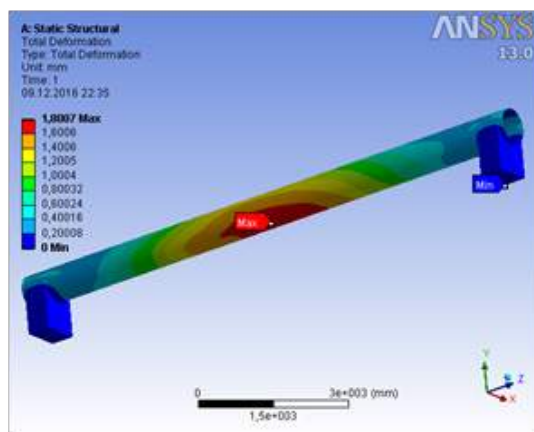


Рис. 4. Расчетные деформации с трещиной

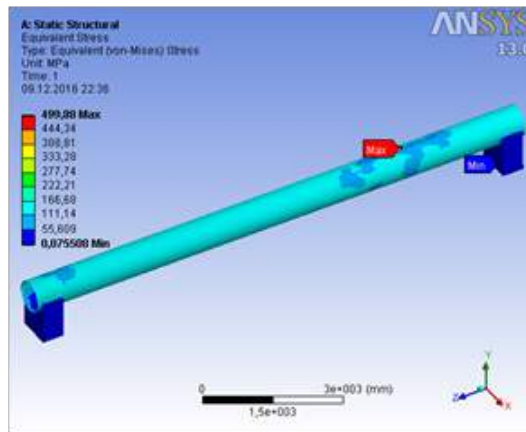


Рис. 5. Расчетные напряжения с трещиной

Когда отсутствует трещина, напряженное состояние вполне соответствует техническим условиям (ГОСТ 31447-2012) и может дать большие сроки службы трубопровода. В случае реальной эксплуатации трубопровода, на него действуют нагрузки, связанные с технологическими режимами работы трубопровода, приводящие к образованию трещин. При достижении критической поврежденности трубы, начинается устойчивый рост трещины, который приводит к дальнейшему разрушению.

Выводы:

- на стальном нефтепроводе без трещины максимальные напряжения приходятся на наружную стенку трубы в месте, где установлены опоры, суммарные перемещения существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемого продукта, наиболее опасное сечение находится на нижней образующей наружной стенки трубопровода между опорами;
- на стальном нефтепроводе с трещиной опасное сечение находится в центре трещины, здесь наблюдаются

максимальные напряжения, которые превышают предел прочности и, следовательно, ведут к разрушению. А максимальное перемещение находится на нижней образующей наружной стенки трубопровода между опорами;

- полученные результаты показывают, что при образовании данной трещины, максимальное напряжение, действующее на трубопровод,  $\sigma_{\text{Max}} = 499,88$  МПа превышает предел прочности  $\sigma_{\text{в}} = 471$  МПа.
- для предотвращения разрыва трубы необходимо выполнить ремонт нефтепровода.

#### Литература

1. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и капитального ремонта магистрального нефтепровода, автореферат диссертации, Москва, 2000, с. 26.
2. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 928 с.
3. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой).
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.
5. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. / В.А. Бруйка, В.Г. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А. Глазунова, И.Е. Адеянов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.

### ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УВЛАЖНЕНИЯ ПЕСЧАНОГО ГРУНТА ОСНОВАНИЯ ХРАНИЛИЩ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

М. И. Гильдебрандт, А. В. Грузин

Научный руководитель к. т. н., доцент А. В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

На жизненный цикл хранилищ жидких углеводородов существенное влияние оказывает качество подготовки их грунтовых оснований. Согласно нормативным документам грунтовые основания должны выполняться из послойно уплотненного при оптимальной влажности грунта [2, 6-9]. Очевидно, что на качество подготовки основания будут влиять такие факторы как толщина увлажняемого слоя, количество потребной для увлажнения воды и время, необходимое для достижения слоев песчаного грунта оптимальной влажности.

На базе организованной в ОмГТУ студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» проводятся лабораторные исследования, направленные на уточнение динамики увлажнения песчаного грунта заданным количеством воды. Для проведения лабораторных исследований был изготовлен специализированный стенд (рис 1.а) [5]. Высота корпуса стенда равна 30 см, что, как правило, соответствует толщине слоя песчаного грунта, укладываемого в основание хранилищ для дальнейшего послойного уплотнения. Разделение корпуса на отделы позволяет одновременно независимо испытывать несколько образцов грунта. Поперечные размеры отделов равны 10 см. Таким образом, максимальный объем исследуемого образца грунта может достигать 3000 см<sup>3</sup>. Для забора проб увлажненного грунта стенка каждого отдела вдоль своей вертикальной оси имеет ряд отверстий, расположенных на равном расстоянии друг от друга и закрываемых пробками. Для предотвращения потерь воды путём её испарения каждый отдел стенда сверху плотно закрывается крышкой.

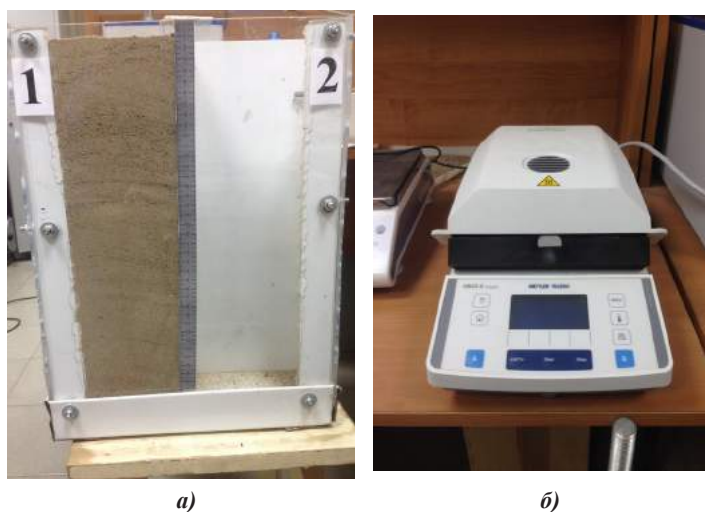


Рис. 1. Специализированный лабораторный стенд (а);  
галогенный анализатор влагосодержания NB43-S (б)

Для экспресс-анализа влажности предлагается использовать галогенный анализатор влагосодержания НВ43-S (рис. 1.б). Ранее выполненными исследованиями [1] была доказана корректность использования галогенного анализатора влагосодержания НВ43-S вместо существующей методики [3]. По техническим требованиям прибора для анализа требуется навеска грунта массой не менее 0,5 г, объём которой может составлять от 0,25 до 0,33 см<sup>3</sup>. Таким образом, периодический отбор образцов увлажнённого грунта не будет оказывать значимого влияния на всю динамику увлажнения слоя грунта в целом. Использование галогенного анализатора влагосодержания НВ43-S существенным образом сокращает время проведения экспресс-анализа влажности песчаного грунта до 3-5 минут. Это, в свою очередь, позволяет говорить о целесообразности использования галогенного анализатора влагосодержания для экспресс-контроля влажности грунтов оснований объектов нефтегазовой отрасли в ходе их строительства с целью сокращения временных затрат и одновременного обеспечения высокой точности определения влажности.

В ходе подготовительного этапа для отработки методики проведения планируемых лабораторных исследований был использован грунт массой 7060 г, который был увлажнён водой массой 113 г. В качестве грунта был использован песок средней крупности. Отбор проб грунта производился специальными пробоотборниками, полыми стеклянными стержнями, через отверстия в стенке заполненного песчаным грунтом отдела. Масса отобранного грунта, как правило, не превышала 3-4 г. Для предотвращения изменения влажности пробы грунта внутри пробоотборников, последние герметично закупоривались сразу после взятия пробы. В ходе отработки методики проведения лабораторных исследований были получены предварительные данные о динамике (рис. 2) и характере увлажнения песчаного грунта заданной толщины ограниченным количеством воды (рис. 3).

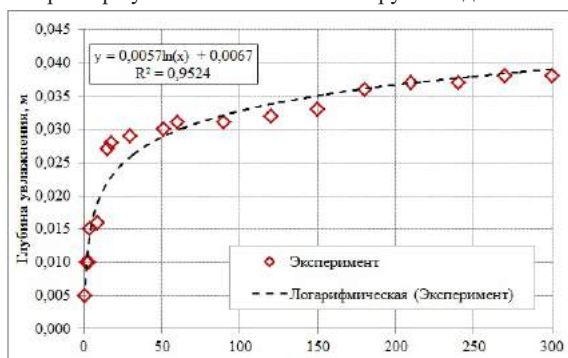


Рис. 2. Динамика увлажнения образца песчаного грунта

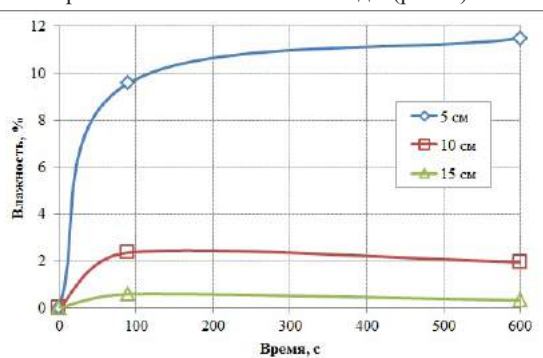


Рис. 3. Изменение влажности образца песчаного грунта в зависимости от глубины залегания

Полученные предварительные данные позволяют сделать вывод о сложном, нелинейном характере увлажнения песчаного грунта заданным количеством воды. Как видно из представленных данных (рис. 2 и 3), с течением времени скорость увлажнения песчаного грунта конечным количеством воды уменьшается по логарифмическому закону, наблюдается неравномерность распределения воды по глубине образца. Требуется дополнительное уточнение и динамика изменения влажности на заданной глубине. Так же необходимо оценить влияние глубины залегания на характер изменения влажности грунта.

Таким образом, как ожидается, планируемые лабораторные исследования позволят уточнить динамику увлажнения песчаного грунта основания, что в свою очередь позволит усовершенствовать технологию подготовки грунтовых оснований хранилищ жидких углеводородов и сократить материальные и временные затраты на их устройство.

#### Литература

1. Антропова Л.Б. Экспресс-метод определения влажности грунтов оснований зданий и сооружений нефтегазового комплекса / Л.Б. Антропова, А.В. Бугаёв, А.В. Грузин // Современные техника и технологии : сб. докладов XX Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молод. уч., Томск, 14–18 апр. 2014 г. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2014. Т. 1. С.173–174.
2. ГОСТ 31385-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов»
3. ГОСТ 5180-84. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
4. П.А. Коновалов, Р.А. Мангушев, С.Н. Сотников, А.А. Землянский, А.А. Тарасенко, Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований / Научное издание: – М.: Издательство ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.
5. Пат. на полезную модель 147593RU, МПК G01N15/08 (2006.01). Устройство для контроля увлажнения грунта / А.В. Грузин, М.А. Завьялов, Л.Б. Антропова, А.Д. Коновалова. — № 2014128104/28; заявл. 08.07.14; опубл. 10.11.14.
6. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-14. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014.
7. РД 24.040.00-КТН-062-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования, ОАО «АК «Транснефть», Москва, 2014.
8. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\*, Минрегион России, Москва, 2012.
9. СП 45.13330.2012. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87, Минрегион России, Москва, 2013.

## АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ВРЕМЕНИ ОСТЫВАНИЯ ПРОДУКТА В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

К.А. Голубева

Научный руководитель доцент, к.т.н., В.К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Эксплуатация промысловых трубопроводов в суровых климатических условиях России имеет ряд трудностей. Это связано с низкими температурами окружающей среды и химическим составом перекачиваемой жидкости.

В некоторых случаях, тепловой изоляции трубопровода бывает недостаточно и приходится дополнительно применять электрообогрев, что приводит к увеличению расходов на монтаж и эксплуатацию трубопровода. Поэтому необходимо при принятии проектных решений оценить необходимость применения электрообогрева.

Цель данной работы заключается в создании расчетной программы, позволяющей рассчитать время остывания продукта в трубопроводах при наличии теплоизоляции для надземного способа прокладки.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ научной литературы и нормативно-технической документации;
2. Построение и программирование алгоритма расчета;
3. Определение необходимости систем электрообогрева трубопровода;
4. Определение температуры подогретой воды для проведения испытаний в зимний период времени;
5. Техничко-экономическое сравнение использования электрообогрева.

В настоящее время на рынке предлагаемых программных пакетов расчетные программы, которые позволяют оценивать время остывания продукта в промысловых трубопроводах, весьма дорогостоящие.

В связи с этим была разработана расчетная программа, позволяющая оценить время остывания продукта в трубопроводе. Программа создана в среде программирования Delphi 7, позволяющая создавать приложения различного уровня сложности и в достаточно короткие сроки. Алгоритм программы представляет собой перечень операторов: условный оператор (if – else); оператор присваивания; оператор выбора (case).

Основной формулой для расчета является формула для определения времени остывания жидкости в трубопроводе при отсутствии течения [1]:

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{d_1^2 \gamma c}{4k_{\tau}} \ln \frac{t_{\text{нач}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{кон}} - t_{\text{в}}}$$

где  $\tau_{\text{ост}}$  – время остывания жидкости при надземной прокладке трубопровода;

$d_1$  – внутренний диаметр трубопровода;

$\gamma$  – объемный вес жидкости;

$c$  – удельная теплоемкость жидкости;

$k_{\tau}$  – линейный коэффициент теплопередачи трубопровода;

$t_{\text{в}}$  – температура внешней среды (воздуха);

$t_{\text{нач}}$  – температура жидкости в момент начала остывания

$t_{\text{кон}}$  – конечная температура жидкости (например температура, при которой жидкость замерзает)

Для определения необходимости электрообогрева произведем расчет времени остывания продукта в водоводе высокого давления во время остановки производства. Данный водовод высокого давления с толщиной теплоизоляции 100 мм проложен надземно на одном из месторождений района крайнего Севера.

В таблице представлены исходные данные необходимые для выполнения расчета

Таблица

**Исходные данные для выполнения расчета**

Наименование параметра	Размерность	Величина
Наружный диаметр водовода высокого давления	м	0,219
Толщина стенки	м	0,006
Удельная теплоемкость жидкости	ккал/кг · °С	1
Температура внешней среды	°С	минус 52
Температура жидкости в момент начала остывания	°С	плюс 95
Конечная температура жидкости	°С	0
Коэффициент теплопроводности стенки трубы вместе с изоляцией	ккал/м <sup>2</sup> · ч °С	0,024076
Скорость ветра	м/сек	3,5
Толщина теплоизоляции	м	0,1
Протяженность участка трубопровода	м	8000

В ходе выполнения расчета было определено суммарное время охлаждения воды от максимальной температуры воды на устье скважины ( $95^{\circ}\text{C}$ ) до  $0^{\circ}\text{C}$  и время замерзания допустимой доли воды, при которой напряжения в стенке становится равным допустимым напряжениям, оно составляет 144 часа.

В соответствии с п. 3.42 таблицы 11 ВНТП 3-85 максимальное время для ликвидации аварии, в случае ее возникновения на водоводах высокого давления составляет 18 часов. За данный промежуток времени трубопровод диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 мм остынет до температуры  $76^{\circ}\text{C}$ .

На основании выше перечисленного можно сделать вывод, что для водовода высокого давления диаметром 219 мм и толщиной теплоизоляции 100 мм при максимальной температуре на устье скважины  $95^{\circ}\text{C}$  и при заданных климатических условиях применение электрообогрева не целесообразно.

#### Литература

1. Павлов, К. Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. Пособие для вузов / К. Ф. Павлов, П. Г. Романков, А. А. Носков; под ред. П. Г. Романкова. – 10-е изд., перераб. и доп.
2. Яворский, Б. М. Справочник по физике / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф. – 2-е изд., перераб. – М. : Наука. Главная редакция физ.-мат. литературы, 1985. – 512 с.)
3. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды.

### ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРИВодОВ НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Закирзаков А.Г., Петряков В.А.

Научный руководитель профессор Земенков Ю.Д.  
ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет»

Вопросы, связанные с экономией потребления энергии в все чаще и чаще оказываются в центре внимания мировой общественности. Актуальность энергосбережения вызвана ограниченностью и медленными темпами восстановления источников энергии природного происхождения. Следует отметить, что магистральный транспорт нефти является одним из крупнейших потребителей ТЭР в Российской Федерации. [1]

В начальный период отечественного развития нефтепроводного транспорта выбор типа привода насосных агрегатов НПС не представлял трудностей. Во многих случаях имелся только один источник энергии – энергия сгорания перекачиваемого продукта. При этом обеспечивалось автономное надежное и бесперебойное снабжение энергией. Это решение широко используется и в настоящее время для газотурбинного привода компрессорных станций магистральных газопроводов, где источником энергии является энергия сгорания отбираемой части перекачиваемого газа, а система автоматического управления и регулирования прекрасно обеспечивает все требования эксплуатации магистральных газопроводов. [2]

С энергетических позиций коэффициент полезного использования (КПИ) энергии при электроприводе определяется как произведение КПД элементов электроэнергетической цепи:

$$\eta_{\text{эл}} = \Pi_i \eta_{\text{эс}} \cdot \eta_{\text{пс}} \cdot \eta_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{д}} \quad (1)$$

где  $\eta_{\text{эс}}$  — КПД питающей электростанции (для тепловых электростанций 0,35–0,4, для атомных и гидроэлектростанций существенно выше);

$\eta_{\text{пс}}$  и  $\eta_{\text{пс}}$  — КПД повышающей и понижающей подстанции (0,98);

$\eta_{\text{л}}$  — КПД линии электропередачи (0,95);

$\eta_{\text{с}}$  — КПД распределительной (питающей) сети (0,96);

$\eta_{\text{д}}$  — КПД приводного электродвигателя (0,85–0,9).

При тепловых электростанциях  $\eta_{\text{эл}} = 0,27–0,31$ .

При газотурбинном приводе КПД современного газотурбинного двигателя (ГТД) равен 0,25–0,29 (в перспективе повысится до 0,35–0,4). Он же представляет и КПИ газотурбинного привода  $\eta_{\text{ГТП}}$

В энергетическом аспекте электропривод от тепловых электростанций и газотурбинный привод НПС являются почти равноэффективными. [4]

Принимая во внимание вышесказанное можно сделать вывод, что использование силовой турбины в качестве привода магистральных насосов может составить конкуренцию электродвигателю в условиях неравномерной подачи нефти, а полученный оптимум режимов позволит сэкономить топливный газ при максимальных мощностях двигателя.

Была составлена математическая модель системы «газогенератор-силовая турбина-насос-нефтепровод» в составе газотурбинного насосного комплекса (ГНК) (рис1).

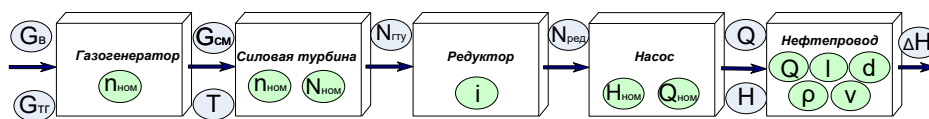


Рис. 1. Структурная схема математической модели ГНК

Модель составлена в виде системы уравнений, идентифицирующей состояние системы ГНК:

$$\left. \begin{aligned} n &= f(N) \\ \psi &= f(\psi_0; k; \varphi) \\ \varphi &= f(\beta; L; k; v; d; Z) \end{aligned} \right\}$$

, где:  $n$  – частота оборотов силовой турбины;  $N$  – мощность силовой турбины;  $\psi$  – обобщенный параметр напора насоса;  $\psi_0$  – коэффициент напора насоса при нулевой подаче;  $k$  – число насосных агрегатов;  $\varphi$  – обобщенный параметр подачи насоса;  $\beta$  – коэффициент объёмного расширения;  $L$  – длина трубопровода;  $v$  – кинематическая вязкость жидкости;  $d$  – диаметр трубопровода;  $Z$  – разность геодезических отметок.

Для определения значимых факторов выбора привода насосов, а также их ранжирования было принято решение использовать метод экспертных оценок. Выбор оптимальных параметров влияющих на выбор привода магистральных насосов методом «Дельфи» (рис 2) проводился в несколько этапов. [3]

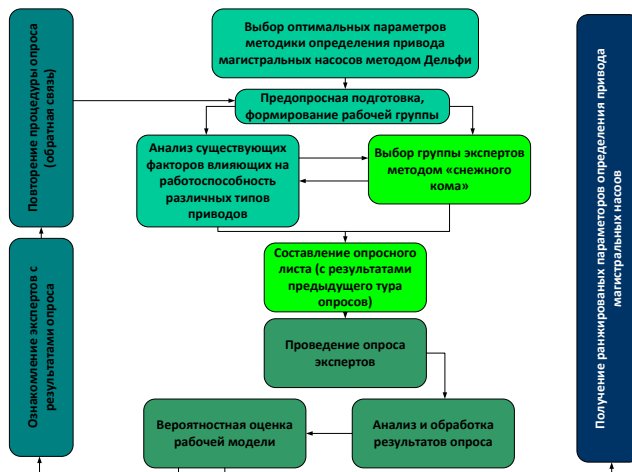


Рис. 2. Схема проведения выбора оптимальных параметров «методом Дельфи»

Экспертный анализ в первом туре позволил выявить 18 параметров (табл 1), имеющих существенное влияние на выбор оптимального варианта. Параметры условно разделили по четырем категориям: функциональные, экономические, параметры безопасности и инфраструктурные параметры.

Таблица 1

Параметры выбора привода насосного агрегата

параметры	обозначение
<b>Функциональные параметры</b>	
Коэффициент полезного использования	П1
Стабильность режимов	П2
Статистика отказов	П3
Коэффициент экстенсивного использования	П4
Наработка на отказ	П5
Коэффициент интенсивного использования	П6
Коэффициент частоты пусков	П7
<b>Экономические параметры</b>	
Цены на газ в регионе	П8
Цены на электроэнергию в регионе	П9
Срок окупаемости	П10
Потребление газа	П11
Потребление электроэнергии	П12
Стоимость монтажа и эксплуатации оборудования	П13
<b>Параметры безопасности и экологии</b>	
Сертификация оборудования	П14
Влияние на организм человека	П15
Влияние на окружающую среду	П16
<b>Инфраструктурные параметры</b>	
Расстояние до ближайшего источника электроснабжения	П17
Расстояние до ближайшего источника газоснабжения	П18

Приведенные выше примеры показывают, что электрический привод не является безальтернативным в системах трубопроводного транспорта нефти. Возникает потребность в разработке методики выбора привода насосного агрегата, позволяющей сопоставить такие факторы, как удаленность от источников электроснабжения, состава перекачиваемой нефти, наличия развитой системы газоснабжения и т.д.

Совершенствованная математическая модель позволит выполнить исследование режимов совместной работы нефтепровода, насоса, силовой турбины и газогенератора, осуществить рациональный подбор типоразмеров оборудования и определить взаимосвязанные конструктивные параметры установки и трубопровода. Такая модель будет основой решения всевозможных технологических задач проектирования и эксплуатации объекта с целью оптимизации его работы. В зависимости от поставленного вопроса ход решения и программа его реализации будут видоизменяться, а граничные условия должны отражать специфику задачи и свести к минимуму число возможных решений.

Реализация указанных мероприятий может стать залогом существенного повышения эффективности политики энергосбережения на магистральном транспорте нефти, обеспечить экономию электроэнергии и повышение надежности работы системы магистральных нефтепроводов.

#### Литература

1. Комплексная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Тюменской области» на 2010-2020 годы
2. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций // Учебное пособие, М: Недра-Бизнесцентр, 2001 – 475 с
3. Закирзаков А.Г., Егоров А.Л. Анализ состояния сети магистральных нефтепроводов тюменской области на основе статистических данных // Современные проблемы науки и образования. – 2015.
4. Тырылгин И.В., Шпилевой В.А., Земенков Ю.Д. Энергосбережение и энергоэффективность экономики, добычи, транспорта нефти и газа России. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 6.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Кириллин, А.В. Никульчиков

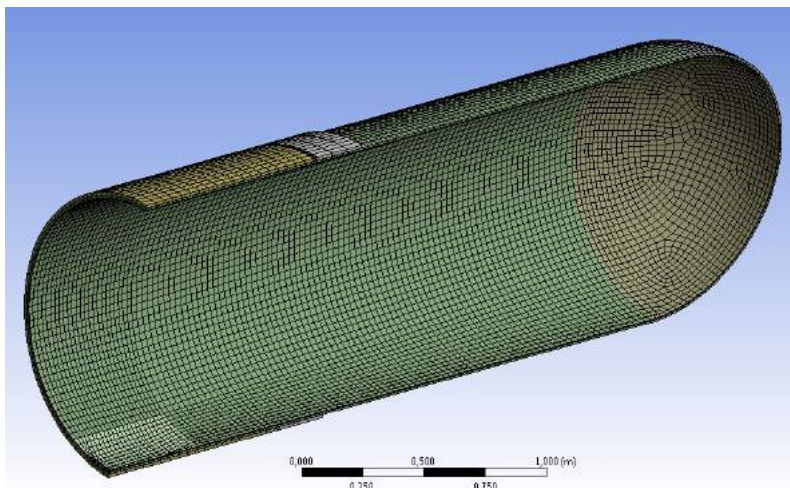
*Научный руководитель доцент, к.т.н., В.К. Никульчиков*

*Научно-исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Экологическая политика предприятий нефтегазового комплекса нацелена на совершенствование деятельности в области рационального природопользования, охраны окружающей среды, экологической безопасности в соответствии с современными стандартами.

Приоритетными задачами предприятий является уменьшение риска возникновения аварий магистральных трубопроводов с экологическими последствиями, своевременный ремонт трубопроводов, при проведении которого применяются различные ремонтные конструкции для постоянного и временного ремонта трубопроводов [1]. Проверка прочностных характеристик ремонтных конструкций на натуральных образцах занимает длительное время и приводит к значительным материальным затратам. Целесообразнее расчеты на прочность и долговечность выполнять численными методами, а экспериментальные исследования проводить на отдельных конструкциях на стендах для подтверждения результатов численного моделирования.

Схема трубопровода (с эллиптической заглушкой для проведения испытаний на стенде) с установленной ремонтной конструкцией для постоянного ремонта трубопроводов приведена на рисунке 1.



*Рис. 1. Схема трубопровода с ремонтной конструкцией и сеткой, подготовленной для конечно-элементного моделирования  
1 – секция трубопровода,  
2 – ремонтная конструкция,  
3 – область рабочего давления трубопровода. 4 – дефект стенки секции трубопровода*



При проектировании ремонтных конструкций необходим расчет прочности конструкций с учетом напряжений, возникающих при воздействии внутреннего давления в трубопроводе и внешних изгибающих воздействий.

Цель работы:

- расчет напряжений, действующих на трубопровод с дефектом и ремонтные конструкции;  
- компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода и ремонтных конструкций;

Для проведения оценочных расчетов напряженно - деформированного состояния трубопровода и ремонтной конструкции, использовалась осесимметричная модель с упрощенной геометрией (Рис.1). Численные расчеты выполнены в программном комплексе ANSYS [2].

Геометрические параметры ремонтной конструкции и трубопровода DN 1220 мм задавались следующим образом:

- Толщина стенки трубопровода и стенки ремонтной конструкции - 14 мм;
- Длина трубопровода – 6 м;
- Общая длина ремонтной конструкции с полукольцами 2340 мм;
- Рабочее давление в трубопроводе - 4,9 МПа;
- Допускаемое давление в трубопроводе – 5,3 Мпа;
- Дефект стенки трубы: глубина 9,8 мм, длина 600 мм, ширина 1 мм;

Максимальный подъем давления проводился до уровня, соответствующего напряжению в стенке трубы 0,95 предела текучести материала трубопровода.

Расчет напряженно-деформированного состояния ремонтных конструкций под воздействием рабочего давления в трубопроводе и внешнего изгибающего воздействия проводился методом конечных элементов [3].

В моделях учтены дефект и сварные швы, которые оказывают значительное влияние на напряженно-деформированное состояние трубопровода и ремонтной конструкции. Наиболее нагруженными оказываются области около дефекта и сварные швы, соединяющие элементы конструкции с трубопроводом. Поэтому напряженно-деформированному состоянию этих областей уделяется особое внимание при анализе результатов расчетов. Результаты расчета области трубопровода с дефектом и ремонтной конструкцией представлены на рисунке 2.

В расчете использовались следующие физические свойства стали [4,5]:

Трубопровод - сталь 17Г1С:

- модуль упругости  $2,1 \cdot 10^{11}$  Н/м;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- плотность  $7800$  кг/м<sup>3</sup>;
- предел текучести 325Мпа.

Ремонтные конструкции сталь 09Г2С:

- модуль упругости  $2,1 \cdot 10^{11}$  Н/м;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- плотность  $7800$  кг/м<sup>3</sup>;
- предел текучести 340 МПа;

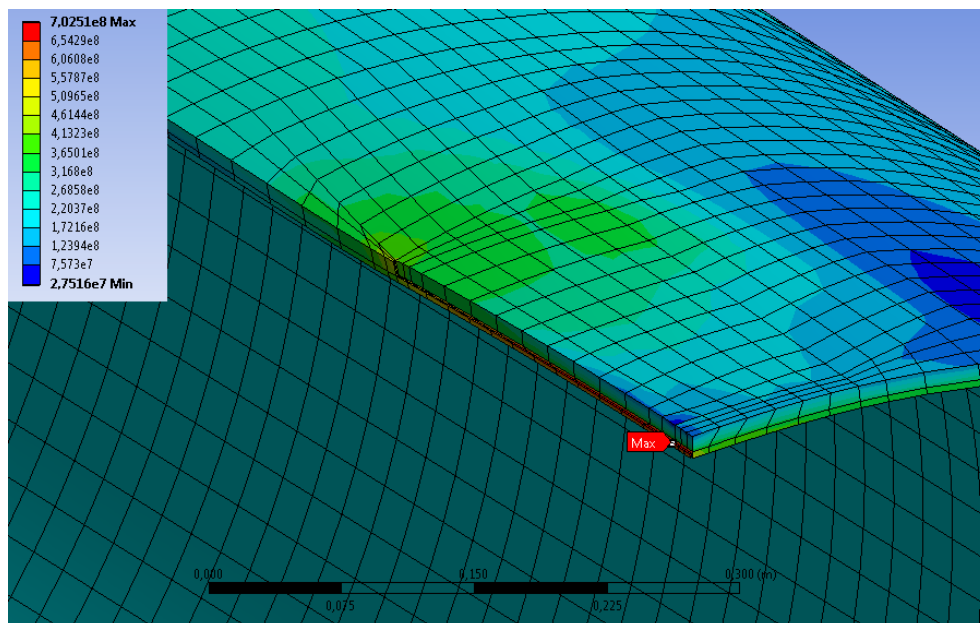


Рис. 2. Вид на область дефекта трубы с ремонтной конструкцией. Цвета представлены в соответствии со шкалой полученных напряжений, единица измерения – Па.

1. Результаты численного моделирования позволяют оценить прочность проектируемых ремонтных конструкций.
2. При рабочем давлении в области дефекта в трубопроводе без ремонтной конструкции возникают напряжения, превышающие предел текучести и временный предел прочности стали 17Г1С, а значит, произойдет необратимая деформация трубопровода и его разрушение. Данную ситуацию можно определить как аварийную.
3. В расчетах получено, что в элементах ремонтной конструкции при рабочем и допустимом давлении в трубопроводе и упругом изгибе трубопровода не возникают напряжения, превышающие предельно допускаемые для стали уровни.
4. Ремонтная конструкция обеспечивает безопасную эксплуатацию трубопровода.
5. Непровары сварного шва при монтаже ремонтных конструкций значительно снижают прочность, долговечность и эксплуатационную надежность ремонтной конструкции, могут привести к аварийной ситуации на нефтепроводе.
6. При монтаже ремонтных конструкций необходим тщательный контроль качества сварных швов несколькими методами.

#### Литература

1. Васин Е.С. (RU), Кулешщв А.Н. (RU), Соловьев В.А. (RU) Способ испытания композитно-муфтовой ремонтной конструкции для труб магистральных трубопроводов. Класс МПК: G01M99/00, Патент РФ № 2531126, 2014 – 5 с.
2. Применение системы ANSYS к решению задач механики сплошной среды. Практическое руководство // Под ред. проф. А. К. Любимова. Нижний Новгород: Изд-во Нижегородского госуниверситета, 2006. 227 с.
3. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике.– М.: Мир, 1975 – 541 с.
4. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя. Т. 1. – М.: Машиностроение, 2001 – 920 с.
5. ГОСТ 14637-89 Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества.

### РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНОГО ПАТРУБКА С ВМЯТИНОЙ С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ANSYS

М.Н. Коваленко

*Научный руководитель доцент Крец В. Г.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

При проведении диагностики нефтегазового оборудования, часто встречаются с проблемой оценки по технической части состояния и дальнейшей его работы. В ходе проведения диагностики резервуара РВС с ПРП-900 в около шовной зоне технологического трубопровода был замечен дефект типа «вмятина». Благодаря РД 08-95-95 (АК «Транснефть»), допустимо выполнить уточняющие расчеты по результату диагностики металлоконструкций. Плановый ремонт невозможно провести вовремя это связано с сроком доставки ПРП. Для решения этой проблемы с помощью расчетов можно предугадать дальнейшую судьбу ПРП. Целью является с помощью расчетов определить возможность дальнейшей эксплуатации трубопровода с данным дефектом путем установления значений внутренних усилий, действующих в проблемном участке, и сравнить полученные значения максимальных напряжений с расчетными сопротивлениями материала трубопровода.

Цель работы заключается в том, что с помощью программы ANSYS определить значения и характер распространения напряжений в проблемном месте, используя расчет НДС модели трубопровода с дефектом.

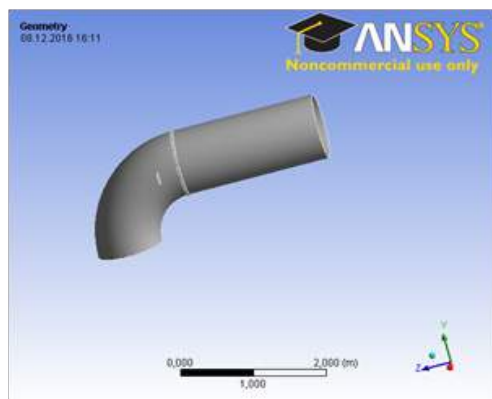


Рис. 1. Стык трубопровода прямо-раздаточного патрубка с дефектом

Чтобы сделать вывод о надежности данной конструкции необходимо сравнить предельно допустимые значения для данного материала с максимальными напряжениями, возникающие в наиболее опасных точках.

Предельным напряжением состояния конструкции является та граница, за которой невозможна её эксплуатация.

Расчетную модель принимаем только участок трубопровода в котором дефект, так как целью поставлено рассмотреть напряжения, возникающих в районе дефекта трубопровода. За рабочую нагрузку трубопровода примем внутреннее избыточное давление. Так же необходимо при расчете учитывать следующие нагрузки: нагрузка от ветра, снега, а так же сам вес патрубка.

В ходе исследования рассматривалась модель патрубка со следующими характеристиками: наружный диаметр 900 мм; толщина трубы 9,2 мм; расчетное внутреннее давление 155 кПа; удельный вес стали 7850 кг/м<sup>3</sup>; E= 2\*10<sup>5</sup> МПа, коэффициент Пуассона для сталей 0,3. Полученные результаты с напряжениями показаны на рисунках 3 и 4.

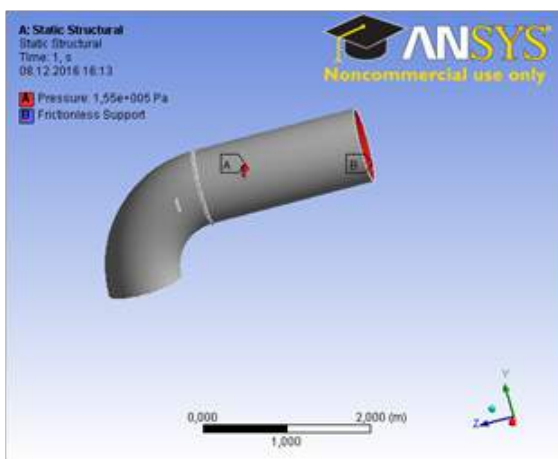


Рис. 2. ПРП с дефектом

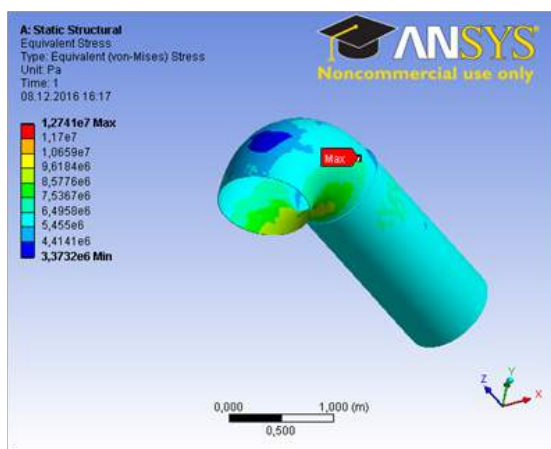


Рис. 3. Распределение эквивалентных напряжений

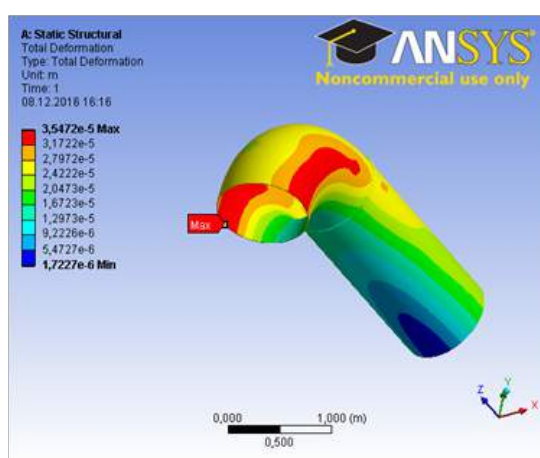


Рис. 4. Общая деформация патрубки

Полученные значения напряжений представлены в табл. 1, где также приведено сравнение полученных напряжений с расчетным сопротивлением стали трубопровода (189,58 МПа).

Таблица

Сравнение напряжений

Наименование	Значение	Соотношение с расчетным сопротивлением стали
max значение эквивалентных напряжений по фон Мизесу в районе дефекта	12,74МПа	6,7%
max значение эквивалентных напряжений по фон Мизесу за пределами области дефекта	9,62 МПа	5,06%

#### Выводы

В программе ANSYS выполнена модель ПРП с дефектом с реальными нагрузками. Условие прочности по Мизесу выполняется, то есть  $12,74 < 189,58$  МПа.

При данном внутреннем расчетном давлении ПРП, прочность данного участка сохранена и следовательно можно эксплуатировать его дальше.

Эксплуатация трубопровода ПРП может продолжаться при тех же нагрузках, на срок до проведения своевременной диагностики резервуара.

#### Литература

1. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. / В.А. Бруйка, В.Г. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А. Глазунова, И.Е. Адеянов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил
2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. [текст] – СПб.: Недра, 2008. – 488с.
3. URL: <http://www.magistral-s.com/article/171/index.html>. Дата обращения: 07.12.2016.
4. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.

### МЕТОДЫ УЧЕТА ЛОГИСТИКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К. К. Курин

*Научный руководитель доцент кафедры РЭНГМ, д. т. н. В. В. Паникаровский  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия*

На данный момент, этап проектирования наземной распределительной сети следует за этапом гидродинамического моделирования. После геологического и гидродинамического моделирования, в распоряжении инженера оказываются координаты будущих скважин, проектные давления и дебиты. Кроме этих данных, инженер, при расчете вариантов развития транспортной сети, должен руководствоваться тщательным рассмотрением всех вариантов (от 3 до 20) разработки месторождения, и для каждого варианта рассмотреть различные транспортные схемы, при различных диаметрах труб, с различным количеством кустовых насосных станций (КНС). Инженер выполняет расчет капитальных затрат на строительство труб заданного диаметра (2-3), учитывает граничные скорости течения воды в трубопроводе. Цель этих подсчетов — подбор значения, удовлетворяющего требованиям минимальных капитальных затрат (меньший диаметр для меньшей металлоемкости труб, меньше КНС за счет большего диаметра труб), находя равновесие между уменьшением потерь и уменьшением металлоемкости, не нарушая технологических норм течения жидкости в трубопроводе. Как правило, оптимальные технологические требования разнятся с оптимальными затратами на строительство. Так, например, капитальные затраты на исследуемом опытным месторождении при замене труб с диаметром 1020 мм на трубы с диаметром 1420 мм увеличились примерно в 1,4 раза. Для уточнения необходимого диаметра труб, а так же количества КНС выполняется расчет эксплуатационных затрат выбранных вариантов для труб с различными диаметрами, с учетом многочисленных факторов. Также необходимо выполнить уточнение размещения КНС, для уменьшения эксплуатационных затрат на потери давления в трубе, а следственно и на электричество при разработке месторождения [1,2]. Основным критерием является соблюдение планируемых отборов на месторождении. В результате расчета по каждому варианту рассчитывается доходность, срок окупаемости и многие другие параметры. Исходя из них происходит окончательный выбор экономически эффективного варианта. В упрощенном виде критерий оценки варианта можно представить в виде формулы 1.

$$Z_p = C_э + K/T \quad (1)$$

где  $Z_p$  - приведенные затраты по варианту;

$C_э$  - годовые эксплуатационные расходы;

$K$  - капитальные вложения в строительство распределительных центров;

$T$  - срок окупаемости варианта.

Интересно то, что при всей тщательности расчета диаметров трубопровода, количества ДКС, редко подробно рассматривается разнообразие путей прокладки трубопровода. Особо остро этот вопрос стоит, когда рассматриваются КНС. На практике инженер принимает решение о расположении КНС, исходя из близости КНС к источникам материального потока (естественным водным ресурсам на поверхности, либо артезианским скважинам), топологии и геологии местности. Например, отсыпка на болотистой местности составляет 20% от всей стоимости трубопровода на этом участке. Именно поэтому, инженер может принять решение обойти некоторые проблемные участки, упрощая обслуживание трубопровода. В случаях, если месторождение осложнено наличием реки, которую необходимо форсировать, инженер также проектирует систему так, чтобы мест форсирования рек было как можно меньше. Учитывается строение пласта и, как следствие, проектируемая долговечность работы скважины, куста, месторождения. На промысле, также, нередки случаи перевода добывающих скважин в нагнетательные. Таким образом, наиболее грамотно было бы расположить КНС ближе к куполу месторождения. В то же время, при законтурном заводнении больших месторождений, имеет смысл задуматься о большем количестве КНС. Однако, редок математический подход во всех перечисленных случаях.

Определив идеальное положение КНС относительно планируемых дебитов, необходимо найти оптимальную траекторию прокладки труб от места забора воды до КНС, и от КНС до нагнетательных скважин. В случае с проектированием систем ППД, нередко возникают ситуации, когда незначительное удлинение маршрута

при наличии областей с различной стоимостью прокладки трубопровода, уменьшает капитальные затраты. Примером повышенных капитальных затрат может служить отсыпка болотистой местности, форсирование рек. Воспользуемся для расчета принципом Ферма [3]. Этот постулат предписывает лучу света двигаться из начальной точки в конечную точку по пути, минимизирующему время движения.

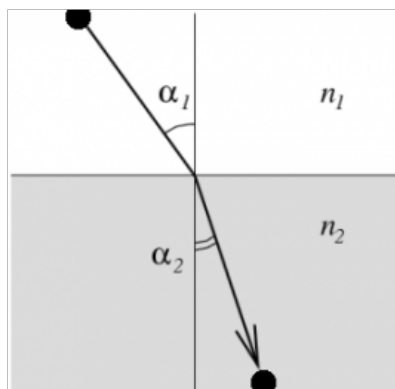


Рис. 1. Преломление луча света по принципу Ферма

Для проектирования пути трубопровода, в качестве показателя преломления вместо отношения скоростей распространения света в среде, может служить отношение стоимостей прокладки трубопровода за одинаковую единицу расстояния.

Зная показатель преломления, а также зная расстояние, на которые удалены соединяемые объекты от границы раздела сред, можно вычислить оптимальную точку входа через формулу 2.

$$\frac{n_2}{n_1} = \frac{\sin(\alpha_1)}{\sin(\alpha_2)} \quad (2)$$

Преобразуя формулу преломления 2, получим формулу 3:

$$\frac{n_2}{n_1} = \frac{\operatorname{tg}(90 - \alpha_1)}{\operatorname{tg}(90 - \alpha_2)} \quad (3)$$

Так как нам известно расстояние между проектируемыми объектами, получим последовательно формулы 4, 5 и 6:

$$\frac{n_2}{n_1} = \frac{x_1 y_2}{y_1 (x - x_1)} \quad (4)$$

$$\frac{n_1 y_2}{n_2 y_1} = \frac{x}{x_1} - 1 \quad (5)$$

$$x_1 = \frac{x}{\left(\frac{n_1 y_2}{n_2 y_1} + 1\right)} \quad (6)$$

Здесь  $x$  — расстояние между объектами по оси  $x$ ;

$x_1, x_2$  — расстояние между объектом и точкой входа в раздел двух сред по оси  $x$ ;

$y_1, y_2$  — расстояние между объектом и границей раздела сред;

$n_1, n_2$  — стоимость прокладки трубопровода в среде.

Таким образом, найдено расстояние по оси  $x$  от первого объекта. С помощью этой информации просто найти итоговые длины трубопроводов в каждой из сред, стоимость прокладки вычисленным способом будет наименьшей.

Решение о той или иной траектории прокладки трубопровода, зачастую принимается умозрительно, без математического учета множества факторов. Программные продукты для моделирования процессов, протекающих в трубопроводе, таких как PipeSim или Mette, рассчитывают потери давления, расход, согласно законам гидродинамики, однако не учитывает всех вышеперечисленных факторов, которые могут позволить не только снизить потери, но и максимально эффективно разрабатывать месторождение.

#### Литература

1. А.А. Барышников, М.С. Королев, К. К. Курин, Д. В. Моторин «Метод поиска положения кустовых насосных станций относительно нагнетательных скважин». Нефтепромышленное дело. 2015. № 3. С. 7-14.
2. Гаджинский А.М. Логистика: учеб. для высших и средних специальных учебных заведений. -М.: Информационно-внедренческий центр «Маркетинг», 1999. -169 с.
3. Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М. Фейнмановские лекции по физике. Том 3: Излучение. Волны. Кванты. Перевод с английского (издание 4). — Эдиториал УРСС. — ISBN 5-354-00701-1.

## ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА РЕКЕ ПАНИНСКИЙ ЕГАН

Д.А.Лаптев

Научный руководитель доцент, кандидат технических наук В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г.Томск,Россия

Целью работы является изучение поведения и исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода реки Панинский Еган. Под действием сил разносторонних сил, действующих вертикально снизу вверх и сверху вниз, трубопровод меняет свое геометрическое положение. Результаты исследований показали, что в трубопроводе возникают напряжения, которые переменны по длине трубы. Участки трубопровода, находящиеся по середине подводного перехода, характеризуются повышенным уровнем напряжения. Магистральные и технологические трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, принципиально отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно – деформированного состояния, масштабностью и т.п. Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах, т.е. необходимо исследовать конструктивную надежность трубопроводов. На первый план решения проблемы о надежности выдвигаются задачи расчета на прочность, устойчивость, долговечность. Для их решения необходимы: информация о нагрузках и воздействиях на трубопровод, анализ напряженно – деформированного состояния, что в итоге позволит сделать расчеты надежности и ресурса. В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений.

Рассматриваемый подводный переход магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» через р. Панинский Еган двухниточный - основная нитка диаметром 1220 мм и резервная нитка диаметром 1000 мм проложены в одном техническом коридоре. Расстояние между нитками нефтепровода на участке перехода составляет 50 м. Исследуется схема подъема участка трубопровода со следующими параметрами: наружный диаметр 1220 мм, толщина стенки – 15,2 мм, длина -10 м. Трубопровод изготовлен из трубной стали 17Г1С. При определении надежности трубопроводов Западной Сибири необходимо проанализировать работоспособность подводных переходов нефтепровода. При этом требуется количественно оценить действие сил на напряженно-деформированное состояние конструкции [1,4].

Целью данной работы является изучение поведения трубопровода на подводном переходе, а также исследование его напряженно-деформированного состояния и оценка его работоспособности.

Для решения данной задачи в программе ANSYS принимается ряд допущений:

- учитываются только постоянные нагрузки,
- погодные условия не учитывают,
- скорость течения реки не учитывается.

После принятия допущений на рассматриваемом подводном переходе действуют следующие силы:

- нагрузка, возникающая от собственного веса трубопровода (2960,9Н),
- нагрузка, возникающая от веса перекачиваемого продукта (13172Н),
- нагрузка, вызванная давлением выше лежащего слоя воды (61000Н),
- архимедова сила (59780Н). [2]

Действие всех сил можно представить как равномерно распределенную нагрузку (рис. 1), что позволяет упростить задачу и провести расчет напряженно-деформированного состояния в программе ANSYS. [3]

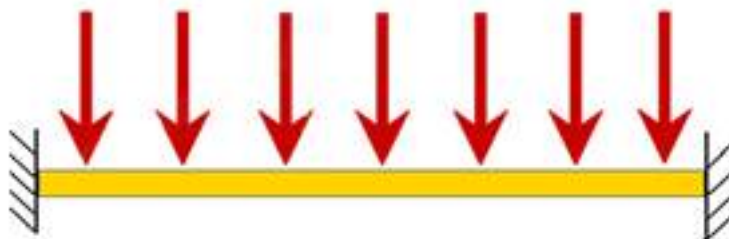


Рис. 1. Равномерно распределенная нагрузка

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при предельной эксплуатации трубопровода, с помощью программного продукта ANSYS применительно к эксплуатации трубопроводов подводных переходов.

На рисунках 2 и 3 показан результат расчета действия распределительной нагрузки на участок трубопровода, полученный с помощью программы ANSYS.

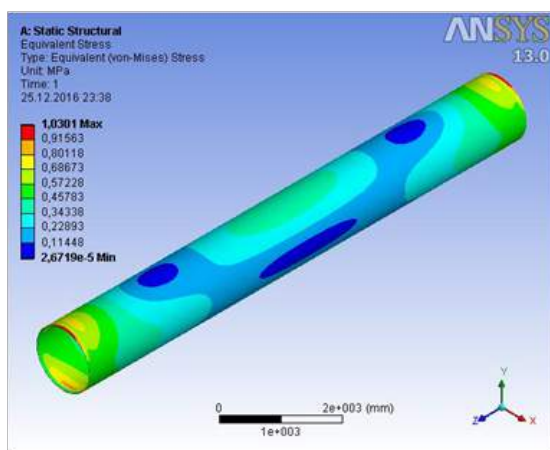


Рис. 2. Напряжения по Мизесу

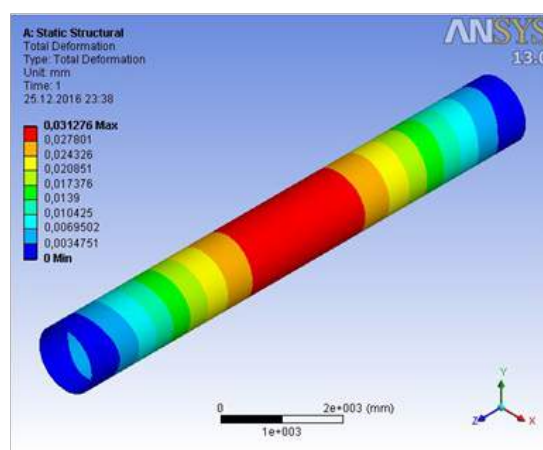


Рис. 3. Деформации по оси Y, возникающая при действии распределенной нагрузки на подводный переход трубопровода

Полученные и представленные на результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений напряжений, возникающих при эксплуатации трубопровода, может достигать величин, близких к пределу текучести стали, что снижает уровень надежности трубопровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;

#### Литература

1. Бурков, П. В. Оценка напряженно-деформированного состояния верхнего перекрытия механизированной крепи МКЮ.2Ш-17 производства ОАО СХК «Юрмаш завод» / П. В. Бурков, К. В. Епифанцев // Совершенствование технологии строительства шахт и подземных сооружений, апрель 2009. - Донецк 2009. -С. 23-26.
2. Гольдин Э.Р., Левин С.И., Зуев О.С. РД 51-3-96. - (<http://www.tehлит.ru>).
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.-512с
4. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 237 с.: ил. - ISBN 5-8365-0049-5.

## ПРИМЕНЕНИЕ НЕПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ СВАРНЫХ ШВОВ ТРУБОПРОВОДОВ

М.С.Максимов

Научный руководитель к.т.н, доцент К.В.Сызранцева  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Целью данной работы является исследование прочностных характеристик трубопроводов, влияющих на их надежность. Данная проблема является весьма актуальной, поскольку высокая частота отказов трубопроводов происходит по причине разрушения кристаллов, в результате чего образуются микропоры и микротрещины. Все дефекты сварных швов происходят вследствие недоработки проектной и исполнительной документации, природных влияний, недостаточной квалификации сотрудников и многих других факторов.

В результате изменения внутреннего давления (давление может меняться в зависимости от перекачиваемого продукта) трубопровод постоянно работает в условиях переменного нагружения с циклической закономерностью. Поэтому закристаллизованный металл сварного шва обладает повышенной хрупкостью, следовательно, области пространства, в которых возникает концентрация напряжений, могут стать источниками зарождения усталостных трещин (рис.1) и привести к разрушению трубопроводов [1].

В настоящее время повышением качества сварных швов трубопроводов занимаются такие организации как ПАО «Газпром» и ОАО «АК «Транснефть», осуществляя разработку нормативно-технической документации, проектирование и строительство трубопроводов.

Проиллюстрируем метод оценки вероятности выполнения качественного сварного шва на примере обработки экспериментальных данных по 120 сварным швам внутрипромыслового трубопровода диаметром

530мм Сузунского месторождения. Согласно нормативно-технической документации, ширина сварного шва для данного трубопровода должна лежать в пределах 18...22 мм (рис.2) [2]. В то же время, замеры реальной ширины сварного шва, являющейся в силу различных факторов величиной случайной, показывают, что доля качественных швов весьма далека от 100%. Для оценки вероятности попадания ширины сварного шва в нужный диапазон автор предлагает использовать методы непараметрической статистики.

Обработка экспериментальных данных с помощью алгоритмов, реализующих методы непараметрической статистики, требует существенных объемов вычислений, поэтому их развитие и внедрение в практику стало возможным только с появлением ЭВМ, обладающих высоким быстродействием и достаточной оперативной памятью [3]. Вероятностные методы расчета на прочность позволяют учитывать случайные характеристики нагрузок и геометрических характеристик и определить вероятность безотказной работы, являющуюся основным показателем надежности для трубопроводов [4].

Непараметрическая статистика изначально полагает, что вид распределения случайной величины или неизвестен, или может быть определен лишь приближенно. С помощью методов непараметрической статистики можно решить практически весь спектр задач, которые ранее решались с помощью методов параметрической статистики, но не накладывая никаких ограничений на вид функции распределения случайной величины, а значит, исключая погрешности, вызываемые заменой реальных распределений случайной величины.

К настоящему времени разработанные математические процессоры предлагают исследователю большой набор стандартных функций для решения уравнений, в том числе трансцендентных, методы оптимизации функций, широкий набор функций для реализации пользовательских алгоритмов, а также удобные средства визуализации графиков функций и экспериментальных данных.

Восстановление по заданной выборке случайной величины ее функции плотности распределения может быть решено методом эмпирического риска либо на основе оценки Парзена-Розенблатта [3]. Выполнение восстановления неизвестной функции плотности распределения случайной величины коэффициента запаса методом непараметрической статистики реализуется в виде программы в процессоре MathCad на основе оценки Парзена-Розенблатта.

Отношение ширины сварного шва к его «идеальной» величине в 20 мм назовем условно коэффициентом запаса сварного шва. На рисунке 3 показана гистограмма выборки ширины сварного шва, а также восстановленная функция ее плотности распределения.

Вероятность дефектных узких сварных швов означает вероятность того, что коэффициент запаса окажется в интервале от 0 до 0.9, что соответствует значению следующего интеграла:

$$Q(n) = \int_0^{0.9} P(n)dn \quad (1)$$

Где P(n) – плотность распределения ширины сварного шва.

Вероятность дефектных широких сварных швов означает вероятность того, что коэффициент запаса окажется в интервале от 1.1 до 2, что соответствует значению следующего интеграла:

$$Q(n) = \int_{1.1}^2 P(n)dn \quad (2)$$

После вычисления интегралов по формулам 1 и 2 получаем, что процент дефектных узких сварных швов составляет 1,4%, процент дефектных широких сварных швов составляет 15,3%. В результате получаем всего процент дефектных сварных швов составляет 16,7, поэтому можно сказать, что повышение качества сварных швов в настоящее время является актуальной темой. Нетрудно видеть, что вероятность широких сварных швов весьма высока, поэтому можно давать рекомендации работникам, выполняющим сварные операции, стараться сделать швы более узкими.

Предложенная в данной работе методика оценки качества сварных швов является универсальной, она никак не привязана к конкретному закону распределения. Это позволит осуществлять расчет качества сварных швов разных трубопроводов [5].



Рис. 1. Дефект сварного шва (трещина)



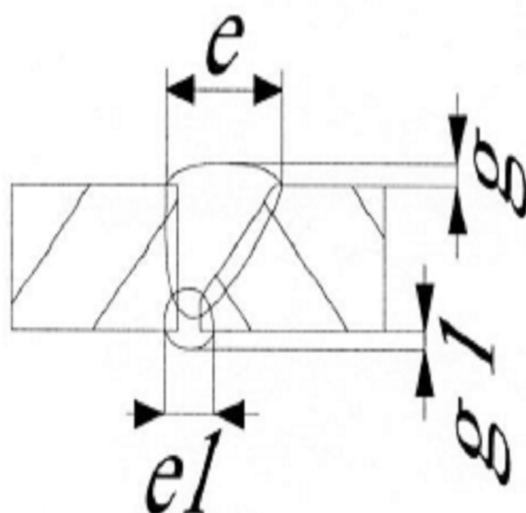


Рис. 2. Геометрические параметры сварных швов ( $e=18\div 22$ )

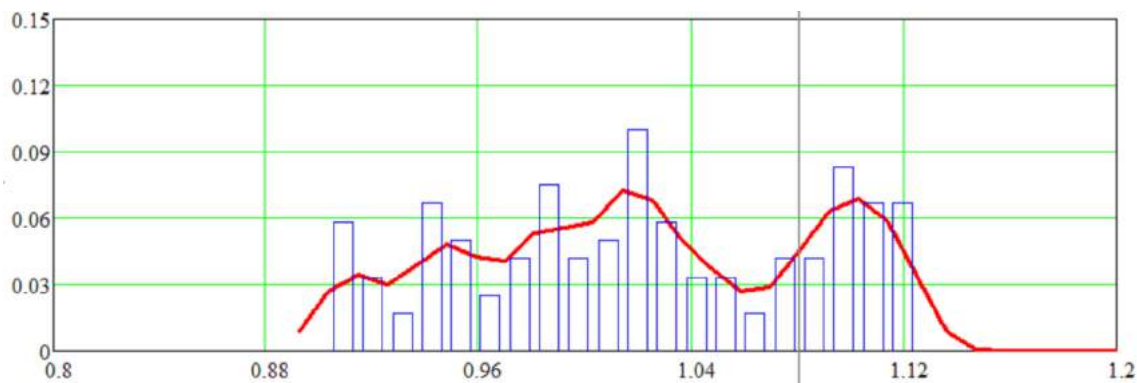


Рис. 3. Гистограмма выборки случайной величины  $n$  и ее функция плотности распределения  $P(n)$

#### Литература

1. Максимов, М.С. Применение непараметрической статистики для обработки экспериментальных данных/М.С. Максимов, К.В. Сызранцева// Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: сб. статей. - Тюмень: ТИУ, 2016. - С. 59 – 61
2. Сборка и сварка неповоротных стыков труб, выполняемых электродами с основным видом покрытия  $\text{O}530\text{x}12$ . Операционная технологическая карта. - Москва, 2010. - 4 с.
3. Сызранцева, К.В. Расчет прочностной надежности деталей машин при случайном характере внешних нагрузок. Научное издание.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. - 88 с.
4. Сызранцева, К.В. Экспериментально-расчетный метод прогнозирования долговечности изделий в условиях эксплуатации // Омский научный вестник, 2009, - №2(80). - С.97 - 101.
5. K.Syzrantseva, V. Syzrantsev. Reliability Estimation of Machine Parts with Complicated Geometry on a Base of Methods of Nonparametric Statistics. Journal of Engineering and Applied Sciences, 11 (2016), Issue 2. Pages 204 - 209. DOI: 10.3923/jeasci.2016.204.209.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПАЙКИ ДЛЯ СОЕДИНЕНИЯ ДЕТАЛИ ИЗГОТОВЛЕННОЙ  
ИЗ ПРЕЦИЗИОННОГО СПЛАВА 36НХТЮ, С ЭЛЕМЕНТАМИ РЕЗОНАТОРНОГО КОНТУРА  
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ И ВЯЗКОСТИ**

**Мартынюк А.О., Филюшин В.В.**

*Научный руководитель доцент Рудаченко А.В.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Работа посвящена рассмотрению пайки, как способа соединения чувствительного элемента вибрационного преобразователя вязкости и плотности. Применение данного вида соединения было обусловлено использованием изделия при высоких давлениях и необходимостью обеспечения высокого коэффициента запаса прочности. Для проверки удовлетворению данным условиям паяное соединение было подвергнуто испытанию на герметичность и прочность.

В статье представлены результаты о выполнении соединения с применением пайки.

Ключевые слова: резонатор, пайка, 36НХТЮ, металлографический анализ.

По результатам разработки и изготовления опытного образца поточного преобразователя плотности и вязкости, и как следствие создание ключевого элемента - резонатора, который является основным во всей конструкции, была применена трубка цилиндрического сечения. Изготовлена трубка из прецизионного сплава марки 36НХТЮ с заданными параметрами упругости. Диаметр трубки составил 25 мм, а толщина стенки 1 мм. По средством сварки, резонатор соединяется с другими упругими элементами изделия. Через сильфоны, изготовленные из стали 38-6-0,21x6 ГОСТ 55019-2015, трубка соединяется с переходными втулками и опорными кольцами, которые изготовлены из стали 12Х18Н10Т.<sup>[1]</sup>

В работе [1] было детально рассмотрено применение двух видов высокотехнологических сварок (аргонодуговой с неплавящимся электродом и электронно-лучевой в вакууме) для соединения деталей резонаторной системы преобразователей вязкости и плотности. В результате детального рассмотрения, они доказали возможность своего применения, однако, каждая из них имела свои недостатки. Исходя из этого был рассмотрен альтернативный вариант соединения деталей резонаторной системы, с помощью пайки.

Пайка производилась с помощью установки индукционного нагрева. Перед нагревом на детали наносился флюс, а после его плавления подавался припой. Процесс пайки и сборки деталей под пайку можно увидеть на рис.1.



**Рис. 1. Процесс пайки и сборки деталей под пайк:**

**а) – детали собранные под пайку в индукторе; б) – детали под пайку в сборке**

Для пайки сплава 36НХТЮ со сталью 12Х18Н10Т было решено использовать серебряный припой ПСр40 по ГОСТ 19738 – 74, описание и свойства которого приведены в табл. 1. [2]

Таблица 1

**Описание и свойства припоя ПСр40**

Применение:	Лужение и пайка меди, медных и медно-никелевых сплавов, никеля, кобальта, нейзильбера, латуни и бронзы; пайка стали с медью, никелем, медными и медно-никелевыми сплавами; пайка меди и латуни с кобальтом, никелем, с нержавеющей стали и жаропрочными сплавами, пайка свинцово-оловянистых бронз
Предел прочности:	38 – 44 кг/мм <sup>2</sup>
Предел текучести:	21 – 23 кг/мм <sup>2</sup>
Относительное удлинение:	18 – 37 %
Относительное сужение:	22 – 44 %
Температура плавления:	590 – 610 °С
Величина зазора, мм, на сторону при 20 °С	Медь и ее сплавы: 0,1 – 0,2 Сталь и никелевые сплавы: 0,075 – 0,15
Рекомендуемые флюсы:	ФК – 250, ПВ – 209
Примечание:	Механические характеристики припоя в температурном диапазоне работы конструкции не ухудшаются

В качестве флюса использовали флюс ФК-250 выпускаемый по ТУ 48 – 17228138/ОПП – 013 – 97, описание и свойства которого приведены в табл. 2.

Таблица 2

**Описание и свойства флюса ФК-250**

Применение:	Предназначен для высокотемпературной пайки меди, никеля, серебра, их сплавов, жаропрочных конструкционных и нержавеющей сталей. Является улучшенной заменой стандартных флюсов ПВ 209 и ПВ 284.
Температура плавления:	400 – 450 °С
Температурный интервал активности:	550 – 950 °С

Для проверки надежности паяного соединения оно было подвергнуто испытанию на герметичность. Испытание проводилось при давлении в 8 МПа, с последующей выдержкой в 24 ч. По результатам испытания падения давления, протечек и разрушения образца выявлено не было.

Кроме того, было произведено механическое испытание образца. Испытание проводилось на разрывной машине, максимальная нагрузка которой составляет 5 т. По результатам механического испытания разрушения образца не выявлено.

С целью получения данных о внутренней структуре металла был произведен металлографический анализ. На рис. 2 представлены образцы для металлографического анализа.

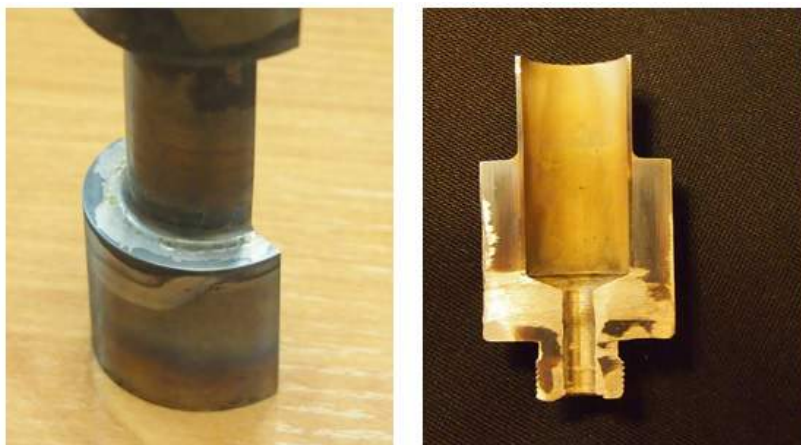
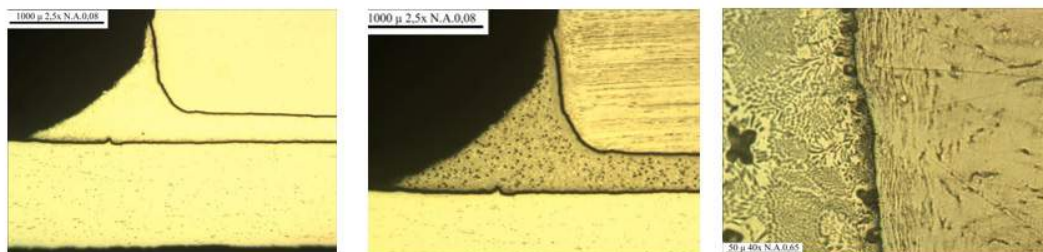


Рис. 2. Внешний вид образцов для металлографического анализа а) – внешняя сторона шва, б) – разрез соединения

Подготовку шлифов осуществляли по стандартной методике, путем шлифования и полирования на алмазных пастах (зернистость от 60/40 до 0,5/0,1). Травление производили в течение 1 минуты в реактиве Марбле и в течение 30 секунд в 10%-м водном растворе щавелевой кислоты (напряжение 10 в, образец - анод).[3] Микрофотографирование производили на микроскопе UnitronVersamets применением освещения по методам светлого поля, темного поля и их комбинации, а также по методу дифференциально-интерференционного контраста Номарского (ДИК). Общий вид микрошлифа без травления, после травления в реактиве Марбле показан на рис. 3.

Микроструктура присадочного материала представляет собой эвтектическую смесь твердого раствора на основе серебра и выделений избыточной меди. Пора, примыкающая к стальной детали (12X18H10T) образовалась в связи с местным уменьшением смачиваемости стали. На прочностные и эксплуатационные свойства данный дефект влияния не оказывает.

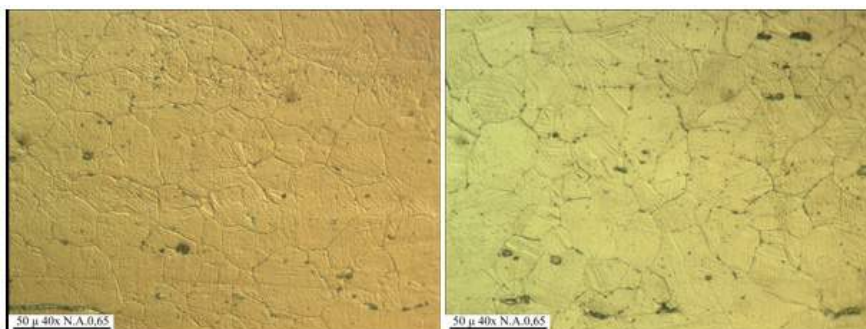
После травления в реактиве Марбле различие структуры основного металла и зоны термического влияния (ЗТВ) выявить не удалось. Электролитическое травление позволило выявить границы зерен в сплаве 36НХТЮ стали 12X18H10



**Рис. 3. Паяный шов:**

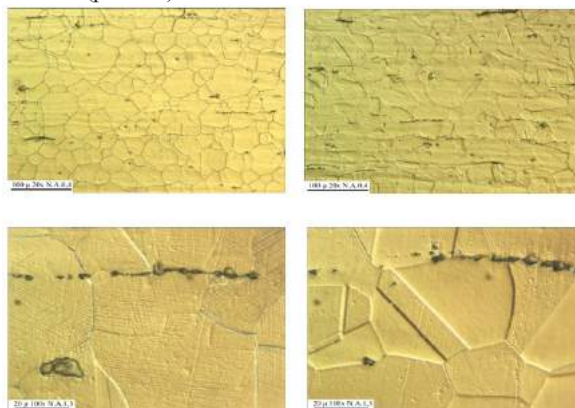
*а) – не травлено; б) – после травления в реактиве Марбле; в) – граница ПСр40 и стали 12Х18Н10Т*

Размер зерна на участке, прилегающем к паяному шву составляет  $15 \div 60$  мкм, в основном металле –  $15 \div 60$  мкм (рис. 4). Таким образом можно заключить, что на стальную втулку пайка влияния не оказала.



**Рис. 4. Структура стали 12Х18Н10Т (электролитическое травление; ДИК):**  
*а) – участок, примыкающий к паяному шву; б) – основной металл втулки*

Со стороны трубки наблюдается четкое различие микроструктуры металла ЗТВ и основного металла. Протяженность ЗТВ составляет 8 мм от края втулки. ЗТВ характеризуется разнотернистой структурой ( $10 \div 90$  мкм). При этом зерна имеют равноосную форму без двойников, что говорит о рекристаллизационных процессах при нагреве. Границы зерен утолщены, за счет выделения зернограницной  $\gamma'$ -фазы (рис. 5 а). Внутри зерен наблюдаются дисперсные стержне видные выделения (предположительно  $\eta$ -фаза), что так же говорит о нагреве до температур старения и рекристаллизации. Зерно основного металла имеет характерные для деформированного аустенита двойники. Граница зерен четко выделяется лишь при применении ДИК. Фактической толщины границы не имеют. Размер зерна составляет  $25 \div 70$  мкм (рис. 5 б).



**Рис. 5. Структура сплава 36НХТЮ (электролитическое травление; ДИК):**  
*а – участок, примыкающий к паяному шву, б – основной металл трубки*

В ходе работы было выяснено, что пайка не влияет на структура металла втулки, изготовленной из стали 12Х18Н10Т. Однако, наблюдается ЗТВ со стороны трубки протяженностью порядка 8 мм. В теле шва каких-либо дефектов не наблюдается.

Сопоставительные исследования паяных и сварных соединений тонкостенных трубопроводов гидравлических и топливных систем летательных аппаратов показали, что предпочтение необходимо отдать паяным соединениям перед соединениями, полученными аргонодуговой сваркой.<sup>[4]</sup>

### Литература

1. Мартынюк А.О. Сравнения качества сварных соединений детали из прецизионного сплава с заданными параметрами упругости, полученных при применении аргонодуговой и электронно-лучевой высокотехнологических сварок // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – с. 928 – 932.
2. Лашко Н.Ф., Лашко С.В. Пайка металлов. М., «Машиностроение», 1977. 328 с.
3. Л.В. Баранова, А.Н. Демина. Металлографическое травление металлов и сплавов. М.: «Металлургия», 1986, 256 с.
4. Губин А.И., Китаев А.М. Сварка и пайка тонкостенных трубопроводов, 2 – е изд., М., «Машиностроение», 1972. 128 с.

## ПУТИ СНИЖЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

А.А. Мерзляков

Научный руководитель профессор А.А. Кукьян

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,

г. Пермь, Россия

2017 год в России объявлен годом экологии в соответствии с Указом Президента Российской Федерации В.В. Путина от 05.01.2016. Цель данного решения – привлечь внимание к проблемным вопросам, существующим в экологической сфере, и улучшить состояние экологической безопасности страны.

По данным ПАО «Газпром» наибольшая часть валовых выбросов вредных веществ приходится на объекты транспорта газа. К одним из значимых экологических факторов относятся выбросы оксидов азота и углерода (NO, NO<sub>2</sub> и CO) в атмосферу, образующиеся в камере сгорания газотурбинной установки. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в период с 2011 по 2015 уменьшились на 294 тыс. тонн и в 2015 году составили 2,8 млн. тонн. Несмотря на значительное снижение, эта цифра по-прежнему остаётся высокой. [1], [7].

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-16/76 с двигателем НК-16 СТ [2] и нагнетателем НЦ-16/76 [3] имеет мощность 16 МВт. Транспортируемый газ соответствует требованиям и нормам СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» [5].

Для проведения экологического расчёта по сокращению вредных выбросов в атмосферу были произведены замеры концентрации вредных веществ в выхлопной шахте газоперекачивающего агрегата при открытом и закрытом отборе циклового воздуха при различных частотах вращения свободной турбины, различной температуре топливного газа, а так же при временном отсоединении трубопровода эжекции масляных паров от выхлопной шахты. Результаты измерений приведены в таблицах 1-3 и рисунках 1,2. Для расчета использовался СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-038-2005 «Инструкция по проведению контрольных измерений вредных выбросов газотурбинных установок на компрессорных станциях» [6].

Таблица 1

Результаты измерений объемов выбросов загрязняющих веществ при изменении режима отбора воздуха и скорости вращения свободной турбины

Частота вращения свободной турбины, об/мин	Минимальная		Рабочая		Максимальная		
	4030 об/мин		4250 об/мин		4410 об/мин		
Отбор воздуха	откр.	закр.	откр.	закр.	откр.	закр.	
Концентрация, мг/м <sup>3</sup>	NO	16,8	12,3	26	17,8	31,5	24,7
	NO <sub>2</sub>	27,9	14	24,4	13,2	24,4	13,4
	CO	385	297	358,8	281,9	323,5	252,7
Валовый выброс, т/год	NO	3,54	2,85	4,38	3,87	6,13	5,68
	NO <sub>2</sub>	9,14	2,2	11,3	7,36	13,7	9,98
	CO	126,19	98,8	121,48	98,72	117,43	94,74
S	138,87	103,85	137,16	109,95	137,26	110,4	
Δ, %	22		20		19,5		

Таблица 2

Результаты измерений концентрации и объема валового выброса масляных паров при изменении режима работы газоперекачивающего агрегата

Трубопровод эжекции масляных паров		Отсоединен	Присоединен
Концентрация, мг/м <sup>3</sup>	NO	30,3	30,9
	NO <sub>2</sub>	20,8	21,3
	CO	294,6	279,1
Валовый выброс, т/год	NO	4,44	4,77
	NO <sub>2</sub>	11,47	11,71
	CO	96,72	91,66
Σ		112,63	102,17
Δ, %		4	

Исходя из того, что температура топливоздушной смеси непосредственно влияет на ее процесс горения, были произведены замеры при различных температурах топливного газа. Результаты представлены в рисунке 2 и таблице 3.

Таблица 3

Результаты замеров при различной температуре воздушной смеси

Температура топливного газа, °C		18	20	26	28	30	32	36
Концентрация, мг/м <sup>3</sup>	NO	39,1	41,3	45,1	45,9	45,9	46,2	46,4
	NO <sub>2</sub>	15,9	15,6	12,8	11,7	10,8	10,3	10,6
	CO	286	271	242	228	219	210	203
Валовый выброс, т/год	NO	5,15	5,35	5,55	5,55	5,49	5,49	5,53
	NO <sub>2</sub>	13,3	13,8	14,33	14,33	14,18	14,17	14,28
	CO	96,58	91,29	81,53	77,6	73,69	70,66	68,31
Σ		115,02	110,44	101,42	97,15	93,36	90,32	88,11
Δ, %		12...23						

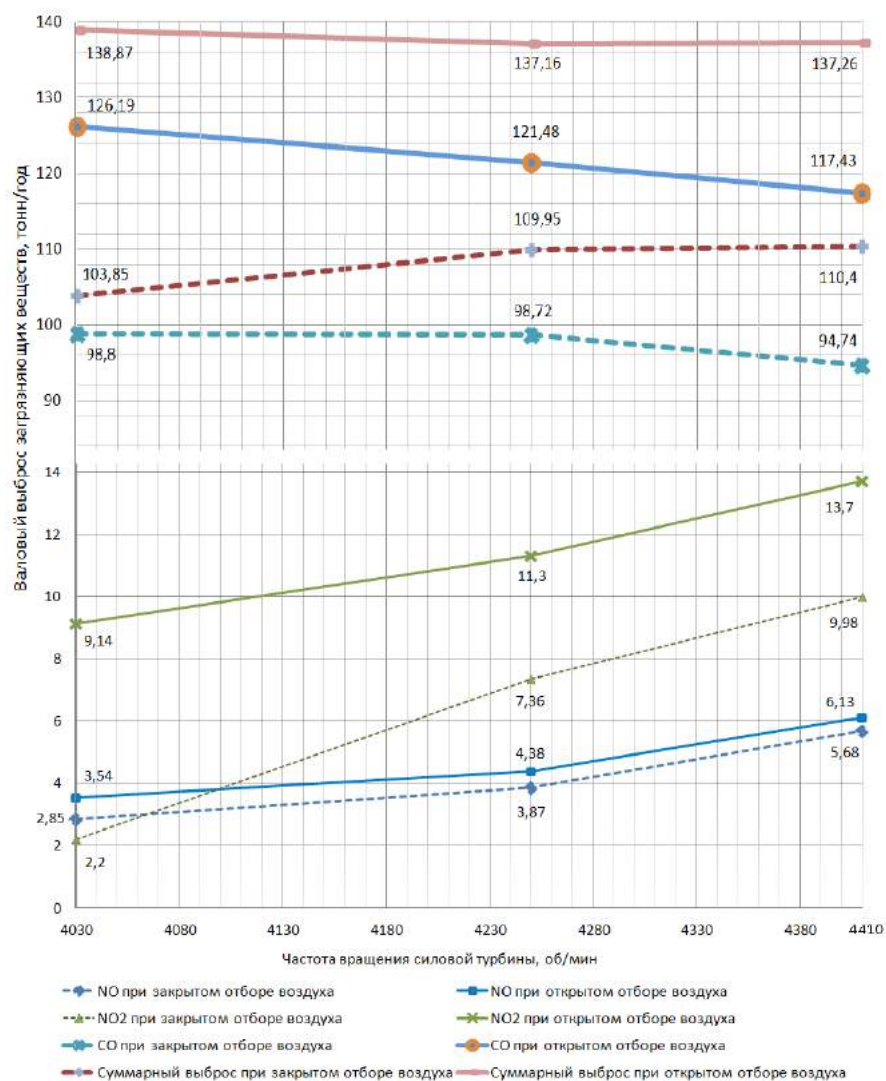


Рис. 1. График зависимости валового выброса загрязняющих веществ ГПА-Ц-16 от частоты вращения свободной турбины

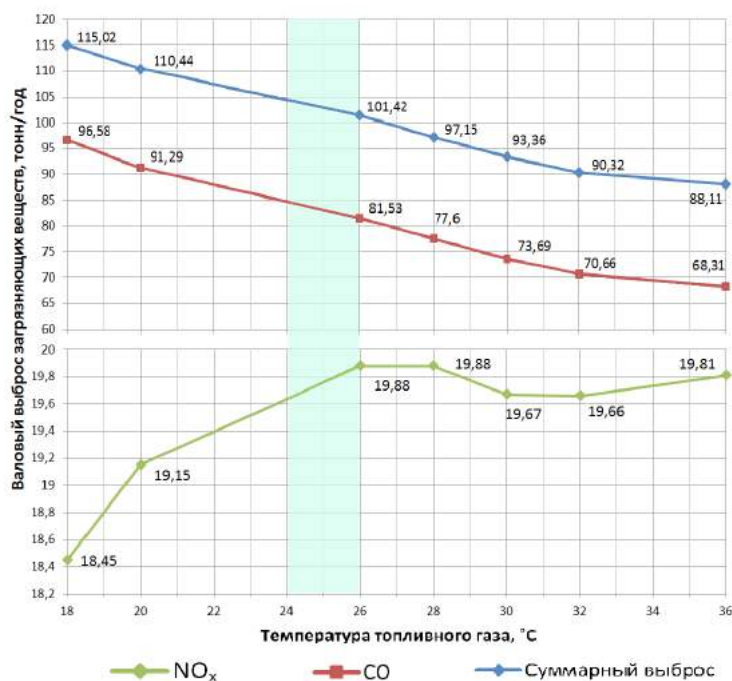


Рис. 2. График зависимости валового выброса загрязняющих веществ от температуры топливного газа

Минимальная температура топливного газа, установленная заводом изготовителем для двигателя НК-16СТ составляет 18 °С. Используемый для подогрева топливного газа теплообменник может подогревать его только до 26 °С. Дальнейшее повышение температуры еще больше сокращает объем вредных выбросов, но для этого необходимо запускать дополнительное оборудование – подогреватель газа ПТПГ-30, который является дополнительным источником вредных выбросов. Поэтому оптимальная рабочая зона температуры топливного газа находится в диапазоне от 24-26 (см. рисунок 2).

В ходе анализа работы газоперекачивающего агрегата было выявлено что, не меняя конструкции агрегата и не воздействуя на технологический режим его работы, можно влиять на объем валовых выбросов загрязняющих веществ в выхлопных газах газотурбинной установки.

Концентрация вредных выбросов в выхлопных газах газотурбинной установки изменяется пропорционально изменению частоты вращения свободной турбины и эти изменения не существенны. При отсоединении труб эжекции от выхлопной шахты общая концентрация вредных веществ в выхлопных газах изменилась незначительно, при этом появился дополнительный выброс масляных паров в атмосферу. В то время как отбор горячего воздуха и регулирование температуры топливного газа оказывают значительное влияние на выбросы в атмосферу. Валовый выброс вредных веществ при закрытом отборе воздуха уменьшился более чем на 20%.

Для реализации этих выводов рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

1. рационально использовать отбор циклового воздуха за осевым компрессором на собственные нужды;
2. поддерживать температуру топливного газа в диапазоне 24-26 °С.

Реализуя представленные в работе рекомендации, удастся достичь более экологичного режима работы газоперекачивающего агрегата без каких-либо материальных затрат. Валовый выброс вредных веществ при этом может уменьшиться более чем на 20%.

#### Литература

1. Воздействие на окружающую среду ПАО «Газпром»// Официальный сайт ПАО «Газпром», [электронный ресурс]. URL. <https://goo.gl/d3XnxL> (дата обращения: 05.01.2017)
2. Двигатель НК-16СТ Руководство по технической эксплуатации. Книга 1./ г.Самара, СНТК им. Н. Д. Кузнецова, 1982. – Разд. 1-5, 1035 с
3. Нагнетатель центробежный НЦ-16-56/1,44. Техническое описание/ г.Казань, ЗАО НИИ «Турбокомпрессор», 1995. – 114 с.
4. Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов, В.И. Никишин. Газотурбинные установки: -М: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. –240 с.
5. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам». – М.:, ОАО «Газпром», 2010 – 7 с.
6. СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-038-2005 «Инструкция по проведению контрольных измерений вредных выбросов газотурбинных установок на компрессорных станциях»: Введ. 15.12.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 31 с, [электронный ресурс], URL. <https://goo.gl/ji1Uz5> (дата обращения: 05.01.2017).
7. СТО Газпром 2-3.5-039-2005 «Каталог удельных выбросов вредных веществ газотурбинных газоперекачивающих агрегатов»: Введ. 25.10.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 69 с, [электронный ресурс], URL. <https://goo.gl/k1PFqd> (дата обращения: 05.01.2017).

**МЕХАНИЗАЦИЯ РУЧНОГО ВРАЩЕНИЯ ШТУРВАЛА ЭЛЕКТРОПРИВОДА  
ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ПРИ ОТСУТСТВИИ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ**

**О. Ю. Миллер, Р. В. Колосков**

*Научный руководитель доцент О.В. Брусник*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В современной индустрии трубопроводного транспорта невозможно представить осуществление перекачки нефти по магистральному нефтепроводу без запорной арматуры [1]. Как правило, управление запорным элементом осуществляется при помощи электрических приводов или механическим ручным способом. В процессе появления аварийных ситуаций возникает необходимость перекрытия аварийного участка при помощи запорной арматуры. От работы задвижек зависит скорость устранения отказа, экономические потери компании и ведение технологического процесса в целом.

Согласно классификации [3] существуют следующие типы задвижек по способу управления: под дистанционное управление, с автоматическим управлением, с ручным управлением.

При использовании запорной арматуры с электроприводом – возможно осуществление быстрого открытия-закрытия задвижки и ведение процесса при помощи телеметрии. Но зачастую можно столкнуться с проблемой выхода из строя электропривода или прекращения подачи электропитания. В свою очередь ручное вращение маховика электропривода приводит к затрате большого количества времени.

Отсутствие электропривода и использование ручного труда для вращения маховика задвижки является плюсом с точки зрения независимости от электропитания, однако данный способ требует затрат некоторого количества человеческого ресурса и значительного количества времени.

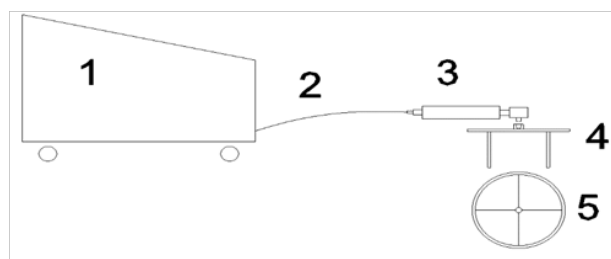
На основании анализа технологического процесса транспортировки нефти можно выделить два основных блока проблем, связанных с работой электропривода запорной арматуры:

1. Прекращение подачи электропитания
2. Отказ работы оборудования электропривода и сопутствующих элементов (при наличии питания)

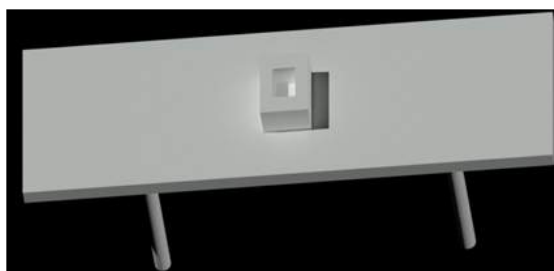
Для решения проблемы неработоспособности электропривода в данной статье рассматривается возможность использования механизма, позволяющего производить манипулирование запорной арматурой. Концепция работы заключается в передаче вращательного движения от механизма, приводимого в движение при помощи воздуха, на маховик электропривода.

В его состав входят следующие элементы: компрессор, пневмошланги с быстроразъемными соединениями, пневматический ключ, специальное крепление. Принцип работы заключается в следующем: компрессором осуществляется подача воздуха по пневмошлангам на пневматический ключ, воздух приводит в движение его головку; вращение головки пневмоключа передается на специальное крепление через воротковое соединение, установленное на маховике электропривода, приводя тем самым его в движение. Перед началом работы предварительно осуществляется настройка ресивера вращения в необходимую сторону, осуществляется центровка крепления на маховике электропривода.

На рисунке схематически изображен разработанный механизм в совокупности с электроприводом запорной арматуры; условно обозначен принцип взаимодействия элементов.



*Рис. 1. Схематическое изображение механизма:  
1 - Компрессор; 2 - Шланги высокого давления; 3 - Пневматический ключ;  
4 - Деталь крепления; 5 - Маховик*



*Рис. 2. Деталь крепления*



Преимущества от использования представленного механизма можно видеть при анализе аварийной ситуации на условном объекте, сопровождаемой выходом из строя электропривода. На рисунке 3 изображена схема камеры запуска; принимаем, что из строя выведен многооборотный электропривод фирмы «AUMA»[2] на задвижке ЗКЛ 800х63 (элемент №601).

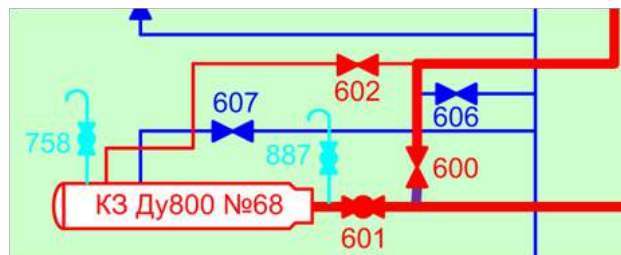


Рис. 3. Схема камеры запуска

Экспериментальные данные показывают, что при упомянутых условиях осуществление операции закрытия (открытия) задвижки будет происходить при использовании механизма в течение порядка 30 минут, при этом все действия производятся одним человеком. При использовании же «классического» способа манипулирования задвижкой вручную необходимо затратить около 9 часов (540 минут), при этом необходимо привлечение бригады количеством четыре человека. На рисунке 4 представлена диаграмма, наглядно показывающая разницу в затраченном времени в обоих случаях.

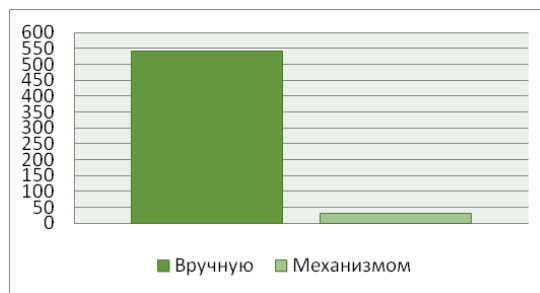


Рис. 4. Затраченное время на закрытие (открытие) запорной арматуры

На основании приведенных данных можно сформулировать основные преимущества от применения предлагаемого механизма:

- значительная экономия времени;
- экономия людских ресурсов.

Важными особенностями разработки, которые также характеризуют ее с положительной стороны, являются экономическая составляющая и преимущество перед иными способами работы с электроприводом при потере электропитания.

Касаемо экономической стороны вопроса нужно отметить, что себестоимость всех необходимых комплектующих за исключением компрессора составляет около пяти тысяч рублей, так как они характеризуются невысокой стоимостью. Что же касается компрессора, то он, как правило, входит в перечень обязательного оборудования линейно-эксплуатационной службы, так что нет необходимости в его приобретении. В связи с постановлением правительства Российской Федерации об импортозамещении, в дальнейшем рассматривается вопрос о замене узлов предлагаемого механизма на отечественные аналоги.

Относительно альтернативных способов решения проблемы потери электропитания данный механизм обладает важным преимуществом: при работе с легковоспламеняющимися жидкостями и газом возможна сборка оборудования в искробезопасном исполнении, либо удаление компрессора на достаточное расстояние, потому как это позволяет сделать длина пневматических шлангов. Таким образом, механизм может быть применен в условиях, когда нет возможности использовать, например, дизельный генератор для подачи электропитания. Существенным моментом является также тот факт, что устройство достаточно мобильно и может быть применено в труднодоступных районах в случаях, когда нет возможности осуществить замену вышедшего из строя электропривода, что актуально в условиях крайнего севера.

#### Литература

1. ГОСТ Р 52720-2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения;
2. Инструкция по эксплуатации многооборотных приводов SAEx 07.2 – SAEx 16.2 SAREx 07.2 – SAREx 16.2 с блоком управления электроприводом AUMA MATIC BASIC AMBExC01.1;
3. Крец В. Г., Шадрин А.В., Антропова Н.А. – Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: учебное пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.– 360 с.

## ОПОРОЖНЕНИЕ НЕФТЕПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ АЗОТНЫХ УСТАНОВОК

Е.В. Николенко

*Научный руководитель доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа Крец В. Г.  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Существует несколько возможных методов очистки магистральных нефтепроводов. Разумеется, вытеснение нефтепродуктов воздухом невозможно, так как пиррофорные соединения, образующиеся в результате контакта сернистых нефтепродуктов с незащищенными железными стенками магистрали, склонны к самовозгоранию в реакции с кислородом. Поэтому рассмотрим применение способа вытеснения инертной смесью на основе азота. Специальный очистной поршень движется внутри нефтепровода под действием агента, нагнетаемого мобильными азотными компрессорными станциями, вытесняя нефтепродукты. Этот метод более результативен и удобен по сравнению с вытеснением нефти водой, применяемым при небольшой протяженности магистрали и сравнительно малого диаметра. Высокая производительность наших станций позволяет обслуживать нефтепроводы протяженностью в несколько десятков километров, а высокая чистота азота (до 95-99%) дает гарантию в безопасности проводимых работ [3].

Один из множества методов приложения азотных компрессорных станций в нефтегазовой отрасли — воздушная копрессовка труб и азотирование газопроводов (N98%), предназначенное для вытеснения кислорода из них [4].

Рассмотренная модель относится к сфере эксплуатации магистральных нефтепроводов и может быть использована при выполнении плановых ремонтных работ на трубопроводах, транспортирующих нефть и нефтепродукты. Может быть использована также для опорожнения и заполнения инертным газом нефтепроводов, выработавших ресурс безопасной эксплуатации и предназначенных для временной консервации. Сущность представленного технического решения заключается в следующем. Данная система, как и известная включает подлежащий ремонту или консервации и отсеченный задвижками, участок нефтепровода, установленный в нефтепровод поршень-разделитель сред и энергетическую установку для нагнетания инертного газа в опорожняемый участок нефтепровода. Но в отличие от известной - предлагаемая система содержит: по меньшей мере криогенную емкость с жидким азотом и азотную газификационную установку, предназначенные для нагнетания в нефтепровод газообразного азота; поршень-разделитель сред, выполненный по меньшей мере из пяти литых поролоновых поршней, установленных в нефтепровод последовательно друг за другом, при этом, между третьим и четвертым поршнями установлена гелевая пробка-прослойка. Кроме этого, система содержит по меньшей мере передвижную насосную установку, предназначенную для откачивания нефти из нефтепровода, а также установленные в нефтепровод по меньшей мере в начале и конце отсеченного участка нефтепровода два газоанализатора и два манометра. При этом в процессе функционирования всей системы осуществляют контроль основных параметров - давления в нефтепроводе, производительности азотной газификационной установки и передвижной насосной установки, скорости движения и местоположения в нефтепроводе поршня-разделителя сред. В предлагаемой системе вместо энергетической установки, содержащей криогенную установку с жидким азотом и азотную газификационную установку, может быть использована мобильная мембранная азотная установка, вырабатывающая газообразный азот из окружающего воздуха за счет селективной проницаемости материала мембраны различными компонентами воздуха. Представленная модель относится к сфере эксплуатации магистральных нефтепроводов и может быть использована при выполнении плановых ремонтных работ на трубопроводах, транспортирующих нефть и нефтепродукты. Может быть использована также для опорожнения и заполнения инертным газом нефтепровода, выработавшего ресурс безопасной эксплуатации и предназначенного для временной консервации.

Сущность этого способа заключается в следующем. По трубопроводу пропускают поршень-разделитель сред с последующей его остановкой, причем, поршень-разделитель сред останавливают посредством частично закрытой задвижки, расположенной за дефектным участком трубопровода по потоку нефти. Затем полностью закрывают задвижки и перемещают поршень-разделитель сред в обратном направлении закачиваемыми через отвод в трубопроводе инертными газами, например, газообразным азотом или отработанными выхлопными газами до частично закрытой задвижки, расположенной перед дефектным участком с последующим полным закрытием последней [3]. Недостатком данного изобретения является то, что в нем нет достаточных средств и устройств для обеспечения гарантированного и контролируемого опорожнения трубопровода от нефти и полного его заполнения инертным газом. При этом давление инертного газа для перемещения поршня-разделителя сред и вытеснения нефти из дефектного участка нефтепровода в действующий нефтепровод должно быть выше давления в действующем нефтепроводе, что требует значительных энергозатрат и массы закачиваемого газа.

Кроме этого, в нефтепроводах, выполненных с подкладными кольцами на стыках сваренных между собой труб поршень-разделитель сред при своем движении в нефтепроводе получает механические повреждения от выступающих на поверхности внутри трубы на 5 мм кромок подкладных колец, которые не позволяют обеспечить надлежащее качество очистки внутренней полости нефтепровода и вытеснение нефти в полном объеме [1].

Целью при разработке предлагаемой полезной модели является создание универсальной и эффективной системы опорожнения и одновременного контролируемого заполнения инертным газом участка нефтепровода. При этом, система должна быть пригодна для использования в нефтепроводах, выполненных с подкладными кольцами.

Указанная цель и технический результат реализуются следующим образом. Предлагаемая система, как и известная включает подлежащий ремонту или консервации и отсеченный задвижками, участок нефтепровода,

установленный в нефтепровод поршень-разделитель сред и энергетическую установку для нагнетания инертного газа в опорожняемый участок нефтепровода [2].

Но в отличие от известной - предлагаемая система содержит: по меньшей мере криогенную емкость с жидким азотом и азотную газификационную установку, предназначенные для нагнетания в нефтепровод газообразного азота; поршень-разделитель сред, выполненный по меньшей мере из пяти литых порошковых поршней, установленных в нефтепровод последовательно друг за другом, при этом, между третьим и четвертым поршнями установлена гелевая пробка-прослойка.

Кроме этого, система содержит по меньшей мере подвижную насосную установку, предназначенную для откачивания нефти из нефтепровода, а также установленные в нефтепровод по меньшей мере в начале и конце отсеченного участка нефтепровода два газоанализатора и два манометра. При этом в процессе функционирования всей системы осуществляют контроль основных параметров - давления в нефтепроводе, производительности азотной газификационной установки и передвижной насосной установки, скорости движения и местоположения в нефтепроводе поршня-разделителя сред. В предлагаемой системе вместо энергетической установки, содержащей криогенную установку с жидким азотом и азотную газификационную установку, может быть использована мобильная мембранная азотная установка, вырабатывающая газообразный азот из окружающего воздуха за счет селективной проницаемости материала мембраны различными компонентами воздуха.

Рассмотрим технологию применения комплексной системы очистки внутренней полости трубопровода на проведения Опорожнения, и консервация нефтепровода Ду 700 Полоцк – Вентспилс на участке длиной 250 км.

Ду 700 Полоцк – Вентспилс представляет собой северную ветку трубопровода «Дружба. По причинам экономического и политического характера, на данном участке нефтепровода девять лет назад остановились поставки нефти на территорию Латвии. Таким образом, нефтепровод остался заполненным в полном объеме прилб. 630 тысяч барелей) нефтью и, следовательно заблокирован для другого применения. По технологическим соображениям линия трубопровода была еще до начала работ по опорожнению разбита на 6 участков. В начале и конце каждого участка были приварены специальные камеры пуска-приема.

В специальные камеры, в начале каждого участка (камеры пуска были вставлены по два очистных поршня. Следовательно данные два очистных поршня, между которыми закачана защитная разделительная водная пробка направленно продвигались по трубопроводу с помощью сжатого воздуха поступающего от компрессоров. Очистные поршни продвигаясь в полости трубопровода, вытесняли нефть из нефтепровода которая постепенно перепускалась между отдельными участками трубопровода в направлении от государственной границы с Литвой до приемного резервуара на нефтяном терминале в Вентспилсе.

Работы по вытеснению нефти из нефтепровода в направлении от государственной границы к нефтеперекачивающей станции «Джуксте» включая вытеснение нефти из всех сдвоенных участков, были осуществлены в течение последней декады ноября и первой декады декабря 2010 г., т. е. менее чем за 15 дней.

При этом на территории Латвии стояла экстремально холодная погода. Опорожнение последней части нефтепровода, т. е. участка между НПС «Джуксте» и Вентспилсом было по причинам имущественно-правового характера временно приостановлено.

В течение мая 2011 г. была произведена химическая очистка опороженной полости трубопровода от государственной границы с Литвой и до нефтеперекачивающей станции «Джуксте» с помощью специального очистного (деконтаминационного) реагента. Основной задачей работ по очистке было выполнение очистки внутренней стенки трубопровода от нефтяных остатков таким образом, чтобы в случае возможного нарушения целостности трубопровода не произошло загрязнение окружающей среды, в частности подземных и поверхностных вод. Следующей целью выполняемых работ было создание долговременно безопасной (взрывобезопасной) среды в полости трубопровода, позволяющей осуществлять сварочно-монтажные работы без применения дополнительных мер по обеспечению условий взрывобезопасной среды. До старта работ по очистке в начале и конце каждого очищаемого участка, были смонтированы или приварены специальные очистные камеры.

В каждую специальную камеру установленную в начале участка, было вставлено несколько очистных поршней. Между очистными поршнями была закачана вода и очистной (деконтаминационный) реагент в точно установленном соотношении и объеме. Данный состав затем с помощью сжатого воздуха направленно продвигался в полости трубопровода. В результате прохождения пробок содержащих очистной реагент, внутренняя стенка трубопровода полностью очищена от нефтяных остатков [1].

#### **Вывод**

В данной статье рассмотрены технологические решения, позволяющие как повысить безопасность проведения работ, связанные с вскрытием нефтепровода, так и понизить экологические загрязнения. Также рассмотрено применение специальной камеры приема и пуска очистных поршней, уменьшающие время проведения работ.

#### **Литература**

1. Брыных А., Шустек Л., Елинскис А. // Консервация нефтепровода Ду 700 Полоцк – Венспилс // Трубопроводный транспорт: теория и практика – Москва, 2011 - №3 – С. 5 – 11.
2. Девяткин, И. Н. Использование гелевых разделительных поршней для вытеснения нефтепродукта и очистки внутренней полости МНПП / И. Н. Девяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – №1. – 143с.
3. Дегтярев, В. Н. Разработка метода борьбы с отложениями парафина / В. Н. Дегтярев // Нефтяное хозяйство. 2006. - № 11. - 169 с.
4. Силин, М. А. Очистка и испытание магистральных трубопроводов / М. А. Силин, Л. Магадова, Р. Магадов, М. Поборцев // Научно технический вестник ЮКОС. – 2003. – №3. – 127 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПОМПАЖА В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРАХ

М.В. Попов

Научный руководитель ассистент С.С. Васенин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во время эксплуатации центробежного компрессора наблюдается неустойчивый режим работы. Вследствие этого вся конструкция испытывает различные нагрузки: аэродинамические, динамические и тепловые нагрузки по всему тракту. Каждая из этих нагрузок отрицательно влияет на работу компрессора, а при повторяющемся воздействии неминуемо приводит к разрушению элементов компрессора.

Действие этих нагрузок может привести к резкому снижению производительности агрегата, чрезмерному нагреву, повышенному уровню шума, обратному пробросу газов высокого давления, приводящему к сильному удару, и появлению вибраций, что влечет за собой разрушение лопаток рабочего колеса. Их предотвращение позволит обеспечить эффективную и безотказную работу центробежного компрессора.[1,6]

Остановимся на исследовании явления помпажа и определим сопутствующие цели и задачи.

Цель работы: исследование помпажа в компрессоре и способов защиты от него.

Задачи:

- а). Определить причины возникновения помпажа;
- б). Рассмотреть его влияние на работу компрессора;
- в). Представить способы защиты от помпажа.

Помпаж центробежного компрессора – различные нестационарные явления, возникающие в результате потери устойчивости течения в компрессоре. Характеризуется резкими колебаниями напора и расхода перекачиваемой среды. [5]

Помпаж возможен для всех компрессоров кинетического сжатия (центробежных, осевых) и возникает из-за срыва потока за входными кромками лопаток при больших положительных углах атаки, величина которых зависит от расхода воздуха и частоты вращения рабочего колеса. [3]

Угол атаки является одним из важнейших факторов, влияющих на возникновение помпажа.

Угол атаки – это угол между направлением скорости набегающего на тело потока и характерным продольным направлением, выбранным на теле. В данном случае характерным направлением является касательная к средней линии в передней точке профиля лопатки рабочего колеса компрессора.

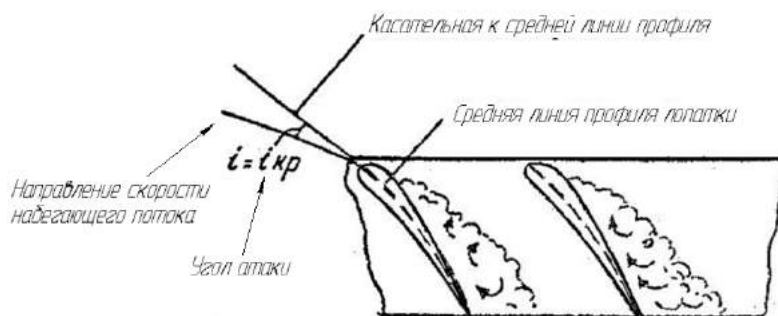


Рис. Угол атаки лопаток компрессора

В результате срыва происходит турбулизация потока воздуха, другими словами появляется вихревая зона, которая заполняет большой объем межлопаточного канала, прилегающего к всасывающей стороне лопасти. Эта зона является низкоэнергетической, через нее газ из области высокого давления (нагнетания) устремляется с высокой скоростью в область низкого давления (всасывания), навстречу основному потоку. Обратный проброс происходит с высокой скоростью, при этом давление в нагнетательном тракте понижается, а во всасывающем увеличивается и обратный проброс приостанавливается до очередного перепада давлений, при котором все повторяется. Как следствие, при помпаже возникает повышенная вибрация корпуса, что является абсолютно недопустимым, происходят хлопки и пульсации давления в нагнетательном патрубке. [2,4]

В результате исследования были выявлены следующие причины помпажных явлений в центробежном компрессоре:

- Увеличение давления при неизменной скорости вращения рабочего колеса в последней ступени компрессора, или повышения сопротивления во всасывающем тракте в связи с загрязнением фильтров, а также образованием наледей на входном направляющем аппарате и закрытие жалюзи воздухозаборного устройства;
- Низкая частота вращения рабочего колеса (наибольшая вероятность при пуске или остановке компрессора);
- Пониженный расход рабочей среды;
- Резкий сброс или резкое возрастание нагрузки;

Чтобы избежать указанного явления, при согласовании характеристик компрессора и сети требуется на всех

режимах работы компрессора обеспечить антипомпажное регулирование для поддержания стабильной работы агрегата.

Антипомпажное регулирование – это принцип управления параметрами компрессора, обеспечивающий минимально необходимую скорость газа в компрессоре, чтобы не допустить срыва потока и помпажа.

Высококачественное антипомпажное регулирование позволяет поддерживать безопасный режим работы даже при значительных колебаниях нагрузки со стороны технологии. Одновременно с этим сложные, многоступенчатые алгоритмы позволяют работать в безопасном режиме с максимальным диапазоном регулирования. В системе регулирования уставка антипомпажного регулятора может быть настроена максимально близко к зоне помпажа.

В системе антипомпажного регулирования используются такие методы как:

- Защита оборудования и технологии от опасных режимов работы и перевод компрессорной установки в безопасное состояние при срабатывании аварийных блокировок;
- Определение мента вхождения компрессора в помпаж и подача сигнала на экстренное открытие сбросного клапана;
- Регулирование требуемых параметров компрессорной установки (давления и температуры масла в коллекторе смазки).

Изучив причины, приводящие к неустойчивой работе центробежного компрессора, рассмотрим способы защиты агрегата и его частей от пагубного воздействия помпажа:

- 1) Устройство байпасного (перепускного) клапана после 4,5,6 ступеней компрессора, через которые осуществляется сброс части воздуха;
- 2) Дросселирование;
- 3) Поворот лопаток направляющего аппарата;
- 4) Выбор профилей лопаток с большой относительной толщиной и большим радиусом скругления входной кромки
- 5) Своевременная очистка лопаток компрессора.

Представленные решения по защите и предотвращению возникновения помпажа позволят избежать пагубное воздействие данного явления, обеспечат длительный срок службы агрегата без остановки функционирования технологического процесса. Это приведет к высокой наработке на отказ, увеличению ресурса, сохранению материалов и материальных средств.

В результате проведенного исследования помпажных явлений, найдено решение, позволяющее избежать возникновения помпажа. Решением является внедрение регулирующего клапана.

Преимущества установки этого клапана на пусковом контуре газоперекачивающего агрегата преобладают над присущими недостатками в силу специфики антипомпажного регулирования. Оптимальной конструкцией регулирующего органа является осесимметричная модель, обладающая высокой пропускной способностью, что особенно важно в такой области, как антипомпажное регулирование компрессоров. Таким образом, полученная система не только выполняет антипомпажную защиту центробежного компрессора, позволяя реализовывать традиционные функции открытия-закрытия клапана в различных режимах работы газоперекачивающего агрегата, но и обеспечивает регулирование по основным параметрам нагнетателя вблизи границы его устойчивой работы, что обеспечивает наибольшую эффективность газоперекачивающего агрегата.

#### Литература

1. Газотурбинные установки: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, С.С. Байкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.
2. Манушин Э.А. Газовые турбины. Проблемы и перспективы. М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Энергетика трубопроводного транспорта газов: Учебное пособие / А.Н. Козаченко, В.Н. Никишин, Б.П. Поршаков – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001.
4. Васенин С.С., Саруев Л.А. Проблемы эксплуатации сухих газодинамических торцевых уплотнений валов центробежных компрессоров. Сборник научных трудов VII Международной научно-технической конференции. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. С. 226-229.
5. Саруев Л.А., Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Силовой механизм сваебойной машины. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № 4 (1). С. 482-485.
6. Васенин С.С., Саруев А.Л., Саруев Л.А. Квалиметрия Отечественного Конкурентоспособного Нефтепромыслового Оборудования. В сборнике: Наука и образование в XXI веке сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции: в 34 частях. 2013. С. 27-29.

**АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПУСКОВОГО УСТРОЙСТВА  
ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ**

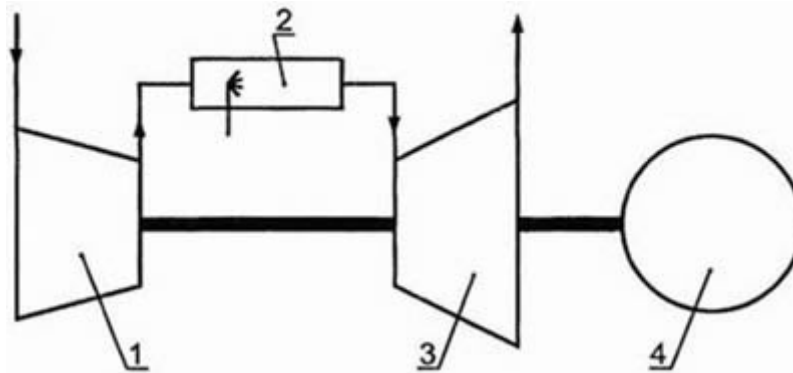
**Р.О.Посысаев**

*Научный руководитель ассистент С.С.Васенин*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Для работы технологического оборудования в нефтяной промышленности широко применяют газотурбинные установки. Газотурбинная установка применяется в качестве привода компрессора или генератора.

Газотурбинная установка - это агрегат, состоящий из газотурбинного двигателя, редуктора, компрессора и вспомогательных систем. Поток газа, образованный в результате сгорания топлива, воздействуя на лопатки турбины, создает крутящий момент и вращает ротор, который в свою очередь соединен с генератором или компрессором, схема принципа работы газотурбинной установки изображен на рисунке 1.



*Рис. Схема принципа работы газотурбинной установки.*

В компрессор (1) газотурбинного силового агрегата подается чистый воздух. Под высоким давлением воздух компрессора направляется в камеру сгорания (2), туда же подается топливный газ.

Смесь воспламеняется. При сгорании газовой смеси образуется энергия в виде потока раскаленных газов.

Этот поток под высокой скоростью воздействует на рабочее колесо турбины (3) и вращает его. Вращательная кинетическая энергия через вал турбины приводит в действие компрессор (4).

Пуск газотурбинной установки — ответственная операция, которую надо проводить, соблюдая правила технической эксплуатации и безопасности. Перед пуском газотурбинной установки следует убедиться в исправности ее основного и вспомогательного оборудования, систем регулирования и защиты.

На первом этапе пуска, раскрутка ротора осевого компрессора и турбины высокого давления происходит только благодаря работе пускового устройства. Мощность пускового устройства составляет 1—6% от мощности газотурбинной установки [6].

На втором этапе раскрутка ротора турбокомпрессора производится совместно турбодетандером и турбиной.

При достижении оборотов турбокомпрессора, достаточных для зажигания смеси, включается система зажигания и начинается подача газа на дежурную горелку. О нормальном зажигании сигнализирует датчик - фотореле. Примерно через 1-2 мин после набора температуры примерно 150-200°C заканчивается первый этап прогрева, открывается регулирующий клапан на величину около 5% и начинается второй этап прогрева, который продолжается 10 мин. Затем происходит постепенное увеличение оборотов турбины высокого давления за счет открытия газорегулирующего клапана. При достижении оборотов примерно 50% от номинала турбина выходит на режим «самоходности». При выходе из зацепления муфты турбодетандера заканчивается второй этап раскрутки ротора. В этот момент для исключения провала частоты вращения ротора турбокомпрессора производится резкое открытие топливного регулирующего клапана на 2-3%.

На третьем этапе происходит дальнейший разгон ротора турбокомпрессора путем постепенного увеличения подачи газа в камеру сгорания. При этом закрываются антипомпажные клапаны осевого компрессора, турбоагрегат переходит работать с пусковых насосов на основные, приводимые во вращение уже от роторов агрегата. [1,7]

Для бесперебойного и эффективного пуска необходимо провести анализ и выбрать оптимальное пусковое устройство для того или иного типа установки.

Остановимся на анализе пусковых устройств и определим сопутствующие цели и задачи данной работы.

Целью работы является сравнительный анализ пусковых устройств для газотурбинных установок и выбор наиболее эффективного из них. Этот выбор является важным для стабильной работы газоперекачивающего агрегата (Урал-6000), который является важнейшим звеном в технологической цепи дожимной компрессорной станции.

В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

1. Провести обзор стартеров;
2. Провести сравнительный анализ технических характеристик стартеров, анализ рентабельности финансовых результатов, и разработать рекомендации по выбору одного оптимального пускового устройства.

Для данного типа газотурбинной установки возможно установить два различных вида пусковых устройств.

А именно:

1. Пусковое устройство, работающее на пусковом газе, а именно стартер СТВ10Г.
2. Электрический стартер СТВД-25Д-9000 с используемым источником напряжением питания трехфазной сети 380 В

Газовоздушный стартер СТВ10Г устанавливается на верхней коробке приводов газотурбинной установки.

Стартер состоит из следующих основных узлов:

1. Заслонки;
2. Газосборника;
3. Редуктора с муфтой свободного хода;
4. Центробежного выключателя;
5. Турбины.

Технические параметры:

1. Мощность 55 кВт,  $n=3500$  об/мин
2. Температура, °С - 5...50;
3. Запыленность, мг/м<sup>3</sup> – не более 5;
4. Размеры твердых частиц, мкм - не более 5;
5. Расход пускового газа, кг/с – 1,5;
6. Расход пускового газа на один пуск, кг – не более 180;
7. Расход пускового газа на холодную прокрутку, кг – 70...80;
8. Время непрерывной работы стартера, с – не более 120. [2, 5]

Электрический стартер СТВД-25Д-9000 устанавливается на верхней коробке приводов газотурбинной установки и имеет размеры Ø300×576 мм. В комплекте с электрическим стартером есть:

1. Специальное устройство плавного пуска;
2. Блок управления;
3. Встроенные средства защиты по току, напряжению и от перегревов блока управления и электростартера.

Взрывозащищенное исполнение с маркировкой 1ExdПВТЗ позволяют эксплуатировать электростартеры во взрывоопасной среде без дополнительных датчиков слежения.

Технические параметры:

1. Мощность электростартера, кВт – 120
2. Напряжение питания трехфазной сети частотой 50 Гц, В – 380
3. Время непрерывной работы стартера, с – более 120

Произведем сравнение технических параметров стартера, для наглядности сравнения используем сводную таблицу данных.

Таблица 1

Сводная таблица технических параметров пусковых устройств

Технические параметры	Газовоздушный стартер СТВ10Г	Электрический стартер СТВД-25Д-9000
Мощность, кВт	55	120
Температура, °С	5...50	-
Размеры твердых частиц, мкм	5<	-
Расход пускового газа, кг/с	1,5	-
Расход пускового газа на один пуск, кг	180<	-
Расход пускового газа на холодную прокрутку, кг	70-80	-
Время непрерывной работы стартера, с	120<	>200

Как видно из таблицы преимущественно использовать в данной установке электрический стартер СТВД-25Д-9000, так как нет влияния параметров пускового газа, а также большего значения мощности и времени непрерывной работы стартера.

Электрический стартер СТВД-25Д-9000 является наиболее финансово рентабельным при установке агрегатов так как стоимость данного стартера порядка 1500 тыс.руб., а воздушного 3000тыс.руб., а также в связи с отсутствием дополнительных затрат на подведение к данному узлу трубопроводов, предохранительных арматур и других систем, связанных с управлением и отслеживанием потока пускового газа.

Электропуск в сравнении с газовоздушным пуском более экономичен. Так, для одного пуска ГПА (Урал 6000) с помощью системы пуска, состоящей из электростартера СТВД-25Д-9000 и блока управления БУС-18, требуется 3 кВт·час электроэнергии, (около 6 рублей), а для газовоздушного пуска расходуется примерно 1500 м<sup>3</sup> газа, стоимостью около 4875 руб. (по бытовым ценам).

Из выше изложенной информации рекомендуется использовать электрический стартер СТВД-25Д-9000 с блоком управления и специальным устройством плавного пуска, так как технические параметры и рентабельность данного оборудования более высока по сравнению газовоздушным стартеров СТВ10Г в связи:

- С высокой мощностью;

- С большим времени непрерывной работы;
- Отсутствием больших подвижных узлов (заслонки, редуктора и тд.);
- Отсутствием дополнительных затрат на установку трубопроводов, предохранительных арматур и других систем, связанных с управлением и отслеживанием потока пускового газа;
- Стоимость закупки в 2 раза ниже, чем газовоздушный стартер СТВ10Г;
- Стоимость электропуска менее затратное, чем газовоздушный пуск.

Так как установка используется в малоосвоенных и труднодоступных районах, она имеет преимущества:

- Хорошая транспортабельность;
- Простота и быстрота монтажа;
- Пуск установки;
- Автоматизации;
- Дистанционным управлением.

#### Литература

1. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. - М.: Изд-во «Нефть и газ», 1999, с.459
2. Коллектив авторов. Руководство по технической эксплуатации ГТУ-ПГ.- ОАО НПО «Искра»,2002, -256 с.
3. Коллектив авторов. ИБ №8. Пермские газовые турбины. - ОДК «Пермские моторы»,2006,-3 с.Соколов В. С. Газотурбинные установки. -М. Высшая школа, 1986, с. 100-103;
4. Васенин С.С., Саруев Л.А. Проблемы эксплуатации сухих газодинамических торцевых уплотнений валов центробежных компрессоров. Сборник научных трудов VII Международной научно-технической конференции. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. С. 226-229.
5. Саруев Л.А., Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Силовой механизм сваебойной машины. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № 4 (1). С. 482-485.
6. Васенин С.С., Саруев А.Л., Саруев Л.А. Квалиметрия Отечественного Конкурентоспособного Нефтепромыслового Оборудования. В сборнике: Наука и образование в XXI веке сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции: в 34 частях. 2013. С. 27-29.

### РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

**В.В. Руденко, М.К. Романов**

*Научный руководитель доцент, к.т.н. М.В. Омелянюк*

*Армавирский механико-технологический институт (филиал)*

*ФГБОУ ВО Кубанский государственный технологический университет,  
г. Краснодар, Россия*

На современном этапе производственно—хозяйственная деятельность предприятий добычи нефти и газа осуществляется в сложных условиях.

Отсутствие эффективных способов предупреждения и устранения осложнений приводит к удорожанию добычи, переработки, транспортировки нефти и газа, нарушению экологического равновесия в окружающей среде. Решение экологических проблем требует внедрения технологий и оборудования, обеспечивающих рациональное природопользование и минимальное загрязнение природной среды.

Одной из современных проблем является процесс отложения твердых осадков неорганических веществ на стенках теплообменного оборудования. Накопление осадков существенно осложняет транспортировку газа, приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, трудоемким и высокочрезвычайно затратным ремонтным работам, а в итоге – к увеличению стоимости транспорта газа.

Использование аппаратов воздушного охлаждения (АВО) является экологически чистым, однако, при их эксплуатации возникает ряд проблем, связанных с загрязнением межтрубного пространства, особенно в аппаратах с высоким коэффициентом оребрения (20..23). В связи с этим снижается коэффициент теплопередачи (в 1,5..2 раза по сравнению с проектными данными), снижается эффективность теплопередачи, в результате снижается КПД газоперекачивающих агрегатов (ГПА), а иногда ГПА приходится останавливать в связи с превышением температуры газа на выходе из АВО газа 1 ступени, повышается расход электроэнергии на привод вентиляторов. Также из-за снижения теплоотдачи и повышения температуры происходит коробление труб АВО газа и воды, что приводит к дополнительной неравномерности охлаждения.

Оптимальное охлаждение позволяет снизить затраты на перекачку примерно на 5-10 %, то есть на 0,5% транспортируемого газа при расходе газа 0,8 от номинального и 2% при перекачке номинального расхода газа.

Для обеспечения оптимального режима работы загрязненных АВО воды и газа требуется периодически проводить очистку оребрения теплообменных труб, а для аппаратов воздушного охлаждения воды – очистку трубного и межтрубного пространства.

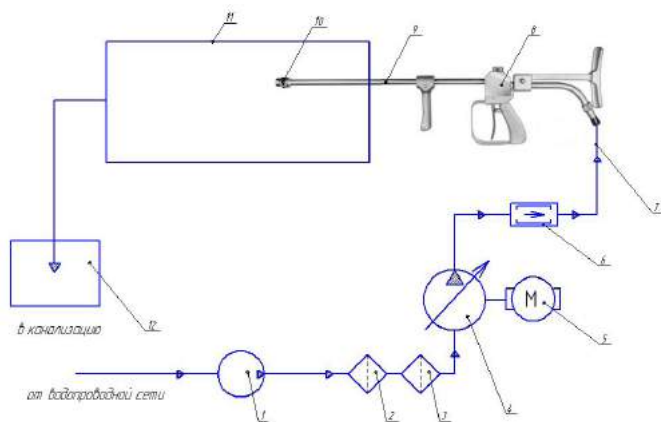
Целью работы является исследование установки очистки аппаратов воздушного охлаждения подземного хранения газа.

Задачи состояли в анализе конструкций аппаратов воздушного охлаждения. Они выпускаются различных типов: АВМ (малопоточного типа), АВГ (горизонтальные), АВЗ и АВЗ-Д (с зигзагообразным расположением теплообменных секций), АВГ-75 и АВГ-100 (для магистральных газопроводов), АВГ-160 и АВГ-160Г



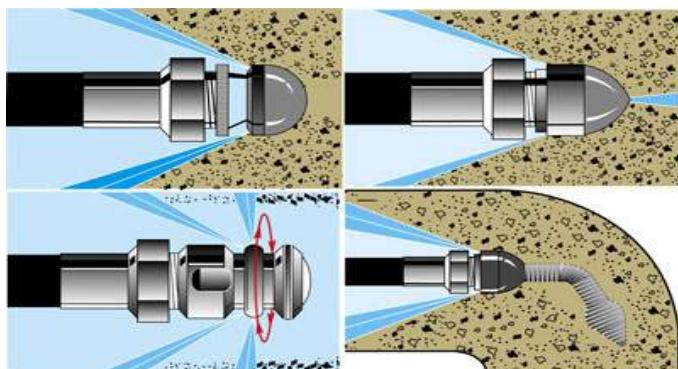
(для подземных станций хранения газа), принципиальной схемы аппаратов воздушного охлаждения; исследовании механизма, анализе современных способов очистки аппаратов (химический, механический, электрогидроимпульсный, гидродинамический), их достоинств и недостатков;

Принципиальная схема стационарной установки для гидродинамической очистки АВО газа представлена на рисунке 1.



**Рис. 1. Принципиальная схема стационарной установки для гидродинамической очистки АВО газа**  
 1 – подпорный насос; 2 – фильтр грубой очистки; 3 – фильтр тонкой очистки; 4 – насос высокого давления; 5 – электродвигатель; 6 – пневмокомпенсатор; 7 – рукава высокого давления; 8 – гидродинамический пистолет; 9 – высоконапорная штанга; 10 – гидравлический распределитель для очистки внутренней поверхности; 11 – очищаемый элемент АВО; 12 – отвод воды и удаленного шлама в канализацию.

Для очистки внутренних поверхностей трубок откручиваются пробки и производится промывка горячей водой с добавлением специальных моющих средств. При больших отложениях используется устройство механокавитационной очистки труб. После промывки заворачиваются пробки, обтягиваются, опрессовываются. Для определения наличия или отсутствия утечек используется «мыльная пена». Наружная очистка производится с применением аппарата высокого давления, с использованием горячей воды и специальных моющих средств. При загрязнении твердыми отложениями используются дополнительные насадки, позволяющие более эффективно очищать внутренние поверхности в соответствии с рисунком 2.



**Рис. 2. Дополнительные насадки для твердых отложений**

Преимущества разработанной установки гидродинамической очистки аппаратов воздушного охлаждения:

1. возможность очистки полностью закоксованных трубок;
2. высокая скорость и качество очистки;
3. обработанная поверхность получается более гладкой, чем после механической обработки (сверления, дробеструйной обработки и т.д.);
4. последующее образование отложений на поверхности происходит медленнее;
5. позволяет очищать поверхности любых конфигураций (плоские, цилиндрические, профильные)
6. отсутствие необходимости демонтажа очищаемого оборудования.

Последнее позволяет проводить работы по очистке при частичном отключении оборудования от производственных мощностей без ущерба для основного производства. Метод гидромеханической очистки (степень очистки - 95%) успешно конкурирует по качеству, себестоимости и срокам окупаемости с методом химической очистки (степень очистки - 20%), методом очистки электромагнитным импульсом (степень очистки - до 30%), методом очистки высоконапорными установками (степень очистки - до 51%).

#### Литература

1. Омелянюк М.В. Гидродинамические высоконапорные установки в решении проблем ПХГ. Наука и техника в газовой промышленности 2010. № 3. С. 80-89.
2. Омелянюк М.В., Черномашенко А.Н., Климов А.А., Кузькин С.А., Богданов А.В. Очистка энергетического оборудования станции подземного хранения газа. В сборнике: Научный потенциал вуза - производству и образованию материалы Региональной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Краснодарского края и 95-летию КубГТУ. Редакторы: А.А. Москвитин, О.А. Лучков 2013. С. 74-82.
3. Омелянюк М.В., Черномашенко А.Н. Повышение экономичности и безопасности эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения. Нефтепромысловое дело 2009. № 4. С. 43-46

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ ТЕОРИИ ГРАФОВ

В.О. Румянцев

*Научный руководитель к.т.н., доцент К.В. Сызранцева  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

В настоящее время современные технологии проектирования и эксплуатации трубопроводных сетей необходимо дополнять методами высокоточного математического моделирования, которые гарантируют выработку научно-обоснованных рекомендаций по повышению эффективности работы трубопроводной системы [5].

Высокая точность моделирования необходима для максимально возможного удовлетворения современных требований к достоверности параметров функционирования трубопроводных систем, которые предъявляются в отраслях топливно-энергетического комплекса. Однако при моделировании часто приходится использовать неточную информацию о состоянии и характеристиках трубопроводов, вследствие чего появляется необходимость производить оптимизационные расчеты с целью планирования режимов работы газотранспортной системы. В процессе эксплуатации трубопроводов изменяются коэффициенты гидравлического сопротивления из-за образования гидратов, конденсата, отложения шлама в полости трубы. С течением времени ухудшаются прочностные характеристики трубопроводов, что приводит к снижению максимально допустимого давления газа. Применяя современный метод построения математической модели с помощью теории графов, можно построить высокоточную модель газотранспортной системы, которая позволяет добиться оптимального функционирования трубопроводных сетей при нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях [3].

На данный момент существуют сложные технологии перекачки с возможностью многовариантных подключений входящих и выходящих магистральных трубопроводов между резервуарными парками, которые расположены на одной технологической площадке. На таких объектах оперативно детерминировать все возможные подключения между источниками и приемниками потоков в зависимости от состояния запорной арматуры является сложной и актуальной задачей. Адекватным аппаратом моделирования сложных технологических структур транспортирования газового конденсата с целью последующей высокоточной обработки потоков и управления технологическими процессами является теория графов [2]. Структурная модель системы транспорта газа может быть представлена ориентированным графом, объектами которого являются дуги: трубопроводные участки, газоперекачивающие аппараты, аппараты воздушного охлаждения, линейная запорная арматура с характерными им свойствами (параметрами) – диаметром трубы, длиной.

Моделируемые объекты включают в себя состав и типы оборудования реальной системы транспорта газа ООО «Газпром переработка», работа которых изложена в технологическом регламенте предприятия (ТР-6400-20806-07-2013) [6], а граф схемы – их технологические связи. Узлы графа представляют собой места, где могут сходитьсь соединения объектов моделирования между собой [4]. Так как граф определяется или его смежностями, или его инцидентиями. Указанную информацию удобно представлять в матричной форме. Для обработки в электронно-вычислительной машине матричная форма преобразуется в список взвешенных дуг ориентированного графа [7]. Такая форма организации данных дает преимущества, которые позволяют производить оптимизацию данных для реализации следующих алгоритмов: визуализации топологии трубопроводных конструкций, определению угрозы перекрытия потоков и получению параметров работы трубопроводной системы, необходимых для определения оптимальной стратегии управления технологическими процессами транспортирования продуктов.

Рассмотрим фрагмент технологической схемы ООО «Газпром переработка» (рис. 1).

Применив метод описания технологической схемы в виде ориентированного графа, получаем следующий граф объекта (рис. 2). На этом рисунке вершины обозначены 1А...6А, которые представляют собой приемные резервуары Р-1201/1А...6А на технологической схеме (рис. 1). Свойствами данных вершин являются: привязка к реальному резервуару и тип вершины (резервуар).

Вершины с обозначением 1А/1...6А/5 представляют задвижки, которым соответствуют номера на рисунке 1. Свойствами данных вершин являются: соответствие реальной задвижки и тип вершины (задвижка).

Вершины с литерой U, представляют собой технологические трубопроводы, которые выступают в качестве связующих элементов вершин графа в соответствии с технологическим регламентом объекта.

Построенный граф, который представлен на рисунке 2, может служить для обработки информации на автоматизированном рабочем месте оператора или диспетчера, что в свою очередь позволит улучшить восприятие получаемой информации с помощью визуализации потоков газового конденсата и определения запертых участков газопровода (путем определения досягаемости от технологических трубопроводов, начинающихся с литеры U).

Для решения других задач с помощью которых можно производить высокоточные вычисления. Был выбран алгоритм Флойда – Уоршелла. Данный алгоритм является эффективным для нахождения всех кратчайших путей в плотных ориентированных графах, когда имеет место большое количество пар ребер между парами вершин. Данный алгоритм в свою очередь позволит оптимально управлять технологическими процессами как в штатном режиме работы, так и в аварийной ситуации. Так же существует алгоритм Дейкстры, но из-за большого константного фактора и невозможности работать с плотными графами, этот алгоритм не подходит для выполнения нашей задачи. Алгоритм Флойда – Уоршелла представляет ориентированный граф объекта  $G$ ,

$G = (V, E), |V| = n$ , где  $V$  – непустое множество вершин,  $E$  – множество пар различных вершин, дуги графа

Введем обозначения  $d_{ij}^k$  – длина кратчайшего пути  $i$  от  $j$  до, которые проходят только через вершины  $1 \dots k$ , а  $d_{ij}^0$  – длина (вес) ребра  $(i, j)$ . Существует два варианта значения  $d_{ij}^k, k \in (1, \dots, n)$ : кратчайший путь между  $j, j$  не проходит через вершину  $k$ ; существует более короткий путь между  $i, i$  проходящий через  $k$ , тогда он сначала идет от  $i$  до  $k$ , а потом от  $k$  до  $j$ . Для нахождения значения функции достаточно выбрать минимум из двух обозначенных значений.

Решив для полученного орграфа (рис. 2) задачу о кратчайшем пути, мы тем самым найдём кратчайший вершинный путь из одной вершины ориентированного графа в конечную заданную вершину.

Изложенный выше алгоритм был реализован в программной среде MATLAB в виде функции и помещён в инструментарий Graph Theory Toolbox [1]. Результат работы программы представлен на рисунке 3.

Таким образом, предложенные математические методы и отработанная программная реализация этих методов позволяют получать более технологичные диспетчерские решения, способствуя снижению энергетических затрат на транспортировку газа.

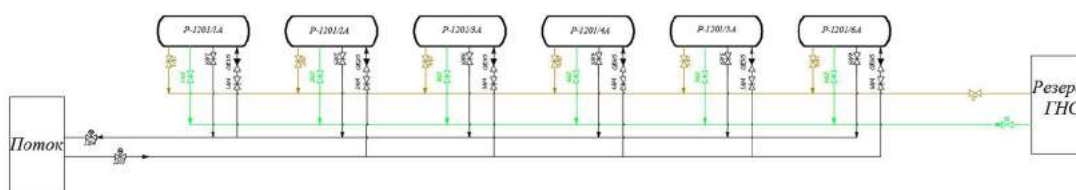


Рис. 1. Фрагмент технологической схемы резервуарного парка

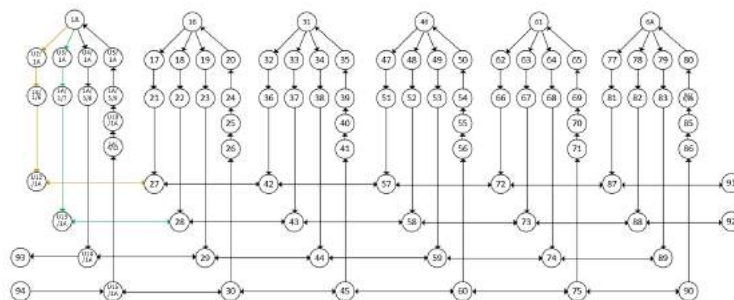


Рис. 2. Ориентированный граф фрагмента технологической схемы

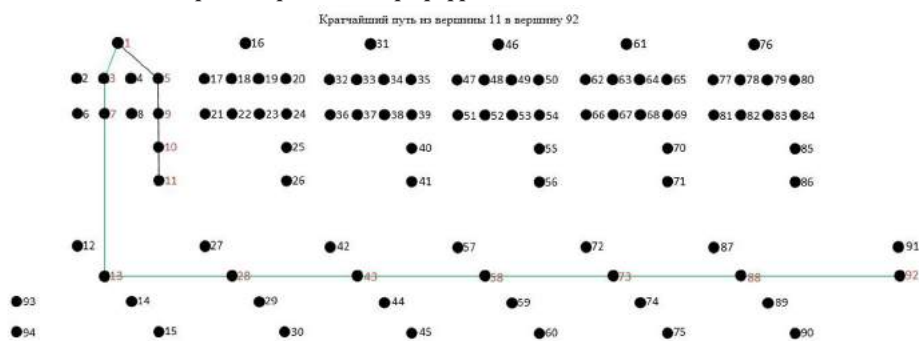


Рис. 3. Работа программы нахождения кратчайшего пути ориентированного графа

#### Литература

1. Иглин С.П. Математические расчеты на базе MATLAB. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 640 с.
2. Меренков А.П., Хасилев В.А. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 279 с.
3. Румянцев В.О. Функциональная модель системы математического моделирования газотранспортной системы // Новые технологии нефтегазовому региону: Труды Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2016. – Т. 3. – С. 79 – 82.
4. Румянцев В.О. Применение теории графов в системе транспорта газа // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно – энергетическом комплексе: Труды Всероссийской научно – практической конференции студ., аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2015. – С. 260 – 262.
5. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 695 с.
6. ТР-6400-20806-07-2013 Технологический регламент головной насосной станции ООО «Газпром переработка».
7. Харари Ф. Теория графов. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 300 с.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ДИАПАЗОНА ВЛАЖНОСТИ ДЛЯ МАКСИМАЛЬНОГО УПЛОТНЕНИЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ ХРАНИЛИЩ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

А. Д. Русанова, А.В. Грузин

Научный руководитель к.т.н., доцент А. В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Строительство любого магистрального трубопровода сопряжено с возведением резервуарных парков. Резервуары в системе трубопроводного транспорта играют важную роль. А именно - учет продукта (нефти), аккумулярование запасов разноразных нефтей или нефтепродуктов, прием смеси, образующейся в ходе последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов различного состава. Очевидно, что обеспечение безаварийной эксплуатации хранилищ жидких углеводородов является актуальной задачей. Одной из возможных причин аварии в резервуарном парке является неконтролируемая осадка основания резервуаров, вследствие чего нарушается геометрия резервуара, в его конструкции возникают нерасчётные напряжения, следствием которых может быть разрушение сварных швов и истечение нефти. Поскольку хранилища жидких углеводородов работают в условиях знакопеременных нагрузок, для предотвращения неконтролируемой осадки резервуаров особое внимание следует уделять качеству подготовки их грунтового основания [6]. В соответствии с действующими нормативными документами в процессе уплотнения грунтового основания перед передачей на него нагружающего воздействия необходимо произвести его увлажнение для достижения максимальных значений плотности формируемого грунтового основания [6]. В то же время действующими нормативными документами не оговаривается количественная сторона увлажнения – отсутствуют рекомендации по выбору рационального диапазона влажности для максимального уплотнения грунтов оснований хранилищ жидких углеводородов. С целью минимизации материальных и временных затрат на устройство оснований требуется установить диапазон влажностей грунта, при котором произойдет его максимальное уплотнение.

Для достижения поставленной цели на базе созданной в Омском государственном техническом университете студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» были выполнены лабораторные исследования [4,5,7]. В качестве грунта основания был взят аллювиальный песок поймы реки Иртыш.

Для определения деформационных характеристик грунта был выбран метод компрессионного сжатия, исключающий ударное воздействие на грунт.

Методика проведения лабораторных испытаний включает в себя следующие этапы:

1. подготовительный: подготовка пробы грунта (расчёт необходимого количества воды, подготовка образца грунта к увлажнению, непосредственное увлажнение)
2. основной: проведение компрессионных испытаний и контроль влажности образца
3. заключительный: обработка полученных данных.

Компрессионные испытания проводились по следующей схеме: первая ступень – 25 кПа с выдержкой 5 минут; на каждой следующей ступени нагрузка увеличивалась на 25 кПа с выдержкой в 5 минут; последняя ступень – 180 кПа и выдержкой в 30 минут. Графически схема испытаний представлена на Рисунке 2. Приведенная схема испытаний полностью удовлетворяет требованиям нормативной документации [1].

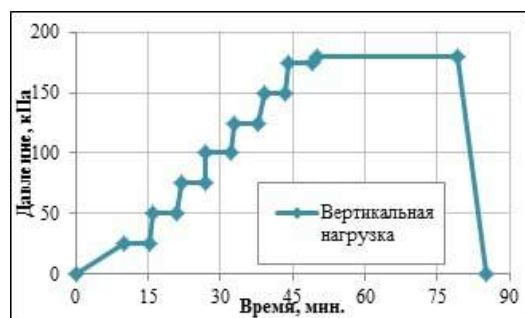


Рис. 1. График компрессионных испытаний грунта

Результаты компрессионных испытаний представлены на Рисунке 3.

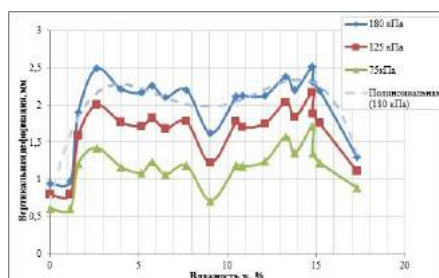


Рис. 3. Зависимость вертикальной деформации образца от его влажности

Как видно из полученных лабораторных данных, имеет место диапазон значений влажностей от 3% до 14%, при котором вертикальная деформация исследованного образца песчаного грунта максимальна. Следует отметить тот факт, что при дальнейшем увеличении влажности пробы, вертикальная деформация уменьшается.

Таким образом, наличие диапазона значений влажностей, при котором вертикальная деформация песчаного грунта максимальна позволит существенно расширить временные рамки для устройства основания, отвечающего требованиям устойчивости, а также определять необходимое количество воды в зависимости от внешних температурных условий, тем самым рационально используя водные ресурсы.

#### Литература

1. ГОСТ 12248-2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. – М.: МНТКС, 2010. – 162 с.

### **СООРУЖЕНИЕ РЕМОНТНОГО КОТЛОВАНА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕРМЕТИЧНЫХ КАМЕР**

**А.С. Самсонов**

*Научный руководитель доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа Крец В. Г.  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Как показывают статистические данные, продолжительность аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах, проложенных в сложных условиях трассы, в частности, в болотистых и переувлажненных грунтах, в среднем в 2-3 раза больше, а экономический ущерб в 3-4 раза выше, чем на трубопроводах того же диаметра, проложенных в устойчивых грунтах. Это объясняется тем, что аварии на магистральных нефтепроводах, проложенных в болотистых и переувлажненных грунтах, осложняются рядом специфических факторов, в том числе сложностью вскрытия поврежденного участка нефтепровода и последующим устройством ремонтного котлована. Для вскрытия таких участков требуются специальные технологии и технические средства.

Большинство болот, по которым проходят нефтепроводы, имеют мощность торфяного горизонта от 0,5 до 3,5 м. В этих условиях проведение ремонтно-восстановительных работ с созданием ремонтного котлована по обычной технологии в весенне-летний период, а иногда круглый год, не представляется возможным. Значительная водонасыщенность торфов, наличие поверхностных вод приводят к обрушению стенок ремонтного котлована и заполнению его болотной массой, трудно поддающейся откачке насосами.

Поэтому специфической особенностью разработки котлованов в заболоченных и переувлажненных грунтах является необходимость укрепления их стенок. Укрепление стенок ремонтного котлована и создание герметичности – наиболее трудоемкие и длительные операции. Для укрепления стенок котлованов может использоваться шпунтовое ограждение, деревянные сваи и ремонтная герметичная камера.

К примеру, в институте ИПТЭР разработана ремонтная герметичная камера РГК, которая предназначена для создания котлована на трубопроводах диаметрами 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм, проложенных на болотах I, II, III типов. Камера РГК представляет собой установку с гидравлическим приводом, которая монтируется с помощью крана на поврежденном участке нефтепровода и образует ремонтный котлован. Корпус камеры состоит из двух шарнирно-соединительных челюстей, которые смыкаются с помощью гидроцилиндров, обхватывая трубопровод торцевыми частями и образуя герметичную полость, открытую сверху. При необходимости борта камеры наращиваются одной или двумя приставками. Камера снабжена анкерными стойками, которые заворачиваются в грунт и придают ей устойчивость относительно трубопровода, а также противодействуют выталкивающей силе, создаваемой находящейся снаружи камеры жидкостью. Через коллекторы с приямками достигается полная откачка торфяно-водяной смеси из внутренней полости камеры. Камера предназначена для подготовки «сухого котлована» на ремонтируемом участке трубопровода при проведении аварийно-восстановительных работ. Основное применение поворотной камеры является использование на трубопроводе в топких, болотистых местах и поименной части ЛЧ МН. При затрудненных условиях монтажа ремонтной камеры в высокообводненных участках привлекается водолазный персонал для сборки и монтажа на трубопроводе ремонтной камеры.

Камера транспортируется на место проведения аварийно – восстановительных работ грузовым транспортом на штатной подставке, соответствующей грузоподъемности и габаритам, исключающим повреждения ремонтной камеры при транспортировке.

Перед монтажом ремонтной камеры тщательно осматривается корпус и все части камеры, уплотняющие соединения, ролики, резьбовые соединения на наличие повреждений и неисправностей, при обнаружении устраняются.

#### Литература

1. РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»
2. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности -М: Горная книга. МГТУ, 2010-392с.
3. РД 153-39.4-067-04 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов».
4. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов: – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001 – 544 с.: илл.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕВЕРСИВНОЙ НАГРУЗКИ В ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРАХ «ARIEL»

А.С. Сироткин

Научный руководитель ассистент С.С. Васенин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе работы компрессорной установки, поршневой компрессор и его составляющие подвергаются различным нагрузкам: динамические (циклические), растягивающие и сжимающие, постоянно прикладываемые и снимаемые нагрузки, статические и тепловые, а также действие нереверсивной нагрузки на рабочие части компрессора, которую предстоит рассмотреть более детально. Каждая из нагрузок, особенно если она превышает допустимую, приводит к пагубным последствиям.

Их возникновение может вызвать масляное голодание поверхностей, чрезмерный нагрев, высокие напряжения и привести к усталостному разрушению, выкрашиванию поверхностей соприкосновения, появлению остаточной деформации, сопутствующей изменению геометрии деталей, а также выхода их из строя и соответственно самого агрегата.

Для обеспечения бесперебойной работы поршневого компрессора, необходимо их предотвращение.

Во-первых, в процессе проектирования компрессора разработчики должны учитывать газовые силы, которые они должны распределить правильно и направить в нужное направление для того, чтобы эти силы совершали полезную работу большего значения, т.е. повышали КПД компрессора. Учитывая данный пункт, они избавляются от лишних нагрузок, прикладываемых газовыми силами на составные части. Например, правильно спроектированные клапана и «седла» не дадут газу выйти из камеры нагнетания в камеру разрежения у цилиндра двойного действия и нагрузить шатун с составляющими частями кривокопфа. Во-вторых, лучший способ определить возможные проблемы с вибрацией, шумом и балансировкой машины – это проведение полноценных расчетов на стадии проектирования:

- Акустический расчет
- Механический расчет
- Анализ крутильных колебаний

Также ряды компрессора балансируются так, чтобы масса движущихся деталей двух противоположных рядов не выходила за пределы допуска (Например, у самой большой компрессорной машины разбалансировка составляет примерно 1,5 кг на одну из сторон). Все компоненты взвешиваются непосредственно в процессе сборки, заносятся в специальные документы. Возникшая разница в весе оппозитных рядов компенсируется установкой соответствующих балансировочных гаек.

Остановимся на исследовании одной из нагрузок и определим сопутствующие цели и задачи.

Цель работы: исследование реверсивной и не реверсивной нагрузки в компрессоре.

Задачи: а) Определить причины возникновения нереверсивной нагрузки;

б) Детерминировать их влияние на детали и механизмы насосного агрегата, а также представить некоторые результаты;

в) Предложить гипотезы, относящиеся к устранению нереверсивной нагрузки, а также некоторые реальные решения.

Реверсивная нагрузка в поршневом компрессоре - это нагрузка, сосредоточенная на одной из поверхности двух взаимодействующих деталей и меняющая точку приложения с определенной частотой.

Необходимость в реверсивной нагрузке возникла в силу того, что в процессе взаимодействия кривошипно-шатунного механизма с цилиндропоршневыми группами возникают большие усилия в процессе сжатия газа и их необходимо сконцентрировать на каком-либо участке. Если участок концентрации нагрузки будет один, то из-за большого количества усилий и напряжений, передаваемых на детали, возникнет чрезмерный нагрев поверхности, а также самой детали, её быстрый износ, в силу отсутствия смазки, а также деформация. Выход из данной ситуации таков, что необходимо создать несколько поверхностей и точка приложения нагрузки будет меняться периодически, в зависимости от движения поршня. Соответственно одна из поверхностей будет освобождаться для смазки, охлаждения и снятия напряжения.

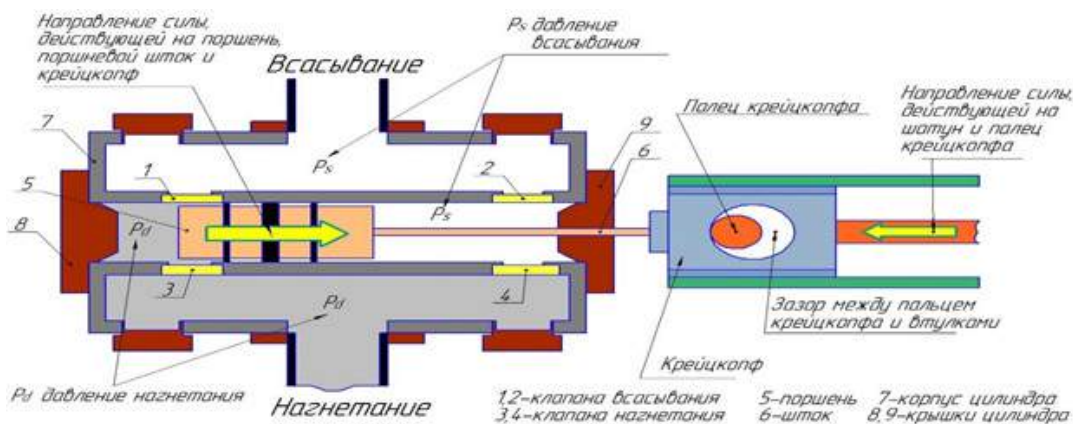


Рис. 1. Схема взаимодействия частей компрессора

Компрессор имеет камеру всасывания и камеру нагнетания в каждой из которых создаются давления определенной величины, а именно давление всасывания (Pressure suction) и давление нагнетания (Pressure discharge).  $P_d \gg P_s$  Обратим внимание на направление газовой силы, действующей на поршень 5, поршневой шток 6 и крейцкопф, а также на направление силы, действующей на шатун и палец крейцкопфа. При анализе нагрузок необходимо учитывать, что силы, действующие на поршень, передаются на корпус крейцкопфа, а затем на палец, а сила от шатуна действует непосредственно на палец. В итоге, сумма всех сил сконцентрирована на одной из поверхностей соприкосновения поверхности крейцкопфа и пальца в зависимости от направления движения поршня, а точнее периода вращения шатунной шейки на коленчатом валу, т.к. он является ведущем звеном по отношению к поршню. При сжатии газа со стороны вала сила, действующая на поршень, тянет крейцкопф от колен-вала, шатун тянет палец крейцкопфа в противоположную сторону. Таким образом, зазор между пальцем крейцкопфа и втулками образуется со стороны поршня. А именно при движении поршня вправо (шатунная шейка движется по окружности от  $\pi/2$  до  $3\pi/2$  по часовой стрелке, при условии, что цилиндры расположены горизонтально) силы сконцентрированы на правой поверхности соприкосновения втулки крейцкопфа и пальца.

В процессе компримирования со стороны крышки сила, действующая на поршень, толкает крейцкопф в сторону колен-вала, шатун толкает палец крейцкопфа в противоположную сторону. Таким образом, зазор между пальцем крейцкопфа и втулками образуется со стороны колен-вала. А именно при движении поршня влево (шатунная шейка движется от  $3\pi/2$  до  $\pi/2$  по часовой стрелке) силы сконцентрированы на левой поверхности соприкосновения втулки крейцкопфа и пальца. Благодаря этому реверсивная нагрузка обеспечивается, в зазор между пальцем крейцкопфа и втулкой попадает смазывающая жидкость, поверхности вовремя охлаждаются и не деформируются, следовательно, компрессор работает оптимально. Теперь представим ситуацию, когда нарушилась одна из конструктивных особенностей компрессора, а именно вышел из строя нагнетательный клапан со стороны крышки цилиндра.

Представим это на схеме:

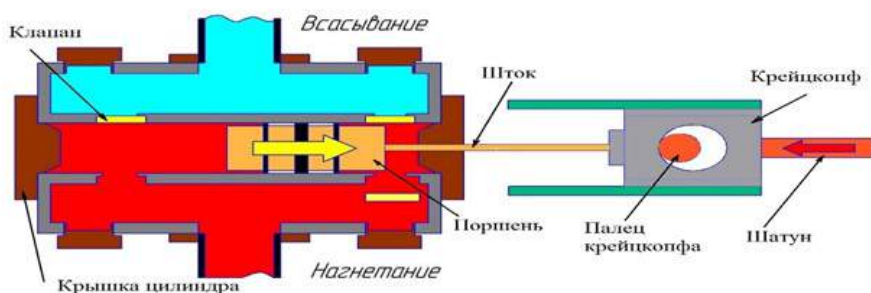


Рис. 2. Схема при выходе из строя нагнетательного клапана со стороны крышки цилиндра

В результате выхода из строя клапана нагнетания, камера сжатия со стороны крышки становится открытой и давление нагнетания воздействует на рабочие тела теперь как со стороны крышки цилиндра, так и со стороны колен-вала. При всасывании газа со стороны колен-вала сила, действующая на поршень, толкает крейцкопф в сторону колен-вала, шатун толкает палец крейцкопфа в противоположную сторону. Таким образом, зазор между пальцем крейцкопфа и втулками образуется со стороны колен-вала. Ситуация не критична, никаких отклонений от оптимальной работы компрессора нет, и реверсивная нагрузка обеспечивается.

В процессе поглощения газа со стороны крышки сила, действующая на поршень, толкает крейцкопф в сторону колен-вала, палец крейцкопфа движется в сторону колен-вала, но газовые силы продолжают прижимать крейцкопф к пальцу и шатун не позволяет пальцу перемещаться. Таким образом, масло не попадает на левую сторону пальца, тем самым, не смазывая и не охлаждая его и опорную поверхность. В итоге получается, что независимо от направления движения поршня, палец крейцкопфа опирается только на одну поверхность. Происходит износ и деформация не только втулок крейцкопфа, пальца и самого крейцкопфа, но и деталей, находящихся в одной цепи с этими деталями посредством которых происходит сжатие газа, а именно это шток поршня, шатун, клапан всасывания, поршневые кольца, а также напряжение передается на подшипники колен-вала.

Данная причина появления неревверсивной нагрузки не является единственной. Приведем некоторые причины, выявленные в процессе исследования:

В результате исследований были выявлены следующие причины появления неревверсивной нагрузки в поршневом компрессоре «Ariel»:

- Отказ нагнетательных клапанов со стороны крышки;
- Отказ всасывающего клапана со стороны колен-вала;
- Неправильная установка клапанов;
- Жидкость в цилиндре;
- Превышение нагрузки на шток;
- Работа цилиндра с деактивированной полостью со стороны колен-вала;
- Использовании цилиндров малых диаметров;

- Пониженной частоте вращения;
- Увеличенном мертвом пространстве со стороны крышки цилиндра.

Изучив причины, необходимо предложить гипотезы по борьбе с возникновением неревверсивной нагрузки. Разработаны следующие решения по обеспечению реверсивной нагрузки:

- 1) Установка датчиков температуры на клапана всасывания и нагнетания. Каждый датчик настраивается на определенный диапазон рабочих температур, и при выходе показаний за пределы будет издаваться сигнал, который будет регистрироваться;
- 2) Установка ультразвуковых импульсных датчиков, которые с определенной частотой будут подавать импульсы на клапана. В режиме приема сигнала, приемник будет улавливать амплитуду сигнала, заранее настроенной на генераторе импульсов и если амплитуда сигнала падает, т.е. длина волны меняется (клапан деформируется или теряет целостность) то также издается оповещение;
- 3) Уменьшаем длину трубы от сепаратора до камеры всасывания во избежание конденсации газа. При этом избегаем гидроудар;
- 4) Временно снизить степень сжатия для разгрузки штока;
- 5) Регулировка мертвого пространства со стороны крышки цилиндра;
- 6) Не допустить нарушения конструктивных особенностей.

Предприняв действия по предотвращению причин возникновения неревверсивной нагрузки заблаговременно, приведет к оптимальной и длительной работе компрессора. Это обеспечит продолжительную работу компрессора, избавит предприятие от внепланового ремонта, а также остановки его функционирования, сохранит материалы, силы и средства. Предложенные решения могут стать толчком к началу принятия действий по сохранению долговечности агрегата, увеличения его ресурса и созданию дополнительных приборов или устройств, которые будут служить средством оповещения о нарушении конструктивных особенностей.

#### Литература

1. Битнер Э., Семерка Б., Бичевой Р., «40 лет лидеру поршневого компрессоростроения» //Компрессорная техника и пневматика 2006. №4 с. 12 – 18;
2. Семерка Б., Шестоеров И., (Корпорация Ариель, США), Флейшман И., Буланов С. (Инженерный центр «Энергосервис») // Ред. 12.05.2016, Труды 15 международного симпозиума по компрессорам, Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский Политехнический Университет, 2010, стр. 52 – 62;
3. Титов А. (Ариель Корп.), Семерка Б., Бойко А. (Газпром) Доклад на втором Европейском форуме по поршневым компрессорам. 17-18 мая 2001 г., г.Гаага (Нидерланды). «Химическая техника» №5, 2013, с. 8 - 12»;
4. Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services/ API Standard 618. Fifth edition, December 2007. API Energy, 190 p.

### АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА С РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИЕЙ В УСЛОВИЯХ БОЛОТА III ТИПА

М.А. Филимоненко

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промысловые трубопроводы являются одним из важнейших элементов обустройства нефтяных месторождений, они обеспечивают процесс сбора и транспортировки нефтегазоводяной эмульсии от устья скважины до пункта сбора. В связи с растущими темпами добычи нефти в России вопрос о разработке новых месторождений и поддержании высокого уровня добычи углеводородного сырья на ранее разработанных месторождениях становится особенно актуальным, поэтому проблема технического состояния промысловых трубопроводов, находящихся в эксплуатации, выходит на первые позиции.

Больше всего нефти в России добывается на территории Западной Сибири [4], климатические условия которой характеризуются большим перепадом температур, большим количеством осадков, а так же наличием обширных болот. Поэтому при проектировании и эксплуатации промысловых трубопроводов необходимо учитывать все возможные факторы, оказывающие влияние на безопасную и безаварийную работу трубопроводов.

Одним из важнейших факторов, влияющих на работу промысловых трубопроводов, является ручейковая коррозия. Ручейковая коррозия, как правило, образуется по верхней или нижней образующей трубы в виде ручейков (желобов) [1].

Для анализа напряжений, появляющихся в промысловом трубопроводе при ручейковой коррозии, был выбран нефтегазосборный трубопровод внешним диаметром 426 мм с толщиной стенки 8 мм, рабочее давление 4,0 МПа Среднебалькского месторождения. Данное месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, средняя плотность перекачиваемого пластового флюида равна 900 кг/м<sup>3</sup>.

Трасса данного трубопровода проходит через болото III типа, характеризующееся тем, что оно заполнено растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой [2]. Данный трубопровод имеет положительную



плавучесть, поэтому для обеспечения заданного положения трубопровода и его закрепления в траншее необходима балластировка: вид утяжелителей – утяжелитель бетонный охватывающий 530 (УБО-530) массой 834 кг, шаг – 4,06 м. [3]

Принятая геометрия для упрощения расчета напряжений нефтегазосборного трубопровода с ручейковой коррозией на нижней образующей трубы представлена на рисунке 1. Параметры ручейковой коррозии: ширина – 3 мм, глубина – 2 мм.

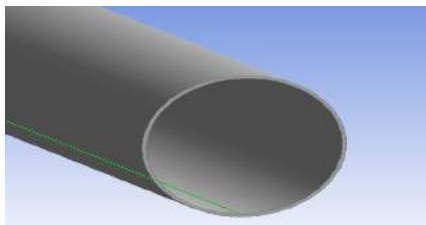


Рис. 1. Принятая геометрия трубы с ручейковой коррозией

После учета нагрузок для трубопровода длиной 4,06 м: выталкивающая сила (5,7 кН), сила тяжести от собственного веса трубы (3,3 кН), сила тяжести от собственного веса продукта (4,7 кН), внутреннее давление (4,0 МПа), проведен расчет напряжений и деформаций в программном комплексе ANSYS. Результаты расчета приведены на рисунках 2,3 и 4.

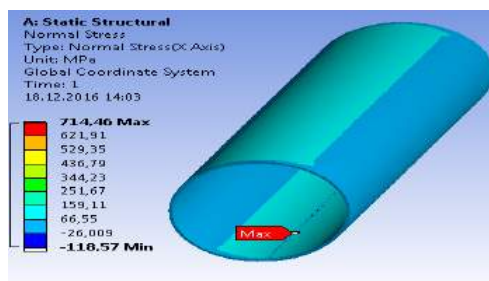


Рис. 2. Напряжения в трубопроводе с ручейковой коррозией при внутреннем давлении 4,0 МПа

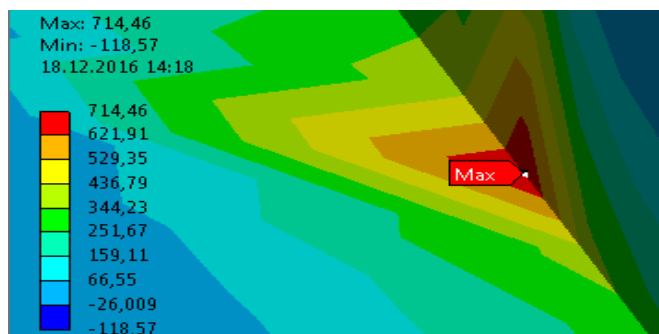


Рис. 3. Локация максимальных напряжений в нижней части трубы с ручейковой коррозией

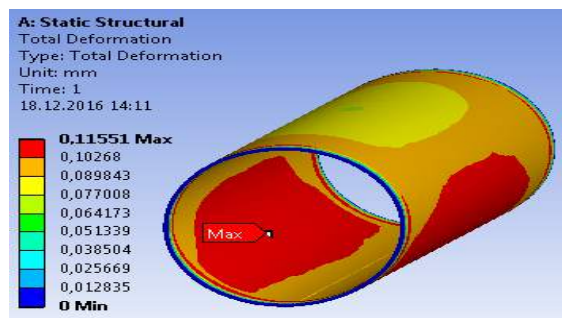
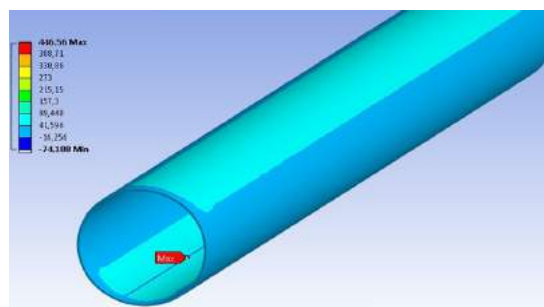


Рис. 4. Деформации в трубопроводе при внутреннем давлении 4,0 МПа

Исходя из полученных в ходе расчетов в программном комплексе ANSYS результатов видно: что при рабочем давлении 4,0 МПа нефтегазосборных трубопровод с ручейковой коррозией по нижней образующей испытывает напряжений порядка 700 МПа. Так как марка стали, из которой изготовлен трубопровод, имеет предел прочности

490 МПа, то произойдет разрушение стенки трубопровода. Данный сценарий событий повлечет как экологический ущерб для окружающей среды, так и экономический – для эксплуатирующей организации.

Для того, чтобы избежать данных последствий разрыва стенки трубопровода, предлагается понизить рабочее давление в нефтегазосборном трубопроводе до 2,5 МПа до момента проведения работ по его ремонту. Результаты напряженно-деформированного состояния трубопровода с ручейковой коррозией по нижней образующей с внутренним давлением 2,5 МПа представлены на рисунке 5.



**Рис.5. Напряжения в трубопроводе с ручейковой коррозией при внутреннем давлении 2,5 МПа**

По результатам расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода с ручейковой коррозией по нижней образующей с внутренним давлением 2,5 МПа следует, что испытываемые напряжения в зоне ручейковой коррозии уменьшились до 450 МПа. Поэтому понижение рабочего внутреннего давления с 4,0 МПа до 2,5 МПа позволит обеспечить безаварийную работу нефтегазосборного трубопровода до проведения работ по его ремонту.

#### Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В шести томах. Том 6. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. –399 с.
2. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
3. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.
4. Добыча нефтяного сырья. Основные показатели [Электронный ресурс]: Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL <http://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 18.12.2016).

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЗОНАНСНОЙ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА ПОТОЧНОГО ВИБРАЦИОННОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ИССЛЕДУЕМОЙ ЖИДКОСТИ

**В. В. Филюшин, А. О. Мартынюк**

*Научный руководитель доцент А. В. Рудаченко*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Исследование посвящено определению зависимости изменения частоты колебаний резонатора от изменения температуры жидкости в нем протекаемой. Резонаторы цилиндрической формы являются чувствительными элементами таких средств измерений, как преобразователи плотности. Различные параметры, в том числе и температура, способны вносить погрешности в точность измерения. В данной статье представлены экспериментальные данные, подтверждающие наличие влияния изменения температуры на значение собственной частоты колебаний чувствительного элемента. Избавится от погрешности или, как минимум, сократить их влияние на точность позволит определение данной зависимости.

Основным элементом поточных преобразователей плотности является их чувствительная система, состоящая из резонатора (цилиндрической трубки), прикрепленного к жесткому корпусу посредством сильфонов. Последние предотвращают передачи колебательной энергии от резонатора на корпус [2, 3, 5]. Резонатор изготовлен из специальной прецизионной упругой и антикоррозионной стали 36НХТЮ. Конструктивные параметры чувствительной системы плотномера представлены в таблице 1 [4].

*Таблица 1*

#### *Конструктивные параметры чувствительной системы*

Форма поперечного сечения	Длина трубки, мм	Диаметр внешний, мм	Толщина стенки, мм	Материал	Сильфоны
Окружность	700	25	1	Сталь прецизионная 36НХТЮ	38-4-0,21x3 ГОСТ Р 55019-2012

Значение резонанса частоты колебаний, при учете всех влияющих на ее измерение параметров, можно определить по формуле [1, 4]:

$$f = \frac{f_0}{\sqrt{1+a_0\rho}} \times \sqrt{1 - 2,458 \times 10^{-2} \frac{l^2}{EI} (m\nu^2 - N)};$$

где:  $f_0 = \frac{3,561}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{m_0}}$  – начальная частота;

$a_0 = \frac{s}{\rho_0 s_0}$  – постоянная резонатора;

$s_0$  и  $s$  – площади поперечного сечения резонатора и жидкости;

$\rho_0$  и  $\rho$  – плотности материала резонатора и жидкости;

$E$  – модуль упругости материала трубки.

Таким образом, значение резонансной частоты зависит от большого количества факторов, кроме температуры свои погрешности вносят давление и конструктивные параметры резонатора [1, 2]. Нашей задачей было определение влияние именно температуры. Поэтому, давление в системе поддерживалось постоянным, без изменений. Колебательная система изображена на рисунке 1.

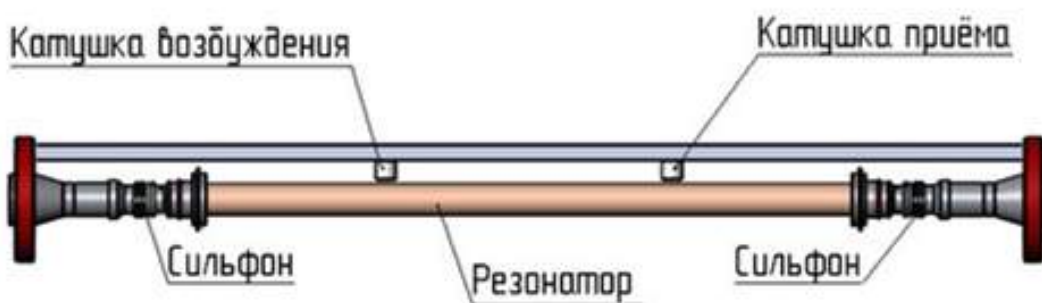


Рис. 1. Конструкция колебательной системы поточного преобразователя плотности

Температурная погрешность появляется в случаях, когда температура исследуемой среды не постоянна. Этот факт может привести к существенным погрешностям. Поэтому коррекция показания оборудования по температуре обязательна для качественного точного измерения плотности жидкости.

Изменение температуры измеряемой среды, как уже отмечалось, приводит к появлению погрешности измерений, что обусловлено температурным изменением физических свойств и размеров резонатора. Будем считать, что данные изменения соответствуют ряду соотношений [1]:

$$\begin{cases} E = E(t_0)[1 - a_E(t - t_0)]; \\ l = l(t_0)[1 + a_l(t - t_0)]; \\ \rho_0 = \frac{\rho(t_0)}{[1 + a_l(t - t_0)]}; \\ \rho = \frac{\rho(t_0)}{[1 + a_v(t - t_0)]}; \end{cases}$$

где:  $E(t_0)$  – модуль упругости материала при начальной температуре (обычно  $t_0=20^\circ\text{C}$ );

$l(t_0)$  – линейный размер резонатора при начальной температуре;

$\rho_0(t_0)$  – плотность материала при начальной температуре;

$\rho(t_0)$  – плотность контролируемой среды при начальной температуре;

$a_E$  – коэффициент термоупругости материала резонатора;

$a_l$  – коэффициент линейно расширения материала резонатора;

$a_v$  – коэффициент объемного расширения жидкости.

Теоретическое определение зависимости довольно тяжелое и громоздкое, которое крайне тяжело реализовать. Следовательно, было решено определить зависимость эмпирическим путем, в результате проведения практических исследований на изготовленном прототипе.

Опыт заключался в пропуске жидкости через прототип плотномера и холодильную систему с последующей регистрацией результатов измерения колебаний. Путем постепенного снижения температуры циркулируемой жидкости добились разницу в температуре более  $10^\circ$

## Изменения значений частоты

Температура, оС	Частота, Гц
24,35	669,5959
23,74	669,5999
22,51	669,6002
21,72	669,6019
20,55	669,6013
19,53	669,5988
18,46	669,5871
17,41	669,498
16,29	669,3007
15,24	668,8962
14,45	668,5809
13,82	668,224
13,22	667,8205
12,68	667,4905

По таблице видно, что увеличение температуры жидкости влечет за собой увеличение и значения резонансной частоты. Определив все значения резонансных частот, при каждой температуре жидкости, можно построить график, наглядно показывающий изменение значения частоты при изменении температуры самой жидкости (Рисунок 2).

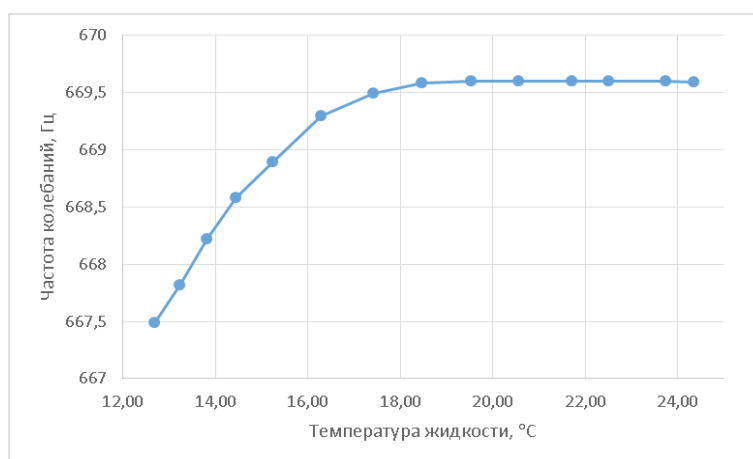


Рис. 2. Зависимость изменения резонансной частоты от температуры

Очевидно, что температура значительно влияет на показание средства измерения. Причем зависимость не линейная, что доказывает сложность ее теоретического вычисления. Также, стоит отметить, что на более низких значениях температуры, зависимость более криволинейная.

## Литература

1. Жуков Ю. П. Вибрационные плотномеры. – М.: Энергоавтомиздат, 1991. – 144с.
2. Квилис С. С. Плотномеры. М.: Энергия, 1982. – 278с.
3. Фатхутдинов А. Ш. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке. Пособие для метрологов. – Уфа.: АО «Нефтеавтоматика», 1999.
4. Филюшин В. В. Исследование зависимости частоты колебаний от изменения давления внутри чувствительной системы поточного преобразователя плотности // материалы XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – с. 967 – 969.
5. Rudachenko V., Filushin V., Korotchenko T. The dependence of cylindrical resonator natural frequencies on the fluid density // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 27, conference 1. – 2015.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ТЕРМОКАРСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ  
 В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ  
 ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

**А.Н. Чехлов**

*Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Постепенное истощение месторождений Западной Сибири, Татарстана и Башкирии требует освоения новых районов добычи, запасов которых было бы достаточно для поддержания объемов добываемых углеводородов на текущем уровне и для их дальнейшего роста. К перспективным районам добычи относятся регионы Дальнего Востока и Восточной Сибири, которые характеризуются широким распространением многолетнемерзлых грунтов. При строительстве и эксплуатации подземных нефтегазопроводов на этих территориях возникает необходимость в инженерной защите от воздействия опасных геокриологических процессов, в том числе термокарста.

Согласно определению Ю. Л. Шура [6], термокарст – это совокупность физико-геологических процессов и явлений, состоящих из таяния внутриземного льда, вытаивания ледяных включений и залежей (прожилков, прослоек, слоев, линз и жил), возникновения в толщах мерзлых пород полостей (макропустот) после вытеснения или вытекания из них талой воды и просадок протаившего грунта.

Согласно данным [1], для защиты трубопровода от оттаивания и просадки грунтов основания применяются различные способы инженерной защиты (тепловая изоляция, замена льдистого грунта в основании траншеи). Чтобы обосновать выбор того или иного способа инженерной защиты необходимо иметь результаты решения задачи о динамике термокарстового процесса в основании трубопровода.

Цель работы: модель динамики термокарстовых процессов в многолетнемерзлых грунтах под воздействием подземных нефтегазопроводов.

Задачи исследования:

- получить выражение для определения закона движения фронта протаивания грунта;
- получить выражение для определения закона движения фронта консолидации грунта;
- получить алгоритм численного решения задачи о движении фронтов протаивания и консолидации грунта.

В соответствии с постановкой задачи о растеплении грунтового основания подземного трубопровода, согласно данным [4], температурное поле грунта описывается системой уравнений теплопроводности:

$$\begin{cases} \frac{\partial T_1}{\partial t} = a_1 \cdot \frac{\partial^2 T_1}{\partial x^2}, & 0 < x < \xi, \\ \frac{\partial T_2}{\partial t} = a_2 \cdot \frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2}, & \xi < x < \infty, \end{cases} \quad (1)$$

где  $a_1$  – температуропроводность талого грунта, м<sup>2</sup>/с;

$a_2$  – температуропроводность мерзлого грунта, м<sup>2</sup>/с.

Система решается при следующих начальных и граничных условиях [2, 4]:

$$T_2(x,0) = T_{sp}, \quad (3)$$

$$T_1(0,t) = T_n, \quad (4)$$

$$T_1(\xi,t) = T_2(\xi,t) = T_\phi, \quad (5)$$

$$\lambda_1 \cdot \frac{\partial T_1(\xi)}{\partial x} - \lambda_2 \cdot \frac{\partial T_2(\xi)}{\partial x} = \rho_n \cdot G \cdot L \cdot \frac{d\xi}{dt}, \quad (6)$$

где  $T_{sp}$  – температура мерзлого грунта, °Ñ;

$T_n$  – температура на поверхности трубы, °Ñ;

$T_\phi$  – температура фазового перехода, °Ñ;

$\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности талого грунта,  $\hat{A}$  ( $i \cdot \text{°Ñ}$ );

$\lambda_2$  – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта,  $\hat{A}$  ( $i \cdot \text{°Ñ}$ );

$\rho_n$  – плотность льда, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – удельная теплота плавления льда, Дж/кг;

$G$  – льдистость грунта.

Решая систему уравнений 1-2 с учетом условий 3-6, получили выражение закона движения фронта оттаивания:

$$\xi = \alpha \cdot \sqrt{t}, \quad (7)$$

где  $\alpha$  – константа, определяемая из трансцендентного уравнения 8.

$$\frac{\lambda_1 \cdot (T_n - T_\phi)}{\sqrt{\pi \cdot a_1}} \cdot \frac{e^{-\frac{\alpha^2}{4a_1}}}{\operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2\sqrt{a_1}}\right)} - \frac{\lambda_2 \cdot (T_\phi - T_{сп})}{\sqrt{\pi \cdot a_2}} \cdot \frac{e^{-\frac{\alpha^2}{4a_2}}}{\left(1 - \operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2\sqrt{a_2}}\right)\right)} = \frac{\alpha}{2} \cdot \rho_s \cdot G \cdot L. \quad (8)$$

Согласно исследованию [5], осадка грунта определяется из соотношения:

$$l(t) = a_0 \cdot \int_{l(t)}^{\xi(t)} [q + \rho' g \xi - \rho_w g H] dx + A_0 \cdot \xi(t), \quad (9)$$

где  $q$  – внешняя нагрузка, Па;

$\rho'$  – плотность частиц грунта, кг/м<sup>3</sup>;

$a_0$  – коэффициент сжимаемости, 1/Па;

$\rho_w$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – фильтрационный напор, м;

$A_0$  – коэффициент оттаивания.

Если пренебрегать вторым членом выражения 9, отвечающим за осадку под действием собственного веса грунта, согласно результатам исследования [4] закон движения фронта консолидации грунта описывается выражением:

$$l = \beta \cdot \sqrt{t}, \quad (10)$$

где  $\beta$  – константа, определяемая из трансцендентного уравнения.

В инженерной практике часто нет необходимости точного расчета величины осадки грунта в конкретный момент времени. Обычно необходимо знать лишь максимальное значение осадки, соответствующее глубине растепления грунта основания трубопровода. Поэтому для инженерных расчетов в уравнении 9 пренебрегают третьим членом, отвечающим за фильтрационный отток воды. Эти допущения используются в методике расчета осадки при растеплении многолетнемерзлого грунта, представленной в СНиП 2.02.04-88 [3]. Нормативный документ предписывает рассчитывать осадку многолетнемерзлого грунта по формуле:

$$S = (A_0 + q \cdot a_0) \cdot \xi. \quad (11)$$

Исходные данные задачи о развитии термокарстового процесса представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные задачи

Наименование параметра	Буквенное обозначение	Значение	Размерность
Теплопроводность талого грунта	$\lambda_1$	1,74	Вт/(мК)
Температуропроводность талого грунта	$a_1$	$0,56 \cdot 10^{-6}$	м <sup>2</sup> /с
Теплопроводность мерзлого грунта	$\lambda_2$	2,32	Вт/(мК)
Температуропроводность мерзлого грунта	$a_2$	$0,84 \cdot 10^{-6}$	м <sup>2</sup> /с
Плотность льда	$\rho_l$	900	кг/м <sup>3</sup>
Плотность воды	$\rho_w$	1000	кг/м <sup>3</sup>
Удельная теплота плавления льда	$L$	$3,3 \cdot 10^5$	Дж/кг
Льдистость	$G$	0,5	
Коэффициент сжимаемости	$a_0$	$10^{-5}$	1/Па
Коэффициент оттаивания	$A_0$	0,025	
Коэффициент фильтрации	$k$	$10^{-7}$	м/с
Давление от веса трубы и грунта засыпки	$q$	20000	Па
Температура на поверхности трубы	$T_n$	30	°С
Температура мерзлого грунта	$T_{гр}$	-4	°С
Температура фазового перехода	$T_\phi$	0	°С

Для получения решения поставленной задачи необходимо решить одно (для упрощенного решения) или два трансцендентных уравнения. В данной работе для получения численного решения используется метод хорд. Расчет глубины оттаивания и осадки грунта в основании трубопровода производился на период 1 года.

По результатам решения задачи можно сделать вывод о том, что за 1 год эксплуатации подземного трубопровода в указанных условиях глубина растепления грунта в его основании составит  $\zeta = 4,06$  м. Величина годовой осадки грунта в основании трубопровода составит от 0,907 м (модель консолидации грунта) до 1,016 м (упрощенная формула). Как и предполагалось, упрощенная формула, не учитывающая время фильтрационного оттока воды, показывает большие значения осадки.

#### Литература

1. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
2. Мейрманов А. М. Задача Стефана. – Новосибирск: Наука Сиб. отд-ние, 1986. – 239 с.
3. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. – М.: Изд-во Минрегион России, 2012. – 118с.
4. Хусаинова З. Р. Теоретическое исследование процессов термоэрозии и термокарста многолетнемерзлых пород : диссертация ... кандидата физико-математических наук : 01.04.14. – Уфа., 2007. – 148 с.
5. Цытович Н. А. Механика мерзлых грунтов: учебное пособие. – М.: Высшая школа, 1973. – 448 с.
6. Шур Ю. Л. Термокарст (к теплофизическим основам учения о закономерностях развития процесса). – М.: Недра, 1977. – 80с.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ

А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно Энергетической стратегии России [5], изменение географии добычи углеводородов до 2030 года будет осуществляться за счет освоения месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа арктических морей. Реализация стратегии требует развития сети магистральных и промысловых газопроводов в районах, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов.

Эксплуатация газопроводов в условиях криолитозоны осложняется воздействием опасных геокриологических процессов, которые активизируются при растеплении грунта в основании трубопровода. Согласно исследованию [3], подземный газопровод может испытывать нагрузки от осадки, всплытия или пучения, вызванных изменением температуры мерзлого грунта. Для обеспечения безопасной эксплуатации газопровода в криолитозоне необходимо на этапе проектирования учесть геокриологические особенности грунтов и предусмотреть меры инженерной защиты.

Защита газопровода от воздействия опасных геокриологических процессов может быть технического и технологического характера. К техническим решениям относится тепловая изоляция труб, активная термостабилизация грунтов, замена льдистого грунта в основании траншеи и другие меры инженерной защиты. Технологическим решением является понижение температуры перекачиваемого продукта до температуры грунта или близкого к ней значения. Данная исследовательская работа посвящена поиску оптимальных сочетаний технических и технологических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации газопроводов в криолитозоне.

Цель исследовательской работы – алгоритм выбора оптимальной температуры перекачки газа, при эксплуатации газопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– получить алгоритм расчета эксплуатационных затрат, зависящих от температуры газа;

– получить алгоритм выбора оптимальных технических решений по прокладке газопроводов на многолетнемерзлых грунтах.

Исходными данными для расчетов должны служить следующие показатели: производительность газопровода, свойства перекачиваемого газа, а также параметры трассы (свойства грунтов и их расположение по длине трассы).

Согласно данным [4], к эксплуатационным затратам при транспорте газа, зависящим от температуры, относятся затраты на электроэнергию для компримирования и охлаждения газа и затраты на ингибиторы гидратообразования. Расчет данных затрат осуществляется по формулам 1-3.

$$C_{\text{ком}}(t) = N(t) \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot m \cdot \tau \cdot C_3, \quad (1)$$

где  $C_{\text{ком}}$  – затраты на компримирование, руб.;

$N$  – мощность, потребляемая компрессором, кВт;

$\eta_{\text{пер}}$  – КПД передачи;

$m$  – количество работающих компрессоров;

$\tau$  – время работы компрессоров, ч;

$C_3$  – стоимость электроэнергии, руб./кВтч.

Мощность, потребляемая компрессором, является функцией температуры транспортируемого газа. Её расчет осуществляется по методике, приведенной в нормативном документе [8].

$$C_{\text{охл}}(t) = N_{\text{АВО}} \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot m_{\text{АВО}}(t) \cdot \tau \cdot C_3, \quad (2)$$

где  $C_{охл}$  – затраты на охлаждение, руб.;  
 $N_{АВО}$  – мощность, потребляемая аппаратом воздушного охлаждения, кВт;  
 $\eta_{пер}$  – КПД передачи;  
 $m_{АВО}$  – количество работающих аппаратов воздушного охлаждения;  
 $\tau$  – время работы аппаратов воздушного охлаждения, ч;  
 $Ц_э$  – стоимость электроэнергии, руб./кВтч.

Параметры установки охлаждения газа осуществляются по методике, приведенной в нормативном документе [8]. Количество работающих аппаратов воздушного охлаждения определяется производительностью одного аппарата, которая зависит от температуры, до которой необходимо охлаждать газ.

$$C_{инг}(t) = \tau \cdot q(t) \cdot Q \cdot Ц_{инг}, \quad (3)$$

где  $C_{инг}$  – затраты на ингибитор гидратообразования, руб.;  
 $q$  – расход ингибитора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $Q$  – коммерческий расход газа, м<sup>3</sup>/сутки;  
 $\tau$  – время работы газопровода, сутки;  
 $Ц_{инг}$  – стоимость ингибитора, руб./кг.

Расход ингибитора гидратообразования при понижении температуры газа повышается, так как при низких температурах этот процесс, осложняющий транспортировку, активизируется. Расчет расхода ингибитора гидратообразования осуществляется по методике, предложенной в нормативном документе [1].

Выбор технических решений по прокладке и инженерной защите газопровода в условиях криолитозоны должен осуществляться дифференцированно в зависимости от свойств многолетнемерзлых грунтов трассы и интенсивности их растепления. Рассматриваются типовые меры инженерной защиты, применяемые при прокладке газопроводов в многолетнемерзлых грунтах.

Для каждого участка многолетнемерзлого грунта со специфическими свойствами осуществляется расчет растепления за весь период эксплуатации. Для газопровода без инженерной защиты – по методике, представленной в нормативном документе [6], и для всех рассматриваемых технических решений по инженерной защите – по методикам, представленным в соответствующих нормативных документах. В зависимости от сочетания нагрузок, действующих на газопровод, производится расчет его всплытия по методике, представленной в нормативном документе [2] или осадки, согласно рекомендациям [6].

Каждой величине осадки и всплытия газопровода соответствует значение дополнительных напряжений от изгиба, возникающих в стенках трубы. Эти значения могут быть определены методами строительной механики и должны быть учтены при проверке соблюдения условия прочности 4, согласно требованиям нормативного документа [7].

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (4)$$

где  $\sigma_{npN}$  – продольное осевое напряжение от нагрузок и воздействий, МПа;  
 $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние;  
 $R_1$  – расчетное сопротивление стали, МПа.

Параметры инженерной защиты, для которых условие 4 выполняется, определяется, как допустимые для данного типа грунта. Далее необходимо рассчитать сметную стоимость строительства участка газопровода на данном грунте со всеми допустимыми вариантами инженерной защиты. Оптимальным определяется вариант, стоимость реализации которого является минимальной.

Применяя алгоритм расчета эксплуатационных затрат, зависящих от температуры, необходимо рассмотреть диапазон температур, характерный для трубопроводного транспорта газа, и получить оптимальное значение температуры  $t_{онм}^I$ , для которого суммарные эксплуатационные затраты минимальные и имеют соответствующее значение  $C_{мин}^I$ . Эти значения получены без учета геокриологических особенностей грунтов трассы.

Далее необходимо рассмотреть диапазон температур от  $t_{онм}^I$  до температуры грунта  $t_{гр}$ , подставляя значения из диапазона в расчет растепления грунта. Понижение температуры газа повлечет изменение глубины оттаивания грунта, величины осадки (или всплытия) и напряжений, возникающих в стенках трубы. Это может повлечь изменение перечня оптимальных технических решений по инженерной защите газопровода на грунтах трассы и, следовательно, снижение стоимости строительства данного участка.

Таким образом, для диапазона температур от  $t_{онм}^I$  до  $t_{гр}$  может быть получен перечень, где для каждого значения температуры приведены соответствующие значения затрат на сооружение и эксплуатацию (часть затрат, зависящие от температуры) участка газопровода. Экономический эффект от снижения температуры газа относительно оптимальной определяется по формуле 5.

$$\Delta C(t) = (C_{мин}^I - C_{экс}(t)) + (C_{стр}(t_{онм}^I) - C_{стр}(t)), \quad (5)$$

где  $\Delta C$  – экономический эффект, руб.;

$C_{мин}^I$  – минимальные суммарные эксплуатационные затраты, руб.;  
 $C_{экс}$  – суммарные эксплуатационные затраты, руб., определяемые по формуле 6;  
 $C_{стр}$  – сметная стоимость строительства участка газопровода.

$$C_{экс}(t) = C_{ком}(t) + C_{охл}(t) + C_{инг}(t). \quad (6)$$



Значение температуры газа, которому соответствует максимальный положительный экономический эффект, является оптимальным для данных условий.

Полученный алгоритм позволяет определить значение температуры газа, которому соответствует максимальная экономия средств при строительстве и эксплуатации газопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. При этом учитываются свойства грунтов основания трубопровода и в полной мере обеспечивается безопасность эксплуатации газопровода в сложных геокриологических условиях.

#### Литература

1. ВРД 39-1.13-051-2001 Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/59/59532/#98567> (дата обращения: 14.11.16).
2. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003077> (дата обращения: 14.11.16).
3. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
4. Когляр И. Я. Эксплуатация магистральных газопроводов. – Л.: Недра, 1971. – 248с.
5. Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.
6. СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519> (дата обращения: 14.11.16).
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 14.11.16).
8. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: [http://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/ data\\_normativ/49/49848/index.php#i167984](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/ data_normativ/49/49848/index.php#i167984) (дата обращения: 14.11.16).

### ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.Н.Шавлов

*Научные руководители: профессор В.Г. Лукьянов, доцент О.В. Брусник*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время известны следующие системы промышленного сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная[1]. На Кальчинском месторождении применяется напорная система сбора, которая предусматривает однострунный транспорт добываемой продукции на участковые сепарационные установки. Поэтому одной из актуальных проблем для Кальчинского нефтяного месторождения, является коррозионное воздействие добываемой продукции, состоящей из нефти, пластовой воды и попутного газа, на промысловые трубопроводы при ее транспортировании от скважины до установки подготовки нефти. Причины вызывающие коррозионное воздействие на промысловые нефтепроводы заключаются в высокой обводненности нефти, которая составляет 86%, а так же состав самих пластовых вод, которые добываются попутно с нефтью.

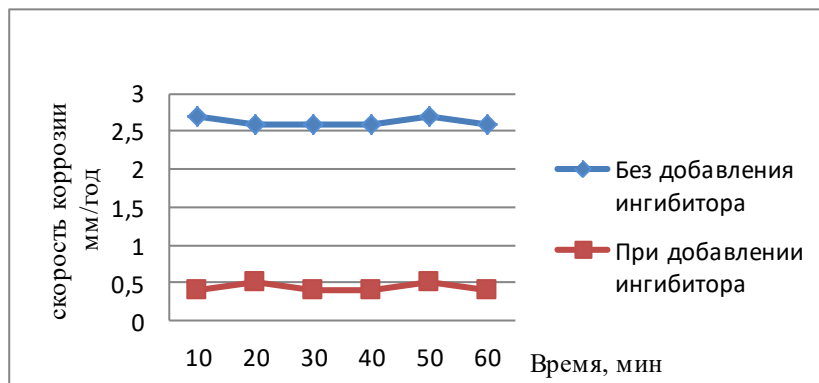
Пластовые воды Кальчинского нефтяного месторождения представляют собой сложные растворы, в состав которых входят неорганические соли, газы, растворимые в воде органические вещества. Среди растворенных в пластовой воде веществ преобладают органические соли: хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. В составе растворённого в пластовой воде газа преобладает метан. Общее содержание в воде растворенных солей принято называть минерализацией. Пластовые воды Кальчинского нефтяного месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация вод составляет в среднем от 12,21 до 14,21 г/л.[2]

На Кальчинском месторождении в качестве защиты промысловых нефтепроводов от внутренней коррозии применяется ингибиторная защита. Химические реагенты используются с учётом следующих физических и химических характеристик:

- наименование, процентное содержание, опасность для здоровья компонентов;
- внешний вид, цвет, запах;
- растворимость (в воде, в ароматических углеводородах);
- удельный вес/плотность при 15-20 °С, г/см<sup>3</sup> ;
- давление паров при 20°С, млБар;
- рН фактор в разбавленном растворе (концентрация %, моль);
- вязкость, сСт ;
- температура вспышки, температура возгорания, °С ;
- температура распада, °С ;
- температура кипения, °С ;
- температура замерзания, °С

На Кальчинском месторождении применяется ингибитор коррозии АЗОЛ 5010, который автоматически

вводится в общий коллектор на выходе из замерной установки с помощью блока реагентного хозяйства. Ингибитор коррозии АЗОЛ-5010 выделяют в класс азот-содержащих катионных поверхностно-активных веществ, он специально предназначен для антикоррозионной обработки трубопроводов и оборудования в газовой и нефтяной промышленности. Данный ингибитор коррозии не оказывает отрицательного влияния на подготовку товарной нефти, предотвращает коррозионное растрескивание, подавляет рост сульфатовосстанавливающих бактерий, постоянной периодической дозировкой 25 – 50 г/т в течение месяца. Продукт Азол-5010 марки В наиболее эффективно применять при непрерывном способе дозирования в системе нефтесборных коллекторов и напорных трубопроводов в условиях низких скоростей потока при расслоённых режимах течения, а также в системах поддержания пластового давления. Оптимальные рекомендуемые дозировки ингибитора коррозии следующие: - ударная дозировка 100- 150 г/т; - рабочая 15- 25 г/т. Защитное действие фазовой пленки «Азола-5010» в водно-нефтяных эмульсиях составляет 85 – 95% [3] (рис).



**Рис. Зависимость скорости коррозии от времени на нефтепроводе**  
 При анализе отказов действующих нефтепроводов, были использованы эксплуатационные данные Кальчинского месторождения, которые приведены в таблице.

Таблица

**Эксплуатационные данные Кальчинского месторождения**

№ п/п	Наименование промыслового трубопровода	Диаметр,мм	Рабочее давление, МПа	Фактическое давление, МПа	Дата отказа
1	Нефтесборный коллектор от скважины №236 до замерной установки	114×8	4,0	0,9	27.09.2011г
2	Нефтесборный коллектор куста №7 от замерной установки (а) до замерной установки (б) точки врезки	159×5	4,0	0,9	05.01.2012г
3	Нефтесборный коллектор от замерной установки куста №1 до узла переключения задвижек	114×10	4,0	0,8	08.08.2013г
4	Нефтесборный коллектор от скважины №280 до замерной установки	114×10	4,0	0,95	09.08.2013г
5	Нефтесборный коллектор от скважины №107 до замерной установки	114×10	4,0	0,5	08.10.2013г
6	Нефтесборный коллектор от скважины №296 до замерной установки	114×8	4,0	0,9	17.02.2014г
7	Нефтесборный коллектор от скважины №235 до замерной установки	114×10	4,0	0,9	23.11.2016г

Из таблицы отказов действующих промысловых нефтепроводов Кальчинского месторождения видно, что за период с 2011 года по 2016 год произошло 7 отказов. Также из таблицы отказов действующих промысловых нефтепроводов Кальчинского месторождения можно сделать вывод, что, основная доля отказов приходится на сборные коллектора пролегающих от скважин до замерных установок, расположенных, на каждой кустовой площадке. Это объясняется тем, что отсутствует защита внутренней поверхности трубы данных коллекторов от коррозионного воздействия.

Учитывая специфику организации транспорта добываемой продукции, от скважины до установки подготовки нефти, а также отсутствие в эксплуатации трубопроводов с внутренним покрытием, ключевым действием по

снижению отказов станет применение комплексного подхода. Комплексный подход предполагает несколько мероприятий.

Первое мероприятие, предполагает обработку технологии закачки ингибитора коррозии через затрубное пространство добывающих скважин, вместо существующей закачки в общей коллектор на выходе из замерной установки. Данное мероприятие позволит охватить защитой от внутренней коррозии сборные коллектора, пролегающие от скважины до замерной установки. В данном мероприятии необходимо также предусмотреть регулярную (не реже одного раза в месяц) корректировку регламента закачек в зависимости от изменений режимов и состава ингибируемой жидкости, а также данных коррозионного мониторинга. Основным объемом ингибиторов коррозии будет закачиваться через затрубное пространство добывающих скважин, что дополнительно обеспечивает увеличение межремонтного периода погружного оборудования и повлияет на снижение объемов текущего и капитального ремонта скважин по причине выхода из строя насосно-компрессорных труб и насосного оборудования. Другим критически важным компонентом успешности ингибирования является дисциплина закачек, чтобы не допускать роста скорости коррозии.

Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации стареет: теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость, адгезию. Встречаются повреждения изоляции при засыпке трубопроводов в траншеи, при их температурных перемещениях, при воздействии корней растений. Кроме того, в покрытиях остается некоторое количество незамеченных при проверке дефектов. Следовательно, изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии[1]. Исходя из этого, вторым мероприятием комплексного подхода будет строительство станций электрохимзащиты, которые в настоящее время не применяются на Кальчинском месторождении для промышленных нефтепроводов. В данное мероприятие также входит использование специальной диагностики работы средств электрохимзащиты нефтепроводов, направленной на оценку защитного эффекта, и выработку методов ее оптимизации и адресного применения. Методику и технологию диагностирования, а также инструментарий разработал Центр коррозионных испытаний Института физической химии РАН. Кроме того, в ходе проведения комплексной диагностики защитного эффекта средств электрохимзащиты разрабатывается сезонная программа технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение защиты от наружной коррозии и, как следствие, снижение отказов.

Третье мероприятие предполагает охват сборных коллекторов Кальчинского месторождения коррозионным мониторингом, без которого невозможна оптимизация ингибирования. Для этого необходимо на каждом сборном коллекторе установить узлы контроля коррозии. Мониторинг будет оставаться главным индикатором корректировки регламента закачек, и его роль по мере снижения отказов только увеличится.

Четвертое мероприятие заключается в возрастании значения точечного «катушечного» ремонта аварийных сегментов трубопроводов с накопленной дефектностью, то есть начать превентивную замену сегментов, проводимую на основе диагностики и оценки рисков возможных отказов. Основной функцией диагностики (неразрушающего контроля) линейной части трубопроводов станет выявление «критических» зон трубопроводов, которое позволит производить «катушечный» ремонт, не дожидаясь системной или очаговой порывности. Он, позволит сохранить в эксплуатации работоспособные трубы, так как на основании результатов диагностики исключаются работы по необоснованному ремонту протяженных участков и последующей замене трубопроводов, которые еще могут эксплуатироваться с минимальным риском отказов.

Для повышения эффективности каждого процесса – ингибирования, электрохимзащиты, диагностирования и ремонта – и получения эффекта синергии в виде продления срока службы трубопроводов и сокращения количества утечек предлагается на основании нормативных документов разработать комплексный подход в решении задачи повышения эксплуатационной надежности промышленных нефтепроводов на Кальчинском месторождении. Таким образом комплексный подход проводится как сумма мероприятий (защита, диагностика, ремонт).

#### Литература

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела - Уфа: ДизайнПолиграфСервис , 2001-544 с.
2. Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов нефтесборной сети и трубопроводов системы поддержания пластового давления Кальчинского нефтяного месторождения.- Тюмень, 2012
3. Информация из сайта <http://kchz.ru/item/azol5010>

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
ГАЗОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА УЧАСТКАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ**

**Я.Е. Шефер**

*Научный руководитель доцент Н.А. Антропова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одной из наиболее актуальных проблем проектирования, строительства и эксплуатации магистральных газопроводов в северных регионах России является обеспечение эксплуатационной надежности трубопроводов в условиях криолитозоны. Основные месторождения и головные участки магистральных газопроводов России сооружены и эксплуатируются в условиях мерзлых грунтов и холодного климата, что предъявляет повышенные требования к обеспечению их надежности в эксплуатации.

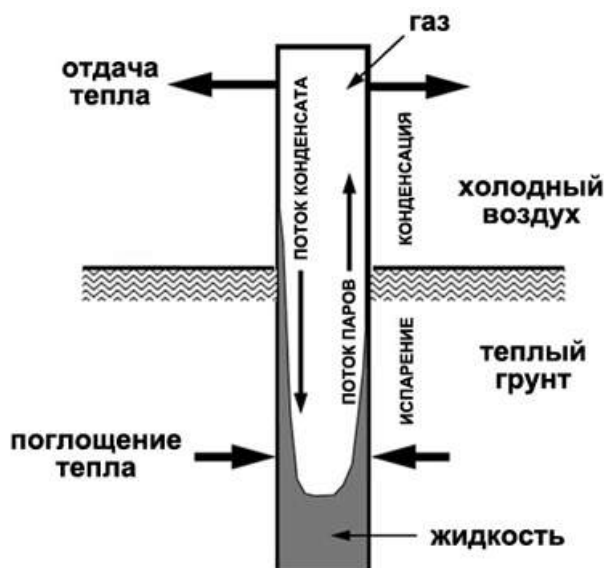
В процессе строительства и эксплуатации газопроводов происходит активизация негативных геокриологических процессов, таких как: пучение грунтов, термокарст, морозобойное растрескивание, солифлюкция, формирование повторно-жильных льдов и как следствие, изменение естественных геокриологических условий [1]. Активизация опасных геокриологических процессов может оказать отрицательное воздействие на состояние инженерных сооружений, экосистем и привести к возникновению аварийных ситуаций [3].

В последние 25 лет в России при проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте объектов нефте-, газового комплекса и других сооружений в криолитозоне нашла широкое применение технология термостабилизации мерзлых грунтов, как наиболее эффективный активный метод инженерной защиты многолетнемерзлых грунтов от деградации. Термостабилизация позволяет повысить несущую способность грунтовых и свайных оснований и фундаментов и тем самым обеспечить их устойчивость и эксплуатационную надежность, упростить технические решения и технологию строительства, а кроме того, в ряде случаев, снизить материалоемкость и трудозатраты, сократить сроки и, соответственно, стоимость [2].

В научно-технической, нормативной и методической литературе широко встречается понятие «сезонное охлаждающее устройство» или «термостабилизатор грунта».

СОУ предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей. В основе технологии сезонно-действующих охлаждающих устройств лежит устройство передачи тепла (термосифон), которое в зимний период извлекает тепло из почвы и передает его в окружающую среду. Важной особенностью этой технологии является то, что она естественно-действующая, т.е. не нуждается во внешних источниках энергии.

Принцип работы всех видов сезонно-действующих охлаждающих устройств одинаков. Каждый из них состоит из герметичной трубы, в которой находится теплоноситель — хладагент: углекислота, аммиак и др. Труба состоит из двух секций. Одна секция размещается в земле и называется испарителем. Вторая, радиаторная секция трубы, расположена на поверхности. Когда температура окружающей среды опускается ниже температуры земли, где залегает испаритель, пары хладагента начинают конденсироваться в радиаторной секции. В результате снижается давление, и хладагент в испарительной части начинает вскипать и испаряться. Этот процесс сопровождается переносом тепла из испарительной части в радиаторную. Принцип работы стандартного термостабилизатора грунта показан на рисунке.



*Рис. 1. Принцип действия стандартного термостабилизатора грунта*

Термостабилизация весьма эффективна и как средство защиты от морозного пучения. Кроме того,

термостабилизация мёрзлых грунтов является мощным средством нейтрализации негативного влияния случайной изменчивости климатических факторов на устойчивость сооружений. Никакие пассивные средства – теплоизоляционные покрытия и экраны, подсыпки и прочее – не могут дать такого эффекта [4].

Для балластировки газопроводов, сооружаемых в сложных условиях, могут быть использованы утяжелители, охватывающие трубопровод по боковым образующим (типа УБО), опирающиеся на него, седловидные (типа УБК) и кольцевые. Закрепление газопроводов в траншее на проектных отметках в талых грунтах может осуществляться с помощью винтовых или свайных раскрывающихся анкерных устройств, а в вечномерзлых грунтах – дисковых, винтовых и стержневых.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы:

- Изменение состояния грунтов, увеличение сезонного протаивания приводит к возникновению геокриологических процессов, напрямую влияющих на надежность МГ.
- Технология термостабилизации грунтов обеспечивает устойчивость оснований и надежность МГ.
- Балластирующие устройства препятствуют всплытию газопроводов.

#### Литература

1. Геокриологические опасности. Тематический том / Под ред. Л. С. Гарагули, Э. Д. Ершова. – М.: Издательская фирма «КРУК», 2000. – С. 199 – 201.
2. Голубин С.И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Якутск: ЯкутПНИИС, 2012. – 25с.
3. Ершов Э.Д. Общая геокриология. – М.: Недра, 1990. – С. 92 – 97.
4. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – М.: Недра, 1990. – С. 95 – 96.

### ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ РВС ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ю.В. Щипкова

*Научный руководитель профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» В. В. Токарев*

*Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия*

Одним из актуальных вопросов нефтяной промышленности является проблема хранения нефти, нефтепродуктов и нефтешлама. В настоящее время нефть и нефтепродукты хранятся в резервуарах объемом от 5000 до 100000 м<sup>3</sup>, конструкция которых описана в [2], причем время хранения нефти в РВС составляет от трех суток. В задачи проектирования резервуаров входит увеличение их срока службы, а также уменьшение затрат на обслуживание в процессе эксплуатации. Одна из причин выхода РВС из работы – потеря устойчивости сварного соединения стенки резервуара с днищем (уторный шов), что обусловлено коррозионным воздействием подтоварной воды, представляющей собой слабый раствор серной кислоты [1], и скапливающейся в нижней части резервуара. Таким образом, своевременный отбор подтоварной воды существенно снижает время ее воздействия на уторный шов резервуара. В настоящее время отбор подтоварной воды осуществляется через сифонные краны, установленные по периметру резервуара, которые необходимо осматривать при каждом дренировании подтоварной воды. [4]

У используемого метода отвода подтоварной воды имеются недостатки. Основной из них заключается в том, что контроль над стоком подтоварной воды осуществляется визуально, следовательно, возможны утечки, связанные с человеческим фактором. [3]

Решение проблемы, предлагаемое в данной работе, связано с изменением конструкции днища РВС. В настоящее время для резервуаров преимущественно используются днища с коническим уклоном от центра. [5]. В предлагаемом способе отвода подтоварной воды днище представляет собой конус с уклоном к центру. Однако, подобная конструкция приводит к изменению напряженно-деформированного состояния РВС и возникновению вероятности образования трещин в днище и, как следствие, появлению утечек нефти из РВС в процессе его эксплуатации.

Поэтому необходимо проанализировать напряженно-деформированное состояние резервуаров с днищем предложенной формы при помощи программного продукта ANSYS.

Для анализа рассмотрены резервуары объемом от 20000 до 30000 м<sup>3</sup>, с углами уклонов днища от 2 до 15 градусов.

В программе ANSYS были рассчитаны возникающие напряжения и деформации при воздействии следующих нагрузок:

- вес крыши;
- вес стенок;
- гидростатическая нагрузка от продукта;
- снеговая нагрузка в V снеговом районе [6].

Как видно на рисунке 1, максимальные деформации и напряжения возникают в центральной части днища.

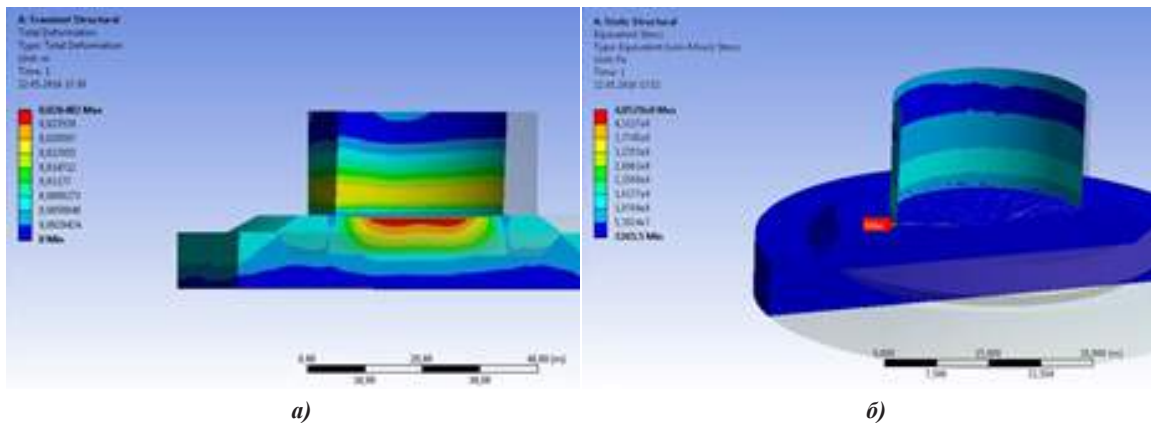


Рис. 1. Деформации и напряжения, возникающие в резервуаре: а) деформации; б) напряжения

По результатам расчетов были построены графики зависимости возникающих напряжений от угла уклона днища (рисунок 2). Допустимые значения напряжений были рассчитаны для стали С590К с пределом текучести 590 МПа [2]. Как видно на графиках, зависимость возникающих напряжений от угла уклона днища не превышает предельно допустимых значений.

Предлагаемая система отвода «подтоварной воды», представлена на структурной схеме (рис.3). При появлении воды, сигнал с датчика положения межфазного уровня «нефть-вода», расположенного в зоне скопления «подтоварной воды» посылается на блок автоматического управления, который в свою очередь включает насосную установку откачки, осуществляющую откачку «подтоварной воды» из резервуара через трубопровод. Форма трубопровода может быть различна, основное требование к нему: обеспечение отвода «подтоварной воды» из зоны скопления «Н1». Откачиваемая «подтоварная вода» проходит через анализатор для определения степени отбора и качества очистки «подтоварной воды» и посылает сигнал на блок управления для остановки насосной установки откачки и анализирует наличие «подтоварной воды» в трубопроводе

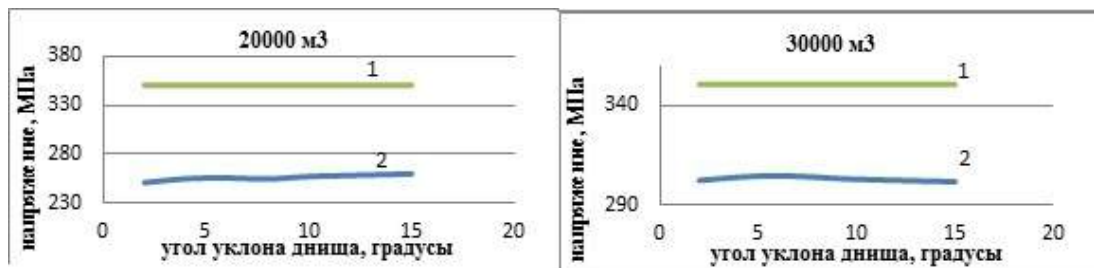


Рис. 2. Графики сравнения возникающих напряжений с предельно допустимыми значениями в резервуарах объемами 20000 и 30000 м<sup>3</sup> с углами уклона днища от 2 до 15 градусов: 1 – допустимое значение напряжений; 2 – возникающие напряжения

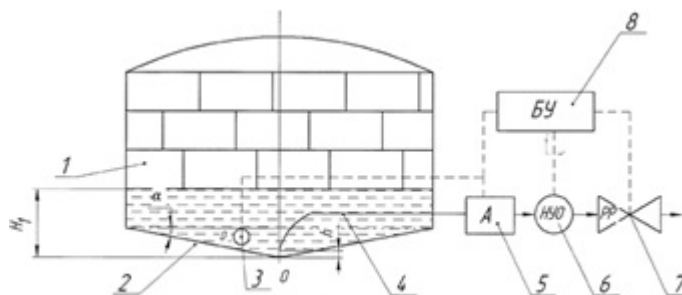


Рис. 3. Устройство для удаления подтоварной воды и резервуара: Н1 – зона скопления «подтоварной воды»; 1 – стенка РВС; 2 – днище РВС; 3 – датчик положения межфазного уровня «нефть-вода»; 4 – трубопровод отвода; 5 – анализатор; 6 – насосная установка откачки; 7 – регулятор расхода «подтоварной воды»; 8 – блок автоматического управления

Следовательно, оптимальный угол уклона днища можно принять равным 2-4 градуса. Т. к. при этих значениях угла уже возможно использовать предложенную систему отвода подтоварной воды. Увеличение угла уклона

ведет к возникновению дополнительной проблемы – чем больше значение угла, тем больше высота конуса, следовательно, необходимо увеличивать песчаную подушку под резервуаром, а это не целесообразно.

Т.о. можно сделать вывод, что, использование днища сложной формы, приводит к тому, что подтоварная вода скапливается не по периметру резервуара, а в его центре. Следовательно, уменьшается время коррозионного воздействия подтоварной воды на уторный шов. Удаление подтоварной воды из резервуаров осуществляется автоматическим способом при помощи прямо-раздаточных устройств, обеспечивающих дренирование большого количества воды без потерь нефтепродукта. А также, совместно с подтоварной водой из резервуара производится отвод нефтешлама и парафинистых отложений, что существенно сокращает время очистки РВС. Как показали расчеты, возникающие напряжения не превышают предельно допустимых. Следовательно, предложенная конструкция днища РВС эффективна, работоспособна и может быть реализована для резервуаров объемом 5000, 20000 – 30000 м<sup>3</sup>

#### Литература

1. ГОСТ 1437-75. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы. - Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, 1977.
2. ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. – М.: Стандартинформ, 2010.
3. Квасов И.Н. Анализ систем обнаружения утечек и несанкционированных врезок в магистральном нефтепроводе/Квасов И.Н.// Геология и нефтегазоносность Западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета) – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016.
4. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. – Уфа.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2011.
5. РД-16-01-60-30-00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м<sup>3</sup>. – М.: ОАО «АК «Транснефть». 2004.
6. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01. – 82; Введ. 11.06.99. – М.: Изд-во стандартов, 2000.

СЕКЦИЯ 18  
 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ  
 НЕФТИ И ГАЗА  
 ПОДСЕКЦИЯ 1 МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ  
 ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ БЫСТРОПРОТЕКАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ  
 ПЕРЕНОСА ИМПУЛЬСА, ТЕПЛА И МАССЫ В ТРУБАХ  
 С.Н. Харламов

*Международная научно-исследовательская лаборатория  
 «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен»,  
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

**Введение.** Последние декады двадцатого века связаны с развитием и распространением технологий, успешно апробированных в процессах, определивших безаварийное функционирование аппаратов и устройств в энергомашиностроении, нефтегазовой промышленности, ориентированных на детальные исследования климатической эволюции, рационального природопользования, обнаружения и предотвращения катастрофических взаимодействий внешней среды и человека. При адаптации указанных технологий остро стоит проблема разработки систем, конструктивным элементом которых является труба или сеть каналов с быстропротекающими процессами переноса импульса тепла и массы. Этапы преобразования внутренней энергии рабочей или транспортируемой газовой среды в кинетическую энергию подвижных границ устройств всегда осуществляются с определенными потерями на трение, внутри- и межфазный теплообмен. Величину этих потерь требуется оптимизировать и минимизировать на стадиях разработки и проектирования трубопроводных систем. В структуре потерь можно выделить функционально регулируемую и диссипативную части. К первым относятся потери, требующие уменьшения за счёт изменений геометрии рабочего органа аппарата, условий начального состояния параметров транспортируемого рабочего газа, массы подвижной границы устройства и др. *Диссипативные потери* связаны с необратимыми процессами перехода энергии химических связей в кинетическую, тепловую и обратно. Такие потери поддаются управлению сравнительно меньше.

**Цель исследования.** В настоящей работе обсуждаются процессы тепло и массообмена в элементах трубопроводных систем, аппаратах с подвижной границей, в которых проявляются диссипативные потери. Результат изучения этих процессов выходит за рамки, в которых происходит корректировка рабочих характеристик. Использование термо-, гидро и газодинамических моделей быстрых явлений связано с более глубоким проникновением в суть взаимосвязанных физических процессов, сопровождающих функционирование системы труб. Последние определяются эффектами интенсивного теплового воздействия потока газов на стенку каналов, осложнены химией, термической деградацией поверхности канала, засорения транспортируемого продукта частицами металла и т.д. Таким образом, на состоянии рабочей среды в узлах систем труб оказывает влияние движение газов, интенсивность переносов тепла, массы, химические реакции, турбулентность. С учётом отмеченных особенностей в работе анализируются достижения в детальном моделировании быстроменяющихся режимов течений, отмечаются достоинства инженерных подходов и моделей описания рассматриваемых явлений.

**Детали моделирования.** Отмечается, что в рамках RANS-подхода [1] в расчетах турбулентности в системе труб будет вполне успешна дифференциальная модель, учитывающая изменения локальных свойств вихря и базирующаяся на уравнениях для кинетической энергии турбулентных флуктуаций ( $k$ ), интегрального масштаба турбулентности ( $L$ ), а также уравнениях для среднеквадратичных значений пульсаций поперечной компоненты скорости  $\overline{v'^2}$  и энтальпии  $\overline{h'^2}$  [2]:

$$\rho \left( \frac{\partial k}{\partial t} + U \frac{\partial k}{\partial x} + V \frac{\partial k}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r(\mu + b_1 \mu_i) \frac{\partial k}{\partial r} \right] + \mu_i \left( \frac{\partial U}{\partial r} \right)^2 - b_2 (\mu + b_1 \mu_i) \frac{k}{L^2}; \quad (1)$$

$$\rho \left( \frac{\partial L}{\partial t} + U \frac{\partial L}{\partial x} + V \frac{\partial L}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r(\mu + b_3 \mu_i) \frac{\partial L}{\partial r} \right] - b_4 \frac{L}{k} \mu_i \left( \frac{\partial U}{\partial r} \right)^2 + B b_5 \sqrt{k} \rho \left( 1 - \frac{L^2}{(R-r)^2} \right); \quad (2)$$

$$\rho \left( \frac{\partial \overline{h'^2}}{\partial t} + U \frac{\partial \overline{h'^2}}{\partial x} + V \frac{\partial \overline{h'^2}}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \rho (a + b_6 a_i) \frac{\partial \overline{h'^2}}{\partial r} \right] + b_7 \rho \sqrt{v'^2} \sqrt{\overline{h'^2}} \frac{\partial h}{\partial r} - b_8 \rho a \frac{\overline{h'^2}}{L_h^2} - b_9 \rho \frac{\sqrt{k}}{L_h} \overline{h'^2}; \quad (3)$$

$$\rho \left( \frac{\partial \overline{v'^2}}{\partial t} + U \frac{\partial \overline{v'^2}}{\partial x} + V \frac{\partial \overline{v'^2}}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r(\mu + b_1 \mu_i) \frac{\partial \overline{v'^2}}{\partial r} \right] + b_{11} \rho \frac{k^{3/2}}{L} \overline{v'^2} - b_{12} \mu \frac{\overline{v'^2}}{L^2} - 2 \rho v'^2 \frac{\partial V}{\partial r} - \frac{\partial \mu}{\partial r} \frac{\partial \overline{v'^2}}{\partial r}. \quad (4)$$

Здесь значения констант  $b_i$  ( $i=1,12$ ) выбраны в результате оптимизации вычислений при анализе автомодельных распределений для осредненных характеристик турбулентности. При этом коэффициент турбулентного переноса импульса  $\mu_i$  определяется зависимостью [1,2]:

$$\mu_i / \mu = \alpha \text{Re}_i \left[ 1 - \exp(-\sigma_2 \text{Re}_i^2) + \sigma_3 \text{Re}_i^{3/2} \exp(-\sigma_1 \text{Re}_i^2) \right], \quad \text{Re}_i = \rho \sqrt{\varphi k} L / \mu \quad (5)$$

где  $\varphi$  - доля энергии турбулентных молей, ответственных за обменные процессы, которая находится следующим образом:

$$\varphi = 1 - \exp\left(-\frac{K}{K_0} \frac{t}{t_i}\right). \quad (6)$$



Здесь  $K$  есть константа, определяемая как результат согласования с опытными данными [598];  $t_i = L/\sqrt{k}$  - время турбулентных пульсаций, рассчитанное по локальным значениям характеристик турбулентности;  $K_0 = D/l_K^0$  - параметр нестационарности;  $l_K^0$  - начальная длина камеры.

Турбулентный поток тепла можно представить в виде [1]:

$$v'h' = b\sqrt{v'^2} \sqrt{h'^2}, \quad b = \text{const}. \quad (7)$$

Тогда в случае течения двухкомпонентной среды и при наличии "глубоко равновесных" реакций (приближенно с учетом допущения  $\frac{\partial c}{\partial T} T' \gg \frac{\partial c}{\partial P} P'$ ) имеем

$$a_i = \left( b\sqrt{v'^2} \sqrt{h'^2} + \frac{a}{2} (Le-1) \Delta c_p \frac{\partial \bar{c}^2}{\partial r} \frac{\partial c}{\partial T} \right) / \frac{\partial h}{\partial r}, \quad \bar{c}^2 = \left( \frac{\partial c}{\partial T} \right)^2 h'^2 / c_{p,eff}^2, \quad c_{p,eff} = c_p + \frac{\partial c}{\partial T} \Delta h. \quad (8)$$

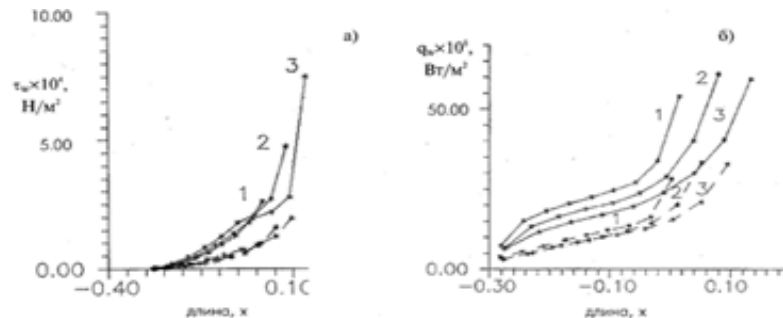
В отношении метода решения определяющих уравнений (детали см. [1]) отмечается: целесообразна замена независимых переменных на новые, следующие за движением границы:

$$\{t, x, r\} \rightarrow \{t_1, \xi, \eta\}: t_1 = t, \xi = \int_{x_{cm}}^x \rho S dx, \quad \eta = \ln(R - r + \Delta); \quad (\text{в области занятой газом}) \quad (9)$$

$$\text{и } \{t, r\} \rightarrow \{t_1, \eta_1\}: t_1 = t, \eta_1 = \ln(r - R + \Delta_1) \quad (\text{в стенке}), \text{ где } \Delta, \Delta_1 - \text{параметры преобразования.} \quad (10)$$

В работе детально излагаются **идеи численного метода** решения указанных задач. В частности, используется подход, в рамках которого на каждом временном шаге решение строится в два этапа. На первом – интегрируются усредненные определяющие уравнения баланса импульса и тепла, находятся давление и все усредненные характеристики течения на новом слое по времени. На втором – двумерные распределения искомых параметров по полным уравнениям Рейнольдса и энергии. Из-за существенной нелинейности задачи на каждом временном слое и в каждой точке пространства организуются итерации: локальные при определении концентраций компонент смеси и глобальные, контролируемые по точности расчета температуры, которая, в свою очередь, пересчитывается по известному полю энтальпии [1].

**Результаты и их обсуждение.** В работе детально исследовалась турбулентная структура инертного и химически реагирующего потока в канале с подвижной границей. Расчетами установлено существенное отличие характеристик турбулентности от своих автоматических значений и определены размеры зон повышенной интенсивности турбулентных флуктуаций. Большой частью турбулизированные участки сосредоточены в областях, примыкающих к подвижному фронту за движущейся границей. Пульсации теплогидродинамических параметров в ядре потока практически отсутствуют, вклад турбулентной диффузии в перенос от стенок в ядро ограничен условиями быстрого протекания процессов ( $t_r \approx 10^{-3}$  с). Поведение интегральных параметров процесса имеют вид, приведенный на рис. 1



**Рис. 1. Распределения по длине канала в метрах (запоршневая область) напряжения трения (а) и теплового потока (б) в различные моменты времени:  $t/t_0 = 5$  (линия 1); 8 (2); 10 (3) для реагирующего (сплошная) и замороженного (пунктир) течений**

Следует отметить, что химические реакции в быстрых процессах течения заметным образом сказываются на значениях  $\tau_w$  и  $q_w$ , но при этом не меняют качественного характера распределений этих параметров.

#### Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. - Томск: Изд-во ТГУ, 2001. - 440 с.
2. Kharlamov S.N., Alginov R.A. Modelling of Complex Shear Flow Structure in Pipelines // International Journal of Engineering, Science and Innovative Technology, 2014. – Vol. 3, - Iss. 6. – С. 500-509,

## ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕЧЕНИЯ ЧЕРЕЗ ПОРИСТУЮ СРЕДУ ПРИ АДСОРБЦИИ НА ОСНОВАНИИ МОДЕЛИ ЗАПЫЛЕННОГО ГАЗА

А. Айбатова

*Научный руководители профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов,  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В газовой промышленности ежегодно значительная доля расходов идет на предварительную подготовку газа до его закачки в магистральный газопровод. Поэтому к составу природного газа, отправляемого на дальнейшую переработку или транспортировку, предъявляются серьезные требования. В ходе развития газодобывающей промышленности возникла проблема отложения газовых гидратов, осложняющая технологию добычи, переработки, хранения и транспортировки газов. [2].

Присутствие жидкости в газе, помимо опасности выпадения гидратов, чревато проявлениями коррозии стенок трубопровода или арматуры, а наличие в газе кислых компонентов, таких как  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  только ускоряют процесс разрушения металла. Поэтому для обеспечения подачи соответствующего требованиям нормативных документов газа в систему магистральных трубопроводов требуется проводить предварительную обработку газа.

В этом аспекте подготовка газа методом адсорбционной осушки является одним из самых эффективных методов. Данный процесс обеспечивает надежную очистку от кислых компонентов, а так же качественную осушку с достижением точки росы  $-90^\circ\text{C}$ . [4].

Адсорбция — это поглощение вещества на поверхности раздела фаз. Исходя из этого в роли адсорбентов выступают вещества с большой удельной поверхностью, такие как активные угли и минеральные адсорбенты: силикагель, а так же цеолиты.

Для описания процесса переноса газа в пористой структуре адсорбента существует ряд подходов, один из которых применение модели запыленного газа. В рамках этих представлений пористая среда рассматривается как один из компонентов газовой смеси который состоит из фиксированных в пространстве гигантских молекул, равномерно распределенных в пространстве. Если в газе имеется градиент давления, то для обеспечения неподвижности частиц пыли к ним необходимо приложить некоторую внешнюю силу. Для математической формулировки модели не нужно знать истинную природу этой внешней силы; в экспериментах внешняя сила обычно бывает обусловлена каким-либо креплением, обеспечивающим неподвижность пористого тела.

В основе теории лежит утверждение о том, что перенос газа в пористом теле (или в капилляре) осуществляется следующими независимыми механизмами:

1. Свободно-молекулярное, или кнудсеновское, течение, реализующееся при столь малой плотности газа, что частотой столкновений между молекулами можно пренебречь по сравнению с частотой их столкновений с поверхностями каналов пористого тела или капилляра. [1].
2. Вязкое течение, при котором газ течет как сплошная среда под действием градиента давления и межмолекулярные столкновения преобладают над столкновениями молекул с поверхностью. Этот механизм иногда называют также конвективным или переносом газа как целого .
3. Диффузия в режиме сплошной среды, когда отдельные компоненты смеси перемещаются относительно друг друга под действием градиента концентрации (обычная диффузия), градиента температуры (термодиффузия) или внешних сил (силовая диффузия). Здесь снова межмолекулярные столкновения происходят чаще, чем столкновения молекул с поверхностью.
4. Поверхностная диффузия, при которой молекулы газа перемещаются вдоль поверхности твердого тела, не покидая адсорбционного слоя.

Каждому из указанных выше механизмов переноса соответствует свой кинетический коэффициент: коэффициент кнудсеновской диффузии  $D_{ki}$  (для  $i$ -го компонента), коэффициент динамической вязкости  $\mu$ , обычный коэффициент  $D_{ij}$  взаимной диффузии под действием градиента концентрации и внешних сил (для бинарной смеси  $i$ -го и  $j$ -го компонентов), связанное с  $D_{ij}$  термодиффузионное отношение  $a_{ij}$  для термодиффузии в режиме сплошной среды и коэффициент поверхностной диффузии  $D_{si}$ . Механизмы переноса могут встречаться в различных комбинациях, и задача теории – отыскать унифицированный способ описания течения при одновременном действии различных механизмов путем использования математического аппарата, развитого для описания каждого из них в отдельности.

В предлагаемом формализме структурные особенности среды учитываются в выражениях для кинетических коэффициентов или простых коэффициентов пропорциональности. Трех основным механизмам переноса соответствуют три параметра, характеризующие свойства среды: параметр кнудсеновского течения  $K_0$ , параметр вязкого течения  $V_0$  и параметр пористости — извилистости  $\varepsilon/q$  для объемной диффузии.

Для реального пористого тела эти соотношения как правило, неизвестны, поэтому все три параметра для заданной геометрии тела не рассчитываются, а извлекаются обычно из экспериментальных данных. Также из экспериментальных данных обычно находят и коэффициент поверхностной диффузии  $D_{si}$ .

Уравнения диффузии для многокомпонентной смеси выглядят проще, если при их формулировке выражать не плотности потока компонента через градиенты концентраций всех компонентов смеси, а градиент концентрации компонента  $i$  через плотности потоков всех компонентов. При такой записи уравнения для смеси  $N$  компонентов выглядят следующим образом [4]:

$$-d_i = \sum_{j=1}^N (x_j J_{iD} - x_i J_{jD}) / n \quad (1)$$

где градиентный член  $d_i$  равен

$$d_i = \nabla x_i + x_i \frac{\bar{m} - m_i}{\bar{m}} \nabla \ln p - \frac{x_i}{p} \left( n F_i - \frac{m_i}{\bar{m}} \sum_{j=1}^N n_j F_j \right) + \sum_{j=1}^N x_j a_{ij} \nabla T \quad (2)$$

средняя молекулярная масса смеси определяется равенством

$$\bar{m} = \sum_{j=1}^N x_j m_j \quad (3)$$

$F_i$  - внешняя сила, действующая на молекулы  $i$ -го компонента. Четыре слагаемых в правой части равенства (2) описывают соответственно обычную диффузию, бародиффузию, силовую диффузию и термодиффузию.

При расчете вязкого течения будем придерживаться идеи, что если газ движется без ускорения, то полная сила, действующая на произвольный элемент его объема, должна быть равна нулю, так что сила вязкого сопротивления полностью компенсируется силой, обусловленной перепадом давления на концах этого элемента.

$$J_{visc} = \frac{-n B_0}{\mu} \nabla p \quad (4)$$

где  $J_{visc}$  - плотность вязкого потока в единицах молекула/(см<sup>2</sup>·с),  $n$  - число молекул в единице объема,  $B_0$  - параметр вязкого течения (постоянная, характеризующая геометрию канала и выраженная в единицах см<sup>2</sup>),  $\mu$  - коэффициент динамической вязкости газа (г/(см·с)),  $p$  - давление (г/(см·см<sup>2</sup>)).

Если имеются внешние силы, то уравнение их баланса :

$$n_d F_d + \sum_{j=1}^N n_j F_j = \nabla p \quad (5)$$

где сумма берется только по компонентам газа и под  $F$  подразумеваются все силы, включая удерживающие частицы в равновесии. При наличии внешних сил должно быть изменено и уравнение вязкого течения

$$J_{visc} = \frac{-n B_0}{\mu} \left( \nabla p - \sum_{i=1}^N n_i F_i \right) \quad (6)$$

В итоге уравнение переноса, после преобразований в (2), для модели запыленного газа выглядит следующим образом:

$$c \sum_{j=1}^N \frac{n_j}{n D_{ij}} \left( \frac{J_i}{n_i} - \frac{J_j}{n_j} \right) + \frac{1}{D_{ik}} \left( \frac{J_i}{n_i} + \frac{B_0}{\mu} \left( \nabla p - \sum_{j=1}^N n_j F_j \right) \right) = -\nabla \ln \frac{n_i}{n} - \nabla \ln p + \frac{F_i}{k_B T} - \frac{1}{n'} \left( \sum_{j=1}^N n_j (a'_{ij})_{tr} + n_d (a'_{id})_{tr} \right) \nabla \ln T \quad (7)$$

Последнее слагаемое в левой части равенства (7) описывает вклад вязкого течения в полную скорость перемещения компонентов. Первые три слагаемых правой части равенства (7) описывают обычную диффузию, бародиффузию и силовую диффузию соответственно. Слагаемое, содержащее  $(a'_{ij})_{tr}$ , ответственно за термодиффузию, осложненную присутствием частиц пыли, а слагаемое, содержащее  $(a'_{id})_{tr}$ , учитывает термическую транспирацию (или термомолекулярную разность давлений), осложненную термодиффузией истинных молекулярных компонентов. [3].

В итоге для полного изучения переноса многокомпонентной смеси через пористую структуру необходимо составить систему из  $N$  дифференциальных уравнений типа и задать начальные условия. Граничные условия: скорость газа на поверхности каналов адсорбционных элементов равно нулю. Все  $N$  написанных уравнений независимы, поскольку уравнение для частиц пыли исключено.

Для описания процесса течения газа в адсорбере необходимо:

1. Составить на основе формулы (7) систему уравнений для основных компонентов смеси
2. Экспериментальным или приближенным расчетным путем определить параметры, характеризующие пористость-извилистость структуры адсорбента, оценить структурные и гидродинамические параметры пористого тела.
3. Рассмотреть влияние каждого слагаемого на результаты расчетов.

#### Литература

1. В. Э. Борзых, Б. В. Семенов, С. Н. Соколки. Организация вычислительного эксперимента для задач моделирования отработанных газов через пористую структуру выпускной системы автомобиля // Материалы

- всероссийской научно-технической конференции. – 2009.
2. Артур Л. Коуль, Фред С. Ризенфельд. Очистка газа. - М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 48 с.
  3. Мейсон Э., Малинаускас А. Перенос в пористых средах: модель запыленного газа. — М.: Мир, 1986. 200 с.
  4. Серпионова Е. Н. Промышленная адсорбция газов и паров. Изд. 2-е переработ, и доп. Учеб. пособие для студентов химико-технологических специальностей вузов. М., «Высш. школа», 1969.

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ВЯЗКИХ СРЕДАХ

**А.В. Аксёнов, Р.В. Шмурыгин**

*Научный руководитель, д. физ-мат.н., профессор кафедры ТХНГ С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Как известно гидродинамика является разделом гидравлики, в котором изучаются законы движения несжимаемой жидкости и её взаимодействие с неподвижными и подвижными поверхностями. В рамках гидродинамики рассматривается переход от реальной среды, состоящей из разнообразия отдельных атомов или молекул, к абстрактной сплошной среде, для которой и составляется уравнения движения для дальнейших исследований.

Для описания движения вязкой ньютоновской жидкости используются уравнения Навье-Стокса (1), которые представляют собой систему дифференциальных уравнений в частных производных:

$$\begin{aligned} \frac{dV_x}{dt} &= g_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left( \frac{\partial^2 V_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V_x}{\partial z^2} \right); \\ \frac{dV_y}{dt} &= g_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \left( \frac{\partial^2 V_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_y}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V_y}{\partial z^2} \right); \\ \frac{dV_z}{dt} &= g_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \left( \frac{\partial^2 V_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V_z}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V_z}{\partial z^2} \right), \end{aligned}$$

где  $V_x, V_y, V_z$  – проекции вектора скорости;  $g_x, g_y, g_z$  – проекции ускорения массовых сил;  $p$  – гидродинамическое давление;  $\rho$  – плотность жидкости;  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости [2].

Для исследования течения вязкой жидкости в дополнение к системе (1) используется уравнение неразрывности потока:

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \nabla(\rho V) = 0. \quad (2)$$

В проекциях на оси и с учетом несжимаемости жидкости ( $\rho = const$ ) уравнение (2) примет следующий вид:

$$\frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{\partial V_z}{\partial z} = 0. \quad (3)$$

Физический смысл уравнения (3) заключается в том, что сумма изменений проекций скоростей в направлении соответствующих координатных осей равна нулю. Это означает, что объем несжимаемой жидкости, втекающей в данную область, мысленно выделенную в исследуемом потоке, равен объему жидкости, вытекающей из нее.

Для расчёта конкретной задачи по исследованию течения вязкой жидкости необходимо совместно решать систему дифференциальных уравнений (1) и (3). Решения данной системы будут иметь произвольные функции, для определения которых необходимо задаться начальными и граничными условиями. Начальные условия задаются при изучении неустановившегося движения жидкости (при таком движении скорость и давление в каждой точке изменяются с течением времени). В таком случае должны быть заданы распределение скоростей и давления жидкости в любой определенный момент времени.

В качестве граничного условия может быть принято условие прилипания частиц вязкой жидкости к поверхности твердого тела, которое имеет следующий вид:

$$V_c = V_T \quad (4)$$

где  $V_c$  – скорость частицы жидкости;  $V_T$  – скорость стенки в точке контакта с частицей.

Для описания тепловых процессов, в которых осуществляется перенос, как массы, так и энергии используются такие выражения, как уравнение Фурье - Кирхгофа, уравнения Навье - Стокса и уравнения неразрывности и уравнения переноса массы и энергии.

Явление теплообмена прослеживается в телах или системах тел с различной температурой. Наблюдения за процессами теплообмена дали понять, что теплообмен является сложным явлением, которое можно расчленить на ряд простых. Теплота в жидкостях может передаваться теплопроводностью и конвективным переносом. Явление теплопроводности заключается в переносе теплоты структурными частицами вещества – молекулами, атомами, электронами – в процессе их теплового движения. В жидкостях перенос теплоты происходит благодаря передаче теплового движения молекул и атомов соседним частицам вещества.

В жидкостях также наблюдается явление конвективного переноса, которое представляет собой

распространение теплоты, характеризуемое перемещением компонентов этой среды. Объем жидкости, при перемещении из области высоких температур в область низких температур, перемещает вместе с собой теплоту.

Основным уравнением массопереноса является следующее выражение:

$$\frac{\partial \rho_{10}}{\partial \tau} = D \nabla^2 \rho_{10} + D \frac{k_T}{T} \nabla^2 T + \frac{I_1}{\rho}, \quad (5)$$

где  $D$  – коэффициент взаимной диффузии;  $\rho_{10} = \rho_1/\rho$  – относительная концентрация 1-го компонента;

$k_T$  – термодиффузионный коэффициент;  $I_1$  – источник массы 1-го компонента [1].

Для оценки теплопереноса применяется уравнение переноса энергии в текучей среде, которое в векторной форме имеет следующую формулировку:

$$\rho \cdot C_p \left( \frac{\partial T}{\partial \tau} + (\vec{V} \cdot \nabla) T \right) = \text{div} \bar{q} + \mu \Phi + \frac{dP}{dt} + q_v, \quad (6)$$

где  $\rho \cdot C_p \frac{\partial T}{\partial \tau}$  – слагаемое в правой части уравнения, которое отражает нестационарность процесса теплообмена;  $\rho \cdot C_p (\vec{V} \cdot \nabla) T$  – конвективный член уравнения энергии – учитывает перенос теплоты за счет движения среды;  $\text{div} \bar{q}$  – диффузионный член уравнения, учитывающий перенос теплоты теплопроводностью;  $\mu \Phi$  – слагаемое уравнения энергии, учитывающее нагрев среды вследствие диссипации кинетической энергии

движения за счет трения между частицами и слоями вязкой жидкости;  $\frac{dP}{dt}$  – работа сил давления при изменении температуры;  $q_v$  – источниковый член уравнения, учитывающий поступление или убыль энергии за счет действия внутренних источников или стоков теплоты.

В проекциях на оси в общем виде уравнение (6) можно записать в следующей форме:

$$\rho \cdot C_p \left( \frac{\partial T}{\partial \tau} + V_i \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) + \mu \sum \left( \frac{\partial V_i}{\partial x_k} + \frac{\partial V_k}{\partial x_i} \right)^2 + \left( \frac{dP}{dt} + V_j \frac{\partial T}{\partial x_j} \right) + q. \quad (7)$$

Дополнительно к системе уравнений тепло- и массообмена необходимо добавить уравнение неразрывности и условия однозначности. Условия однозначности учитывают частные особенности решаемой задачи и включают начальные и граничные условия.

В качестве начального условия можно задаться распределением температуры внутри тела в начальный момент времени:

$$T(x, y, z, 0) = f(x, y, z), \quad (8)$$

де  $f(x, y, z)$  является известной функцией.

Граничное условие первого рода заключается в задании распределения температур по поверхности тела в любой момент времени:

$$T_{II}(\tau) = f(\tau). \quad (9)$$

Граничное условие второго рода состоит в задании плотности теплового потока для каждой точки поверхности тела как функции времени:

$$q_{II}(\tau) = f(\tau). \quad (10)$$

Наиболее простым частным случаем граничного условия второго рода является постоянство плотности теплового потока:

$$q_{II}(\tau) = q_c = \text{const}. \quad (11)$$

Граничное условие третьего рода характеризует закон конвективного теплообмена между поверхностью тела и окружающей средой при постоянном потоке тепла. В данном случае задается температура окружающей среды (жидкости)  $t_{\text{жс}}$  и закон теплообмена между поверхностью тела и окружающей средой. Согласно закону Ньютона-Рихмана количество теплоты, отдаваемое единице поверхности тела в единицу времени, пропорционально разности температур поверхности тела (стенки)  $t_{\text{см}}$  и окружающей среды  $t_{\text{жс}}$  ( $t_{\text{см}} > t_{\text{жс}}$ ):

$$q = \alpha (t_{\text{см}} - t_{\text{жс}}) \quad (12)$$

где  $\alpha$  – коэффициент температуропроводности.

Таким образом, для расчета конкретных задач по исследованию течения вязкой жидкости используются такие дифференциальные уравнения, как уравнение неразрывности потока; уравнение Навье-Стокса; уравнение переноса теплоты, уравнение переноса массы. Данные уравнения содержат неизвестные, поэтому для доопределения составленных систем уравнений применяются граничные и начальные условия, что позволяет вычислить все необходимые параметры, которые интересны с точки зрения решения конкретной задачи.

Литература

1. Лыков А.В. Теория теплопроводности. Изд.: «Высшая школа» Москва, 1967.
2. Чижюмов С.Д. Основы гидродинамики : учеб. пособие / С.Д.Чижюмов. – Комсомольск-на-Амуре : ГОУВПО «КНАГТУ», 2007. – 106 с.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С НЕФТЕПРОВОДОМ.**

**Я.С. Байдакова, А.П. Шабашов**

*Научный руководитель: доцент К.С. Воронин, доцент Д.А. Черенцов.  
ФГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный Университет», г. Тюмень, Россия*

Для надежной эксплуатации магистральных нефтепроводов при проектировании оснований и фундаментов учитывают опасность прямого теплового воздействия транспортируемой нефти и нефтепродуктов на мерзлые грунты, для этого выполняют расчет глубины оттаивания грунта в основании подземных и наземных трубопроводов.

Цель данной работы заключается в оптимизации расчета глубины оттаивания ММГ в основании подземных и наземных трубопроводов.

Для достижения цели решаются следующие задачи:

- аппроксимация номограмм для определения безразмерного параметра глубины оттаивания;
- разработка программы для расчета глубины оттаивания ММГ;

Глубину оттаивания грунта следует определять согласно СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах». [1]

Расчет глубины оттаивания ММГ под центром подземных и наземных нефтепроводов выполнен в программе MatLab.

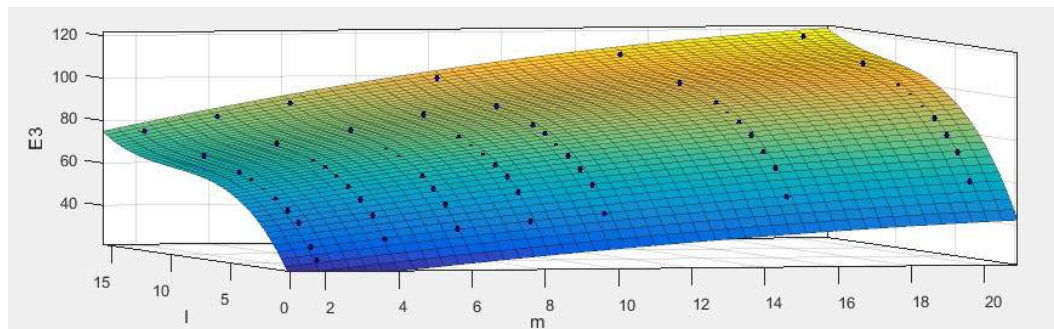
Расчет глубины оттаивания ММГ под центром подземного нефтепровода производится согласно алгоритму, описанному в СП 25.13330.2012. В результате чего получают значения безразмерных коэффициентов  $m$ ,  $I_t$ ,  $\beta_T$ . Безразмерные глубины оттаивания под центром трубы  $\xi_t$ ,  $\xi_n$ , определяются по номограммам, в зависимости от безразмерных параметров  $m$ ,  $I_t$ ,  $\beta_T$ .

Благодаря аппроксимации номограмм были получены зависимости, позволяющие проводить расчёты без использования графической части. Аппроксимирующие формулы представляют собой уравнения поверхностей и являются полиномами, величина достоверности аппроксимации которых близка к единице, что позволяет судить о высокой точности полученных данных.

- При  $\beta_T=0$  уравнение поверхности имеет вид и следующее графическое изображение (Рис.1):

$$\xi_t = 16.59 + 1.996 * m + 11.47 * I_t - 0.02425 * m^2 + 0.202 * m * I_t - 1.092 * I_t^2 - 0.0001983 * m^3 - 0.002147 * m^2 * I_t - 0.006161 * m * I_t^2 + 0.03704 * I_t^3$$

Коэффициент корреляции R=0,9946;



**Рис. 1. Вид поверхности при  $\beta_T = 0$**

- При  $\beta_T=0,05$  уравнение поверхности имеет вид и следующее графическое изображение (Рис.2):

$$\xi_t = 14.45 + 1.796 * m + 6.104 * I_t - 0.01914 * m^2 + 0.4013 * m * I_t - 0.7077 * I_t^2 - 0.00175 * m^3 - 0.006667 * m^2 * I_t - 0.009164 * m * I_t^2 + 0.02569 * I_t^3$$

Коэффициент корреляции R=0,9953;

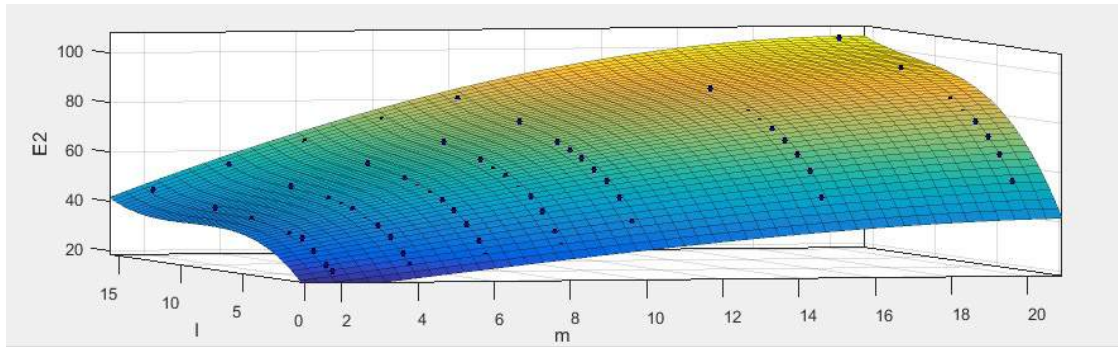


Рис. 2. Вид поверхности при  $\beta_T = 0,05$

- При  $\beta_T = 0,1$  уравнение поверхности имеет вид и следующее графическое изображение (Рис.3):

$$\xi_T = 13,27 + 2,058 * m + 2,206 * I_T - 0,01289 * m^2 + 0,3411 * m * I_T - 0,3532 * I_T^2 - 0,001532 * m^3 - 0,006241 * m^2 * I_T - 0,00726 * m * I_T^2 + 0,01393 * I_T^3$$

Коэффициент корреляции  $R=0,9928$ ;

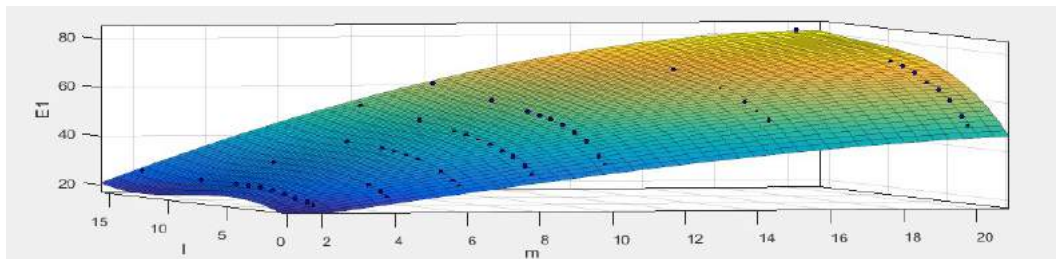


Рис. 3. Вид поверхности при  $\beta_T = 0,1$

- При  $\beta_T > 0,1$  уравнение поверхности имеет вид и следующее графическое изображение (Рис.4):

$$\xi_T = 37,09 + 5,78 * m - 170,9 * \beta + 0,08972 * m^2 - 10,71 * m * \beta + 243,5 * \beta^2 - 0,01364 * m^3 + 0,063 * m^2 * \beta + 6,348 * m * \beta^2 - 125 * \beta^3 + 0,0003814 * m^4 + 0,0001221 * m^3 * \beta - 0,01716 * m^2 * \beta^2 - 1,112 * m * \beta^3 + 20,52 * \beta^4$$

Коэффициент корреляции  $R=0,9519$ ;

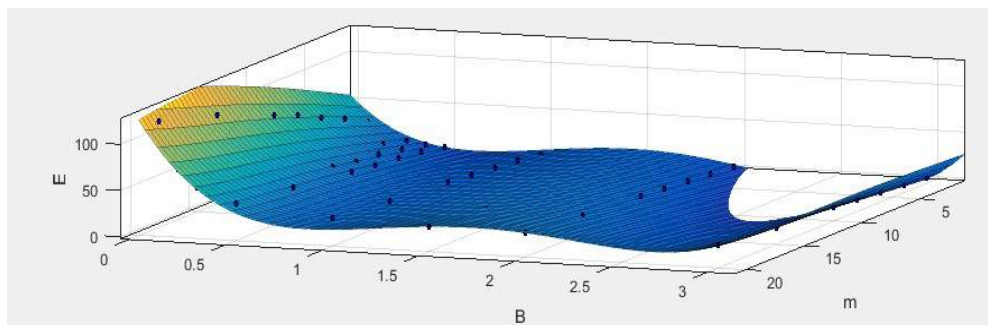


Рис. 4. Вид поверхности при  $\beta_T > 0,1$

При расчете глубины оттаивания ММГ под центром наземных нефтепроводов Безразмерные параметры  $\alpha_2, \beta_2$  определяются по номограммам, в зависимости от параметров плиты. Благодаря аппроксимации были получены зависимости для расчёта данных параметров.

Для  $\alpha_2$ , уравнение кривой имеет вид и следующее графическое изображение (Рис.5):

$$\alpha_2 = -0,125 * d_{\text{г}}^2 + 0,57 * d_{\text{г}} + 0,4882$$

Коэффициент корреляции  $R = 0,9992$ ;

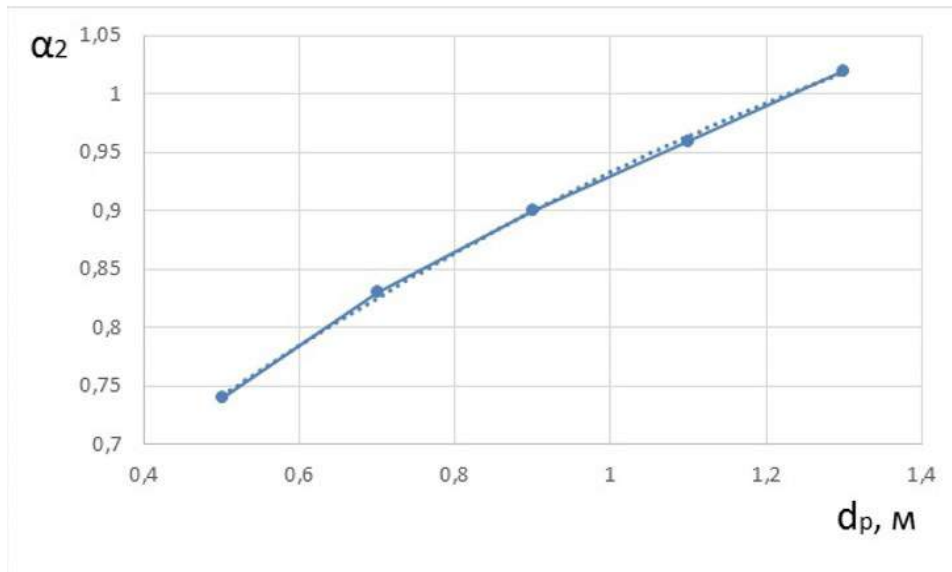


Рис. 5. Вид кривой  $\alpha_2$

Для  $\beta_2$ , уравнение поверхности имеет вид и следующее графическое изображение (Рис.6):  

$$\beta_2 = 0,9075 + 0,1327 * \delta_{\text{ins}} - 0,03581 * b_{\text{ins}} - 0,3259 * \delta_{\text{ins}}^2 + 0,002883 * \delta_{\text{ins}} * b_{\text{ins}} + 0,007148 * b_{\text{ins}}^2 + 0,218 * \delta_{\text{ins}}^3 - 0,0052 * \delta_{\text{ins}}^2 * b_{\text{ins}} - 0,002486 * \delta_{\text{ins}} * b_{\text{ins}}^2 - 0,0004583 * b_{\text{ins}}^3$$

Коэффициент корреляции R=0.995;

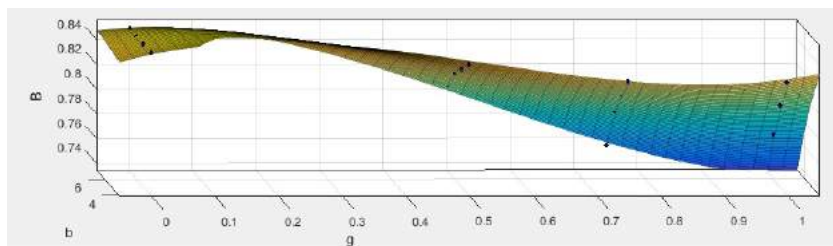


Рис. 6. Вид кривой  $\beta_2$

Для расчета глубины оттаивания ММГ нами была разработана компьютерная программа, которая позволяет ускорить процесс расчёта глубины оттаивания ММГ, исключить человеческий фактор при работе с графической частью, повысить точность вычислений. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» является федеральным нормативным документом, с которым работают проектные институты, поэтому программа может быть практически реализована.

#### Литература

1. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. - Введ. 2013-01-01. - М.: Минрегион России, 2012. - 109с.
2. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов/Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. - 2-е изд., переработ. и доп. - М.: Недр, 1988. - 368с.
3. Бранд А.Э., Воронин К.С., Мостовая Н.А. О методах снижения влияния подземного трубопровода на тепловой режим земляного полотна. / В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2015. С. 198-200.
4. Воронин К.С., Венгерова А.А., Бранд А.Э. Архитектурно-планировочные принципы формирования структуры зданий на территории обустройства нефтегазовых месторождений./ Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. 2014. С. 133.
5. Заровнятных П.О., Черенцов Д.А. Оптимизация электроподогрева высоковязких нефтей на трубопроводном транспорте. / В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Ответственный редактор: О. Ф. Данилов. 2011. С. 39-40.



## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ НЕФТИ МЕТОДОМ ОТДУВКИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СЕПАРАТОРАХ

И. Банчу

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов,  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Флюид получаемый на месторождениях содержит в себе какое-то количество газа. Транспортировать нефть в таком виде не имеет смысла, как и хранить. Поэтому на предприятии газ отделяют от нефти.

Этот процесс происходит в специальных конструкциях, их название сепараторы. В основном применяют горизонтальные конструкции. Принцип действия основан на объединении газовых пузырьков в самой жидкости для подъема на поверхность. Но хотелось отметить что этот принцип работы выделения газа не идеален, потому что легкие фракции углеводородов уносятся с нефтью. И можно сделать вывод что способы по отделению газа являются актуальным на сегодняшний день.

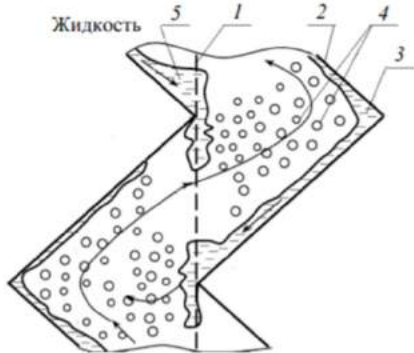
Вертикальные сепараторы имеют ряд достоинств такие как: малая площадь, необходимая для монтажа на технологической площадке, гашение сепаратором колебаний жидкости при ее неравномерном поступлении, возможность оборудования сепаратора специальными устройствами для снижения уноса капельной жидкости газом и повышения качества сепарации нефти [2].

Изучение научных трудов и литературы, с подтверждением практики подтверждает, что в среднем в нефти остается до 5–8 % попутного газа. По этой причине все еще актуален поиск новых способов отделения газа [3, 1].

Целью данной работы является рассмотрение процесса сепарации нефти методом отдувки в вертикальном сепараторе, и совершенствование конструкций вертикальных сепараторов.

Один из результативных способов разделения попутного газа от нефти является отдувка. Под отдувкой подразумевается подача противоточного газа на встречу добываемой продукции, стекающей контактной насадкой по плоскости [1].

Жидкость движется сверху по каналу, образованному зигзагообразными перегородками 2, и попадает на решетку 1, на ней делится, образуя пленочный 3 и капельный 4 потоки. Газовый поток поднимается снизу и, дробясь, взаимодействует и увлекает с собой растворенный газ [4]. В [4] рассматривается технологический процесс подготовки нефти на морской нефтедобывающей платформе, описаны преимущества применения сепаратора с контактной насадкой (Рис. 1).



**Рис.1. – Устройство контактной насадки: 1 – вертикальная решетка; 2 – зигзагообразная перегородка; 3 – пленочный поток; 4 – капельный поток; 5 – клиновидный гидрозатвор**

Анализ литературы позволяет сделать вывод, что наиболее целесообразным и практически обоснованным [5] является применение аппаратов с контактной насадкой, расположенных на последней ступени. Это обусловлено тем, что жидкость на последней ступени уже частично дегазирована и есть возможность подавать продувочный углеводородный газ с предыдущих ступеней сепарации без применения компрессоров.

К настоящему моменту созданы и эксплуатируются аппараты, предназначенные для очистки товарной нефти от сероводорода. В рамках данной работы рассматривается процесс удаления растворенного газа из нефти, поступившей на последнюю ступень сепарации.

В последнее время все большее внимание уделяется механизмам взаимодействия газовых пузырьков в нефти. При относительно близком расположении пузырьков друг к другу важную роль в динамике пузырьков начинает играть их взаимодействие, в результате которого они могут притягиваться друг к другу.

Поскольку в статичном слое жидкости на газовые пузыри действуют противоположно направленные подъемная сила (равная весу вытесненной нефти) и сила трения, пропорциональная радиусу, динамической вязкости и скорости всплытия, то существует такой диаметр пузырька газа, при котором подъемная сила уравнивается с силой трения. Следовательно, для того чтобы отделить газ, заключенный в мелких пузырьках, необходимо пропускать сквозь толщу жидкости более крупные газовые пузыри, а т. к. эффективность пропускания сквозь толстый слой жидкости (~ 0,3–0,5 м) окажется невысокой, нефть и газ следует пускать противотоком друг другу в специальных насадках, позволяющих распределить нефть тонким слоем.

В работе была рассмотрена модель взаимодействия пузырьков в ламинарном потоке [6]. Было принято, что константа коагуляции  $K$  пропорциональна сечению захвата пузырьком объемом  $V$  пузырьков объемом  $v$ . Взаимодействие пузырьков обусловлено, с одной стороны, разностью скоростей движения относительно жидкости за счет различных размеров, а с другой – молекулярными силами взаимодействия. Сближение пузырьков на больших расстояниях происходит за счет разности их размеров, а на малых начинает действовать сила Ван-дер-Ваальса, обеспечивающая эффективный захват пузырьков.

Было принято, что каждое сближение пузырьков приводит к их слиянию. Сближение пузырьков проводится на основе анализа траекторий относительного движения пузырьков.

В конечном итоге можно сказать что эффективность сепарации объема смеси можно охарактеризовать

параметром  $\eta$ , равным отношению количества, выделившегося за время  $t$  газа к полному количеству газа, которое может выделиться к моменту установления равновесия:

$$\eta = 1 - \int_0^1 \Delta \bar{\rho} \cdot \xi \quad (1)$$

где:  $\xi$  – степень полноты реакции или координата реакции;  $\bar{\rho}$  – относительное перенасыщение раствора.

Полученная зависимость позволяет оценить характерное время установления равновесия в смеси.

В работе был рассмотрен метод отдувки который позволяет сократить содержание газа в нефти до минимальных величин. Была получена зависимость, которая позволяет оценить характерное время установления равновесия в смеси.

Следует отметить, что на процесс объединения газовых пузырьков влияют как силы молекулярного притяжения, так и силы взаимодействия, обусловленные разностью диаметров больших и маленьких пузырей. Кроме того, в массивных слоях жидкости процесс установления равновесия будет длительным за счет того, что нижние слои жидкости обедняются медленнее верхних, в которых происходит объединение пузырьков, всплывающих из нижних слоев и пузырьков, содержащихся в этом объеме. Это подтверждает идею, заложенную автором, что продувочный углеводородный газ позволит интенсифицировать процесс удаления из нефти растворенного газа.

### Литература

1. Stewart M. Gas-Liquid and Liquid, Liquid separators / M. Stewart, K. Arnold. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing, 2008. 226p.
2. Персиянцев М. Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях / М. Н. Персиянцев. М.: Недр-Бизнесцентр, 1999. 365 с. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа.– М.: Дрофа, 2003.– 840с.
3. Вязовой Ю. С. Процессы, проходящие при отдувке в нефтегазовых сепараторах / Ю. С. Вязовой, В. И. Гулевич // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. 2012. № 1 (53). С. 27–30. ISSN 1812-9498.
4. Вязовой Ю. С., Гулевич В. И. Повышение эффективности работы промышленного вертикального нефтегазового сепаратора // Энергия молодежи – ресурс развития нефтегазовой отрасли: сб. тез. докл. IV открытой науч.-практ. конф. молодых специалистов и работников ООО «Газпром добыча Астрахань». – Астрахань: Факел, 2011. – С. 18–19.
5. Технологии очистки нефти от сероводорода / Р. З. Сахабутдинов, А. Н. Шаталов, Р. М. Гарифуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 82–85.
6. Синайский Э. Г., Ляпина Е. Я., Зайцев Ю. В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 621 с.

## МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГПА-16Р «УРАЛ»

Д.И. Борисов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных элементов любой режимно – технологической задачи транспорта газа по МГ является гидравлический и энергетический расчет режимов работы компрессорной станции (КС). Такие задачи возникают как при планировании режимов работы, так и при контроле и анализе фактических режимов работы КС [2].

Основной задачей расчета при контроле и анализе режимов работы КС является определение энергетических показателей работы ГПА-16Р «Урал», цеха и КС, т.е. расходуемой мощности  $N$ , коэффициента полезного действия  $\eta$ , затрат топливного газа на компримирование с целью оценки технического состояния газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на основе нормативных отраслевых показателей и оценки эффективности принятых режимов работы.

Разработке алгоритмов и программ расчета режимов работы ГПА всегда предшествует работа по составлению математических моделей центробежного нагнетателя (ЦБН) и газотурбинного привода.

Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным приводом типа ГПА-16Р «Урал» состоит из центробежного нагнетателя Н 235 и газотурбинного привода ГТУ-16П.

В данной работе рассмотрим построение математической модели центробежного нагнетателя Н 235.

Предполагая, что компримирование газа в ЦБН является стационарным политропическим процессом сжатия, теоретическая зависимость для внутренней мощности имеет вид

$$N_{\text{пол}} = \frac{m}{m-1} \cdot \frac{P_{\text{вс}} \cdot Q_{\text{вс}}}{\eta_{\text{пол}}} \left[ \frac{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}}}{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1} \right], \quad (1)$$

где  $m$  – показатель политропы;

$P_{\text{вс}}, Q_{\text{вс}}$  – давление и производительность при условии всасывания ЦБН;

$\varepsilon = P_{\text{наг}} / P_{\text{вс}}$  – степень повышения давления при компримировании.

В связи со сложностью процессов, происходящих при сжатии газа, их аналитическое описание является достаточно громоздким. Практика показала, что гораздо проще получить графические характеристики по результатам стендовых испытаний и представить их в приведенных координатах, используя при этом аппарат теории подобия и размерностей.

Наибольшее распространение в практике расчетов режимов работы ГПА получили характеристики ЦБН, выпускаемые ВНИИГАЗом [1] и представленные в виде зависимостей степени повышения давления  $\varepsilon$ , политропического КПД ЦБН  $\eta_{\text{пол}}$  и приведенной относительной внутренней мощности от приведенной объемной подачи при различных значениях приведенных относительных оборотов

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \varphi_1(Q_{\text{вс.пр}}; \bar{n}_{\text{пр}}), \\ \eta_{\text{пол}} &= \varphi_2(Q_{\text{вс.пр}}), \\ \left[ \frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right] &= \varphi_3(Q_{\text{вс.пр}}), \end{aligned} \quad (2)$$

где

$$\bar{n}_{\text{пр}} = \frac{n}{n_{\text{н}}} \sqrt{\frac{(ZRT)_{\text{НОМ}}}{ZRT}}, \quad (3)$$

$$Q_{\text{вс.пр}} = Q_{\text{вс}} \cdot \frac{n_{\text{н}}}{n}, \quad (4)$$

$$\left[ \frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right]_{\text{пр}} = \frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \cdot \left( \frac{n_{\text{н}}}{n} \right)^3. \quad (5)$$

Опыт показывает, что при переходе к машинным методам расчета для создания математических моделей целесообразно использовать полиномиальную аппроксимацию. При этом достаточно описать характеристики для номинального значения  $n / \sqrt{ZRT}$  сокращая при этом объём вводимой информации в память ЭВМ, а в случае отклонения параметров от номинальных, воспользоваться соотношениями теории подобия [3]

$$Q_{\text{н}} = Q \cdot \frac{n_{\text{н}}}{n}, \quad (6)$$

$$H_{\text{пол.н}} = H_{\text{пол}} \cdot \left( \frac{n_{\text{н}}}{n} \right)^2, \quad (7)$$

$$\frac{N_{i.н}}{\rho_{\text{вс.н}}} = \frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \cdot \left( \frac{n_{\text{н}}}{n} \right)^3. \quad (8)$$

Политропический напор  $H_{\text{пол}}$  принимается равным

$$H_{\text{пол}} = \frac{m}{m-1} (ZRT)_{\text{вс}} \cdot \left( \frac{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}}}{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1} \right), \quad (9)$$

Аппроксимация зависимостей (2) выполняется в виде

$$\varepsilon^2 = a_0 + a_1 Q_{\text{вс.пр}} + a_2 Q_{\text{вс.пр}}^2 + a_3 Q_{\text{вс.пр}}^3 \quad (10)$$

$$\eta_{\text{пол}} = k_0 + k_1 Q_{\text{вс.пр}} + k_2 Q_{\text{вс.пр}}^2 + k_3 Q_{\text{вс.пр}}^3 \quad (11)$$

$$\left[ \frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right]_{\text{пр}} = c_0 + c_1 Q_{\text{вс.пр}} + c_2 Q_{\text{вс.пр}}^2 + c_3 Q_{\text{вс.пр}}^3 \quad (12)$$

Значения коэффициентов аппроксимации определены методом наименьших квадратов с использованием графических газодинамических характеристик при номинальных значениях параметров и представлены в таблице.

Таблица

Коэффициенты аппроксимации характеристики центробежного нагнетателя Н 235

Характеристики	Значения коэффициентов аппроксимации			
	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$
$\varepsilon^2$	7,9625874E-01	10164044E-02	-2,2753497E-06	1,3403263E-08
$\Pi_{пол}$	$\frac{k_0}{k_1}$ 2,7776621E-01	$\frac{k_1}{k_2}$ 1,7920040E-03	$\frac{k_2}{k_3}$ 1,0734749E-06	$\frac{k_3}{k_4}$ -4,8922907E-09
$[N_i / P_{вс}]_{пр}$	$\frac{c_0}{c_1}$ -73,897992	$\frac{c_1}{c_2}$ 2,3706396	$\frac{c_2}{c_3}$ -3,9635088E-03	$\frac{c_3}{c_4}$ 2,4256791E-06

Степень сжатия для условий, отличных от номинальных будет определяться из соотношения, полученного с учетом уравнений (6)...(8)

$$\varepsilon = \left[ 1 + \left( \frac{n}{n_H} \right)^2 \cdot \frac{(ZRT)}{(ZRT)_{вс}} \left( \varepsilon_H^{\frac{m-1}{n}} - 1 \right) \right]^{\frac{m-1}{m}} \quad (13)$$

Математическая модель ЦБН кроме соотношений, связывающих основные параметры, включает группу условий, отражающих технологические ограничения на работу оборудования. Это ограничения по частоте вращения снизу и сверху, приведенной объемной производительности (снизу по приближению к помпажной зоне и сверху из-за резкого падения политропического КПД), а также ограничение по мощности сверху, т.е

$$n_{min} \leq n \leq n_{max} \quad (14)$$

$$Q_{вс.пр.min} \leq Q_{вс.пр.} \leq Q_{вс.пр.max} \quad (15)$$

$$N_i \leq N_{imax} \quad (16)$$

Кроме того, давление центробежного нагнетателя не должно превышать предельной величины, зависящей от технического состояния линейной части. Совокупность всех ограничений на технологические параметры описывает область допустимых режимов (ОДР) [2].

В результате проведенной работы рассмотрено построение математической модели центробежного нагнетателя Н 235, описывающей режимы работы газоперекачивающего агрегата с газотурбинным приводом типа ГПА-16Р «Урал».

Полученная математическая модель может применяться для:

расчета режимов работы КС;

оптимизации режимов работы ГПА КС;

управления и контроля режимов работы ГПА;

параметрического контроля технологических параметров и технического состояния ГПА.

Разработанный подход к процессам эксплуатации газоперекачивающих агрегатов может применяться для остальных типов газотурбинных установок с учетом индивидуальных коэффициентов аппроксимации.

#### Литература

1. Альбом приведенных газодинамических характеристик и центробежных нагнетателей. Союзоргэнергогаз. ВНИИГаз, - М.,1985. – 87 с.
2. Синицын С.Н., Барцев И.В., Леонтьев Е.В. Влияние параметров природного газа на характеристики центробежных нагнетателей. М.: Недрa, 1967, - В кн.: Транспорт и хранение газа (Труды ВНИИГаЗа, вып. 29/37).

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ АНАЛИЗА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.Л. Вахитов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При действии статической нагрузки задачи определения напряженно-деформированного состояния пространственных конструкций в общих постановках являются краевыми задачами механики деформированного твердого тела. Данные задачи, в предположении бесконечно малой деформации, сводятся к решениям при заданных граничных условиях систем, состоящих из геометрического соотношения (уравнения Коши, устанавливающего связи между перемещением и деформацией, и уравнение совместности деформации Сен-Венана), дифференциального уравнения равновесия (уравнений Навье), физического уравнения, определяющего связи между деформацией и напряжением. Не нарушая общности рассуждения, для упрощения выкладки, выбираем прямоугольные декартовы системы координат  $(x_1, x_2, x_3)$ . В данных случаях рассматриваемые системы уравнений имеют следующий вид [4]:

– уравнение равновесия Навье

$$\psi = 1 - \frac{E_y}{E_x} \cdot v_{yz}^2 - \frac{E_z}{E_y} \cdot v_{yz}^2 - \frac{E_z}{E_x} \cdot v_{xz}^2 - 2 \cdot \frac{E_z}{E_x} \cdot v_{xy} \cdot v_{yz} \cdot v_{xz} \quad (1)$$

– уравнение Коши

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \cdot (u_{i,j} + u_{j,i}); \quad (2)$$

– уравнение совместной деформации Сен-Венана

$$\varepsilon_{ki,jl} + \varepsilon_{lj,ik} - \varepsilon_{li,jk} - \varepsilon_{kj,il} = 0, \quad (3)$$

где  $e_{ij}$  – компонент тензоров деформации;  $s_{ij}$  – компонент тензоров напряжения;  $F_i$  – компонент векторов объемных сил;  $u_i$  – компонент векторов перемещения;  $j$  – оператор дифференцирования = 1, 2, 3. В выражении (1) и далее суммирование проводится по повторяющемуся индексу.

Необходимо добавить физическое уравнение для замыкания систем (1 – 3), которое основывается на экспериментальном исследовании макроскопических физико-механических свойств материала. Напряжения и деформации в линейно-упругих моделях взаимно и однозначно линейно связаны друг с другом, а соответствующие выражения этой связи (называемый законом Гука) в общем виде записываются так:

$$\sigma_{ij} = E_{ijkl} \varepsilon_{kl}, \quad (4a)$$

где  $E_{ijkl}$  – тензор упругости [5].

Трубные стали, как показывают экспериментальные данные [1], при малых деформациях следуют закону Гука. Стандартные технические характеристики: коэффициент Пуассона  $\nu$  (либо модуль сдвига  $G$ ); модуль Юнга  $E$  удобно использовать в качестве независимых параметров упругих свойств материала. Эти характеристики связаны между собой соотношением:

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}. \quad (5)$$

Вместо выражения (4a), для расчета тепловых деформаций, возникающих по причине изменения температуры стенок трубопровода в процессе эксплуатации, требуется использовать уравнение Дюамеля – Неймана, рассчитанное из опытного факта аддитивности температурных и упругих деформаций:

$$\sigma_{ij} = E_{ijkl} (\varepsilon_{kl} - \alpha \cdot \Delta T), \quad (4b)$$

где  $\Delta T$  – изменение температуры;  $\alpha_{kj}$  – тензор коэффициентов температурного расширения.

Для изотропного материала тензор коэффициентов температурного расширения является шаровым, то есть  $\alpha_{kl} \neq 0$ , только при  $k = l$ , и  $\alpha_{kk} = \alpha$ . Если изменения температур стенки трубы не превышают 150°C, то параметры  $\alpha$  можно считать не зависящими от температур  $T$  коэффициентами линейных температурных расширений материалов.

Используя выбранный материальный параметр, соотношения (4b) для изотропных материалов можно записать в виде [3]:

$$\sigma_{ij} = \frac{E}{1 + \nu} \cdot \left[ \varepsilon_{ij} + \left( \frac{3 \cdot \nu}{1 - 2 \cdot \nu} - \frac{1 + \nu}{1 - 2 \cdot \nu} \cdot \alpha \cdot \Delta T \right) \cdot \delta_{ij} \right],$$

где  $\varepsilon_0 = (\varepsilon_{11} + \varepsilon_{33})/3$  – средние деформации ( $\varepsilon_0$  – объемные деформации);  $\delta_{ij}$  – символ Кронкера ( $\delta_{ij} = 1$  при  $i = j$ ;  $\delta_{ij} = 0$  при  $i \neq j$ ).

В общих случаях тензоры упругостей ортотропных материалов содержит 8 независимых компонент. Поэтому для записей явного вида выражений (4b) необходимо иметь 12 независимых материальных параметров. В качестве таких параметров наиболее удобно выбирать стандартные технические характеристики:  $E_x, E_y, E_z$ ;  $\nu_{xy}, \nu_{yz}, \nu_{xz}$ ;  $G_{xy}, G_{yz}, G_{xz}$ ;  $\alpha_x, \alpha_y, \alpha_z$ . В ортотропных материалах  $\nu_{ij} \neq \nu_{ji}$  при  $i \neq j$ . Однако из условий симметричности тензоров  $E_{ijkl}$  следует, что коэффициенты Пуассона  $\nu_{xy}, \nu_{yz}, \nu_{xz}$  не являются независимыми параметрами и связаны с другими характеристиками следующим образом:

$$\frac{\nu_{xy}}{E_x} = \frac{\nu_{yx}}{E_y}, \frac{\nu_{yz}}{E_y} = \frac{\nu_{zy}}{E_z}, \frac{\nu_{xz}}{E_x} = \frac{\nu_{zx}}{E_z}. \quad (6)$$

Выразив с учетом (6) компоненты тензора упругости  $E_{ijkl}$  в (4b) через указанные выше независимые характеристики и выписав компоненты тензора напряжений через компоненты тензора деформаций, для упругих ортотропных материалов при условии термо-механических нагрузжений получаем:

$$\begin{aligned} \sigma_x = & \frac{E_x}{\psi} \cdot \left( 1 - \frac{E_z}{E_y} \cdot v_{yz}^2 \right) \cdot (\varepsilon_x - \alpha_x \cdot \Delta T) + \frac{E_y}{\psi} \cdot \left( v_{xy} + \frac{E_z}{E_y} \cdot v_{yz} \cdot v_{xz} \right) \cdot (\varepsilon_y - \alpha_y \cdot \Delta T) + \\ & + \frac{E_z}{\psi} \cdot (v_{xz} + v_{xy} \cdot v_{yz}) \cdot (\varepsilon_z - \alpha_z \cdot \Delta T); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_y = & \frac{E_y}{\psi} \cdot \left( 1 - \frac{E_z}{E_x} \cdot v_{xz}^2 \right) \cdot (\varepsilon_y - \alpha_y \cdot \Delta T) + \frac{E_x}{\psi} \cdot \left( v_{xy} + \frac{E_z}{E_x} \cdot v_{yz} \cdot v_{xz} \right) \cdot (\varepsilon_x - \alpha_x \cdot \Delta T) + \\ & + \frac{E_z}{\psi} \cdot \left( v_{yz} + \frac{E_x}{E_x} \cdot v_{xy} \cdot v_{xz} \right) \cdot (\varepsilon_z - \alpha_z \cdot \Delta T); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \overline{\sigma_z} = & \frac{E_z}{\psi} \cdot \left(1 - \frac{E_y}{E_x} \cdot \nu_{xy}^2\right) \cdot (\varepsilon_z - \alpha_z \cdot \Delta T) + \frac{E_z}{\psi} \cdot (\nu_{yz} + \frac{E_y}{E_x} \cdot \nu_{xy} \cdot \nu_{xz}) \cdot (\varepsilon_y - \alpha_y \cdot \Delta T) + \\ & + \frac{E_z}{\psi} \cdot (\nu_{xz} + \nu_{xy} \cdot \nu_{yz}) \cdot (\varepsilon_x - \alpha_x \cdot \Delta T); \end{aligned} \quad (4B)$$

$$\sigma_{xy} = G_{xy} \cdot \varepsilon_{xy}; \sigma_{yz} = G_{yz} \cdot \varepsilon_{yz}; \sigma_{xz} = G_{xz} \cdot \varepsilon_{xz};$$

$$\text{где } \psi = 1 - \frac{E_y}{E_x} \cdot \nu_{yz}^2 - \frac{E_z}{E_y} \cdot \nu_{yz}^2 - \frac{E_z}{E_x} \cdot \nu_{xz}^2 - 2 \cdot \frac{E_z}{E_x} \cdot \nu_{xy} \cdot \nu_{yz} \cdot \nu_{xz}.$$

В общих случаях уравнения поверхностей нагружений для упруго-пластического материала имеет вид:

$$f(\sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}^p, T, \chi_i) = 0, \quad (4Г)$$

где  $\varepsilon_{ij}^p$  – компонент тензоров пластической деформации;  $T$  – температуры;  $\chi_i$  – параметр материалов, определяющий законы их упрочнений. Конкретная модель упруго-пластической среды, применяемое для анализов прочностей трубопровода, будет рассмотрено ниже.

Кроме физических нелинейностей свойства материала при анализах предельного состояния трубопровода необходимо также учитывать геометрические нелинейности конечной деформации. Для этого линейное соотношение Коши (2) заменяется нелинейным уравнением Грина:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \cdot (u_{i,j} + u_{j,i} + u_{k,i} \cdot u_{k,j}).$$

Уравнения (1 – 4) составляют замкнутые системы, полностью определяющие статические напряженно-деформированные состояния трехмерных конструкций. Данные системы могут быть решены, если задано граничное условие на поверхностях:

$$u_i = u_j^*, \quad x \in S_1; \quad (7)$$

$$\sigma_{ij} \cdot u_j = t_i, \quad x \in S_2, \quad (8)$$

где  $t_i$  – компонент векторов поверхностной силы;  $n_i$  – компонент векторов к нормальям к граничным поверхностям;  $S_1 \cup S_2 = S$  – граничные поверхности;  $x$  – точки в трехмерных пространствах.

Результирующая система дифференциального уравнения в частной производной является системой эллиптических типов. Например, в случаях применений моделей линейно-упругих изотропных материалов и в предположениях бесконечной малости деформации, методы перемещения приводят к известному уравнению Ламе [2]:

$$3 \cdot (\mu + \lambda) \cdot \varepsilon_{0,i} + \mu \cdot \Delta u_i + F_i = 0 \quad i = \overline{1,3}, \quad (9)$$

где  $\lambda, \mu$  – параметры Ламе, которые выражаются через техническую характеристику упругого свойства материалов ( $\lambda = 2 \cdot \nu \cdot G / (1 - 2 \cdot \nu)$ ,  $\mu = G$ );  $\Delta$  – операторы Лапласа. Соответственно, интегрирования систем (9) с учетом граничного условия (7) и (8) позволят определить все характеристики линейно-упругих напряженно-деформированных состояний трехмерных конструкций.

### Литература

1. Касаткин Б.С., Мусияченко В.Ф. Низколегированные стали высокой прочности для сварных конструкций. К.: Техніка, 1970. 188 с.
2. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров: Пер. с англ. М.: Наука, 1984. 832 с.
3. Писаренко Г.С. Лебедев А.А. Деформирование и прочность материалов при сложном напряженном состоянии. К.: Наукова Думка, 1976. 415 с.
4. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. М.: Наука, 1988. 712 с.
5. Седов Л.И. Механика сплошной среды. В 2 т. 6-е изд., стер. СПб.: Издательство «Лань», 2004. 2 т.

## ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВЛИЯНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

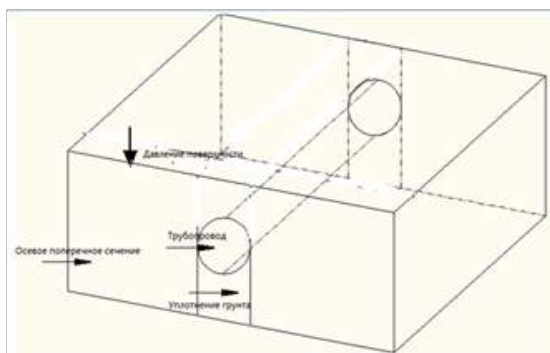
У Вэйпэн, Лян Юэ

**Научный руководитель: доктор физ.-мат. наук, профессор С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

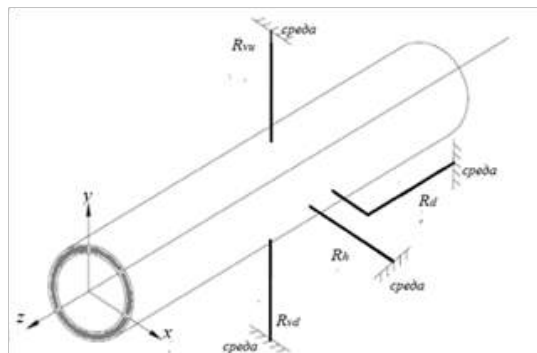
**Введение.** Хорошо известно [1-3], что, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, магистральные трубопроводы (МТ) принципиально отличаются от других объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) любой экономически развитой страны наличием в его составляющих (элементах, узлах и соединениях со сложной конфигурацией поверхности конструкции) силовых факторов. Включение в состав МТ разнообразных объектов (в частности, по технологическому назначению) способно обострять процессы переноса в местах соединений, неоднозначно распределять действующие нагрузки на стенку, а также приповерхностный слой грунта. Все это **актуализирует** проблемы многомасштабного и многопараметрического предсказания процессов в узлах и секциях трубопровода, требует детального анализа картины изменений параметров, определяющих напряженно-деформируемое состояние (НДС) стенки и окружающей внешней среды. И здесь особенно ценными для практики представляются: рекомендации по эксплуатации и увеличению вероятности возникновения отказов при неблагоприятных внешних условиях; поиск путей адекватного функционирования трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий по принятой расчётной схеме, рекомендуемым нормативным документам к надёжности МТ. В силу вышесказанного видно, что на всех этапах проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем при неблагоприятных климатических условиях вопросы корректного прогноза процессов в линейной части трубопроводов в рамках комплексного физико-математического и численного моделирования становятся **актуальными**. Последнее ценно и прикладной и с фундаментальной точек зрения.

Учитывая данные обстоятельства в работе поставлена **следующая цель** - исследовать конструктивную надёжность МТ при комплексном влиянии нелинейных эффектов, связанных с пластической деформацией, возникающей в процессе производства и транспортировки труб к месту назначения, а также при выполнении строительно-монтажных (ремонтных работ), интенсифицирующих процессы износа и разрушения материала стенки трубопровода. Полученная в результате оценки НДС линейной части МТ информация позволит надёжно предсказывать размеры участков с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринимать все необходимые меры для повышения надёжности функционирования всей трубопроводной системы.

**Физическая модель и замыкающие связи к исследованию трубопровода.** Предполагается, что размещение трубопровода производится в части местности со сложным рельефом и низкими температурами окружающей среды. Причем в отдельных областях окружающего грунта вследствие его неоднородности, особенностей уплотнения под трубопроводом, имеются зоны повышенного внешнего давления. Размеры областей выраженного изменения давления и утрамбованного приповерхностного слоя под основание трубопровода иллюстрируют данные рис. 1, (а, б). Из схемы области исследования видно, что неоднородные нагрузки на трубу локализованы в приповерхностном слое длиной порядка  $(1-5)D$ . При моделировании распределения нагрузок в системе "трубопровод - внешняя среда" учитывается пространственный характер деформационных процессов, который выполняется в рамках "стержневой" модели сплошной среды для стенки и массива грунта. Причем связи конечной жесткости устанавливаются в каждом узле системы по трем взаимно перпендикулярным направлениям [см. рис. 1, (б)].



**Рис. 1,а.** Область моделирования нагрузок в системе "трубопровод - внешняя среда" при ориентации объекта согласно координатам (см. рис.1,б).



**Рис. 1,б.** Схема стержневой модели участка трассы подземного магистрального трубопровода со связями конечной жесткости. Здесь обозначено:  $R_d$  - жесткая связь в осевом направлении;  $R_h$  - соответствующая связь в радиальном направлении;  $R_{vt}$ ,  $R_{vd}$  - соответствующие связи в азимутальном (верх, низ) направлениях

В рамках выбранной физической модели (подобно подходу [1]) видно, что сопротивление массива грунта несимметрично из-за различий в значениях параметров, определяющих структуру и мощность грунта при засыпке (сверху) и под трубопроводом (снизу). С учетом сказанного *предполагается*, что в модели деформационных процессов в почве учитываются нелинейные эффекты в реологической связи для напряжений и скоростей деформаций, определенные в рамках расширенной модели Drucker-Prager, Ramberg-Osgood. Заметим, что в работе также проведены оценки НДС системы “трубопровод-почва” в рамках упрощенной модели с нелинейным тангенциальным контактом, в которой учитывается влияние трения грунта на внешнюю стенку трубы.

**Результаты и их обсуждение.** Исследование НДС системы “трубопровод-грунт” проводилось при следующих значениях определяющих параметров: длина трубопровода –  $D=10\text{m}$ ; материал – сталь МХ65; Прямоугольная область размещения трубопровода определялась параметрами - (длина  $\times$  ширины) =  $(10\text{m} \times 100\text{m})$ . Предполагается, что имеет место распределенная нагрузка трубопровода на грунт с величиной 5 МПа. Почва представляет собой пространство, окружающее объект изучения – трубопровод с параметрами: (длина  $\times$  ширина  $\times$  высота) =  $(100\text{m} \times 100\text{m} \times 50\text{m})$ . Параметры почвы: коэффициент упругости - 60МПа, коэффициент Пуассона – 0.32, коэффициент трения в системе “трубопровод-почва” - 0,6. Дно траншеи предполагалось как абсолютно твердое с высоким уплотнением почвы на концах трубопровода. Модельные расчеты выполнены с привлечением ПК ANSYS (R15.0) для численного интегрирования определяющих уравнений пространственной задачи термоупругости [4] с аппроксимацией производных уравнений тепловой и деформационной частей задачи со вторым порядком точности относительно шагов по независимым переменным и с последующим применением метода контрольного объема к конечно-разностным аналогам определяющих уравнений. Краевые условия к определению полей температуры и смещений отвечают сопряженной постановке. Тестирование результатов выполнено с привлечением метода вложенных сеток и сравнений данных расчетов с имеющимися теоретическими и опытными данными изменений локальных и интегральных параметров задачи термоупругости. Отдельные результаты эффектов деформации и распределений напряжений в системе представлены на рис. 2. Здесь приведены характерные распределения перемещений в системе “почва-труба”. Рисунок показывает, что в результате контакта трубопровода с грунтом в условиях взаимовлияния нагрузок имеет место оседание почвы, способное деформировать (в виде изгиба) трубу. Это способно вызвать изменение общей нагрузки в нижней части трубы и определить характер азимутальных деформаций в стенке трубопровода. Видно, что рост напряжений и нагрузок проявляется в направлении к верхней части трубопровода и в основном относится к нижней зоне поверхности. Результаты позволяют утверждать, что в верхних областях стенки трубопровода [см. рис. 2(а)] доминируют деформационные процессы, обусловленные действием внутреннего гидродинамического давления. Причем реакция стенки на эти процессы характеризуется стабильностью и однородным распределением напряжений по периметру трубы. Это подчеркивает ослабление скорости деформационных процессов в указанных областях системы “трубопровод-грунт”.

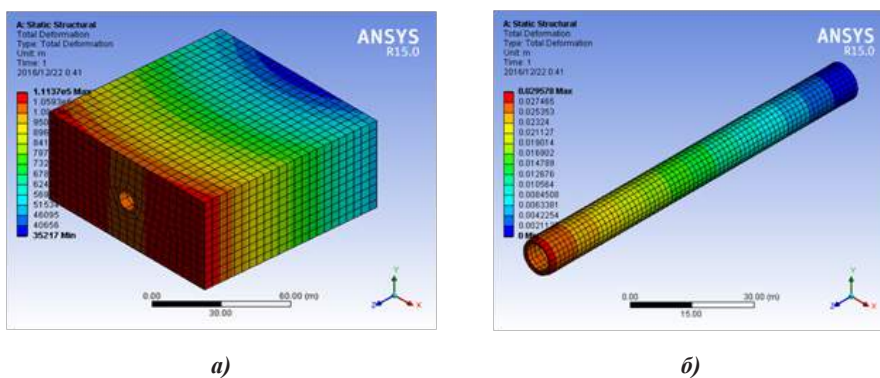


Рис.2. Картины характерных распределений безразмерных осевых смещений в грунте (а) и стенке трубопровода (б)

Кроме того, расчеты показывают, что в грунте возникают осадочные явления (например, вследствие внешнего локального давления), вызывающие деформационные процессы в трубопроводе (изгиб), которые весьма неоднородны по длине трубопровода.

#### Литература

1. Яваров А. В. Численное моделирование сопротивления массива грунта перемещениям подземного трубопровода // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. №3. С. 360-374. [http://ogbus.ru/authors/Yavarov/Yavarov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Yavarov/Yavarov_1.pdf)
2. Якубовский Ю.Е., Пономарева Т.М., Дорофеев Е.В. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния однофазного перехода нефтегазопровода по полубезмоментной теории // Известия восточной нефти и газ. ТюмГНГУ-2006. №5. С. 44-49.
3. Мансурова С.М., Тляшева Р.Р., Ивакин А.В., Шайзаков Г.А., Байрамгулов А.С., Оценка напряженно-деформированного состояния стального цилиндрического резервуара с учетом эксплуатационных нагрузок ([http://ogbus.ru/authors/MansurovaSM/MansurovaSM\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/MansurovaSM/MansurovaSM_1.pdf))
4. Коваленко А.Д. Основы термоупругости. Киев: Наукова думка, 1970. – 309 с.



## ПОНЯТИЕ ОБ УРОВНЕНИЯ ПАРАБОЛИЧЕСКОГО, ЭЛЛИПТИЧЕСКОГО И ГИПЕРБОЛИЧЕСКОГО ТИПА

Э. Гайамфи-Ибоа

*Научный руководители профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов,  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В данной работе рассматривается классификация линейных уравнений с частными производными второго порядка на три типа, гиперболических, параболических и эллиптических. Гиперболического уравнения имеют два различных семейства (реальных) характеристических кривых, параболических уравнений имеют одно семейство характеристических кривых, а эллиптические уравнения не имеют ни одного.

Таблица 1

*Типы дифференциальных уравнений второго порядка, условий для классификации и их характеристик*

Тип	Если	Кривая характеристики	Собственные значения
Эллиптический	$d < 0$	не имеют характерные кривые	все собственные значения положительными или отрицательными.
Параболический	$d = 0$	имеют одну характерную кривую	все собственные значения либо положительными, либо отрицательными, за исключением одного, который равен нулю.
Гиперболический	$d > 0$	имеют две характерные кривые	существует только одно отрицательное собственное значение и все остальные являются положительными, или есть только одно положительное собственное значение, а все остальные являются отрицательными.

Все три типа уравнений трансформироваться в канонических формах. Гиперболического уравнения трансформироваться в форме, совпадающей с волновым уравнением в главных членах, параболическое уравнение является трансформироваться в форме моделируемой уравнением теплопроводности, эллиптическое уравнение является трансформироваться в уравнения Лапласа. Таким образом, волна, тепла и уравнения Лапласа служат в качестве канонических моделей для всех постоянный коэффициент дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка.

Теория дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка является более сложным, чем уравнений первого порядка, и это гораздо более типично субъекта в целом. В контексте, значительно лучшие результаты могут быть достигнуты для уравнений второго порядка с двумя независимыми переменными, чем для уравнений в пространстве с большим числом измерений. Линейные уравнения являются самым простым в обращении. В общем, линейное дифференциальное уравнение второго порядка имеет вид;  $Au_{xx} + Bu_{xy} + Cu_{yy} + Du_x + Eu_y + Fu = G$ , где A, B, C, D, E, F и G являются в общем случае функции от x и y, но они могут быть постоянными. Классификация дифференциальных уравнений с частными предлагается по классификации квадратного уравнения конических сечений в аналитической геометрии. Уравнение;  $d = B^2(x_0, y_0) - 4A(x_0, y_0)C(x_0, y_0)$ . Уравнение называется: эллиптическим, если  $d < 0$ ; параболической, если  $d = 0$ ; гиперболической, если  $d > 0$ .

Классификация линейных уравнений с частными производными зависит от собственных значений матрицы коэффициентов.

Все три типа уравнений может быть сведено к каноническим формам. Гиперболического уравнения сводятся к форме, совпадающей с волновым уравнением в главных членах, параболические уравнения сводятся к форме моделируемой уравнением теплопроводности и модели уравнения Лапласа канонической формы эллиптических уравнений. Таким образом, волна, тепла и уравнения Лапласа служат в качестве канонических моделей для всех постоянный коэффициент дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка.

Взаимоотношения между физическими проблемами и различными типами дифференциальных уравнений описаны; проблемы распространения радиоволн – параболические или гиперболические уравнения;

1. уравнения равновесия – эллиптические дифференциальные уравнения в частных;
2. большинство жидкости уравнений с явной зависимостью от времени являются гиперболические уравнения;
3. проблема диссипации – параболический уравнения в частных производных.

### Литература

1. Численное решение дифференциальных уравнений с частными производными  
URL: [https://mipt.ru/education/chair/computational\\_mathematics/upload/ea4/LobanovDraft\\_26.08.09-arpfzck5j4c.pdf](https://mipt.ru/education/chair/computational_mathematics/upload/ea4/LobanovDraft_26.08.09-arpfzck5j4c.pdf) (дата обращения: 05.12.2016)
2. Кошляков, Н. С. Уравнения в частных производных математической физики / Н. С. Кошляков, Э. Б. Глинер, М. М. Смирнов. – М. : Высш. шк., 1970.
3. K. Sankara Rao, "Introduction to Partial Differential Equations".

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА  
В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ASPEN HYSYS**

**А.Р. Гатиятов**

*Научный руководитель профессор, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время один из самых эффективных методов осушки природного газа является абсорбция. Применяется данная технология на многих российских и зарубежных месторождениях для выделения из газовых смесей водного компонента. Абсорбционный метод осушки газа, основанный на разности парциальных давлений водяных паров в газе и осушителе, имеет широкое распространение в газопереработке. Процесс извлечения влаги из газа проходит в абсорбере при контакте жидкого осушителя с влажным газом до тех пор, пока величины парциального давления воды и над раствором осушителя не примут равные значения [2].

Обзор литературы по данной теме затронул различные современные источники, в которых говорится, что довольно часто аппараты для осушки газа (абсорберы) требуют модернизации. Необходимость совершенствования установок абсорбционной осушки газа на газодобывающих предприятиях обуславливается, в частности, ухудшением показателей эффективности их работы, а также изменениями свойств осушаемого газа, что требует в таком случае моделирование технологического процесса.

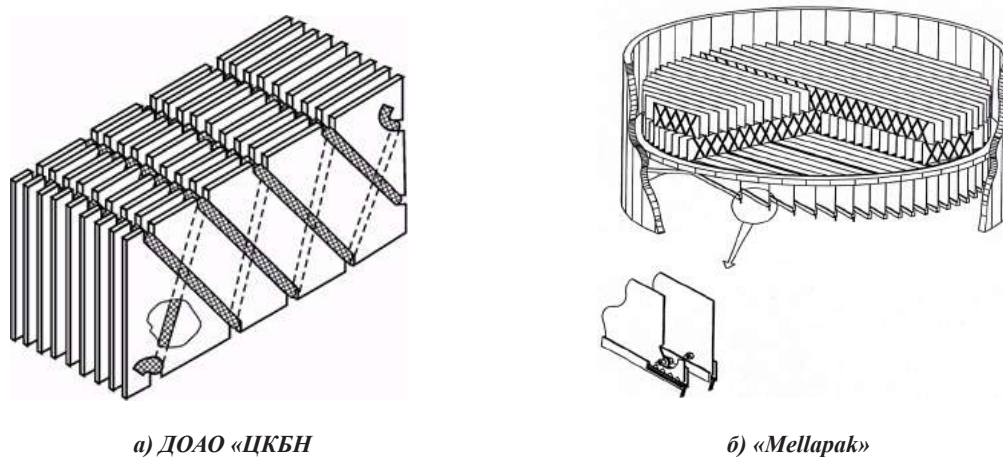
Целью данной работы является поиск новейших технологий физико-математического моделирования процесса абсорбционной осушки природного газа.

Наиболее часто для моделирования процессов добычи, транспортировки и переработки природного газа и нефти используется моделирующей комплекс Aspen HYSYS, который представляет собой интегрированную систему, позволяющую рассчитывать, как стационарные, так и динамические режимы работы, причем для моделирования стационарного и динамического режимов работы используются одни и те же термодинамические модели. Одни и те же объекты можно рассчитывать последовательно с разной степенью детализации.

Все это представляет собой принципиально новое слово в моделировании технологических систем [1]. В данном комплексе используется уравнение состояния Пенга-Робинсона или его расширенная модификация.

**Модернизация абсорбера**

В ходе обзора литературы было выяснено, что в настоящее время модернизации подвергается массообменная часть абсорбера, которая заключается в замене массообменных тарелок на регулярные насадки. Как правило, используется два типа насадок: отечественная насадка, изготовленная по проекту ДООА «ЦКБН» и зарубежная «Mellapak» фирмы «Sulzer chemtech» (рисунок 3а и 3б соответственно). Подобной модернизации подверглись два абсорбера на Западно-Таркосалинском газовом промысле: в абсорбере А4 была установлена зарубежная насадка, в А6 – отечественная.



*Рис. 1. Структурированные насадки [2]*

Были проанализированы результаты испытаний производственных насадочных абсорберов. Для сравнения эффективности производственных абсорберов в работе было проведено моделирование программном комплексе Aspen HYSYS, где был смоделирован процесс абсорбционной осушки газа с технологическими параметрами, приближенными к реально существующим на Западно-Таркосалинском газовом промысле. В качестве теоретического абсорбера (смоделированного в Aspen HYSYS) был выбран тарельчатый абсорбер с количеством тарелок 10 штук.



Рис. 2. Моделирующая схема абсорбционной осушки газа

Результаты данных испытаний производственного тарельчатого и насадочных абсорберов сведены в таблицу 1. Так же в данную таблицу занесены результаты расчета теоретического тарельчатого. Результаты таблицы 1 позволяют сравнить абсорберы в зависимости от типа заполнителя (массообменные тарелки или структурированные насадки). По результатам, приведенным в таблице 1, видно, что смоделированный теоретический тарельчатый абсорбер 1 позволяет достичь точки росы минус 18,7 °С, производственный насадочный А6 (ДАОА «ЦКБН»), в свою очередь, с такой же концентрацией гликоля только минус 11 °С, А4 (Mellapak) – минус 10,5°С. При этом и потери гликоля с осушенным газом выше у производственных абсорберов – 0,4-1,5 г/1000 м<sup>3</sup> по сравнению с теоретическим тарельчатым – 0,16 г/1000 м<sup>3</sup>. Сравнивая теоретический абсорбер с производственными видно, что теоретический абсорбер показывает более высокую степень осушки газа и меньшие потери ТЭГ с осушенным газом при данных технологических параметрах установки. Это связано с тем, что при моделировании процесса создаются идеальные условия и среда. В данном абсорбере мы видим потери гликоля с осушенным газом, которые неизбежны.

Таблица 1

Сравнение результатов испытания производственных абсорберов с теоретическими, смоделированными в программном комплексе HYSYS

Тип абсорбера	Осушаемый газ				Триэтиленгликоль			Точка росы осушенного газа, °С	Потери гликоля с осушенным газом, г/1000 м <sup>3</sup>
	Производительность аппарата		Давление, МПа	Температура, °С	Подача, кг/ч	Температура, °С	Концентрация РТЭГ		
	тыс м <sup>3</sup> /ч	млн м <sup>3</sup> /сут.							
Теоретический тарельчатый 1	400	9,6	6,86	14,2	2000	25,6	98,08	-18,7	0,16
Производственный насадочный А6 (ЦКБН)	416	10,0	6,94	15,9	2003	26,2	98,01	-11,0	0,4
Производственный насадочный А4 (Mellapak)	418	10,0	6,92	15,3	2069	26,1	97,84	-10,5	1,5

#### Давление и расход абсорбента

Для более детального изучения влияния давления и количества абсорбента на эффективность осушки была построена 3D диаграмма данной зависимости (рисунок 3). По ней мы видим, что при снижении давления процесса уменьшается количество воды в газе. Во многих источниках говорится о том, что увеличение расхода гликоля положительно сказывается на эффективность осушки, однако, полученная диаграмма свидетельствует о том, что при пониженном давлении абсорбент хуже справляется с влагой, чем при повышенном. На диапазоне от 3 МПа до 6 МПа увеличение расхода абсорбента увеличивает содержание влаги в осушенном газе, что отрицательно скажется на точке росы. А на диапазоне 6-7 МПа, с увеличением расхода абсорбента уменьшается количество влаги в газе, что говорит о более эффективном извлечении воды из природного газа.

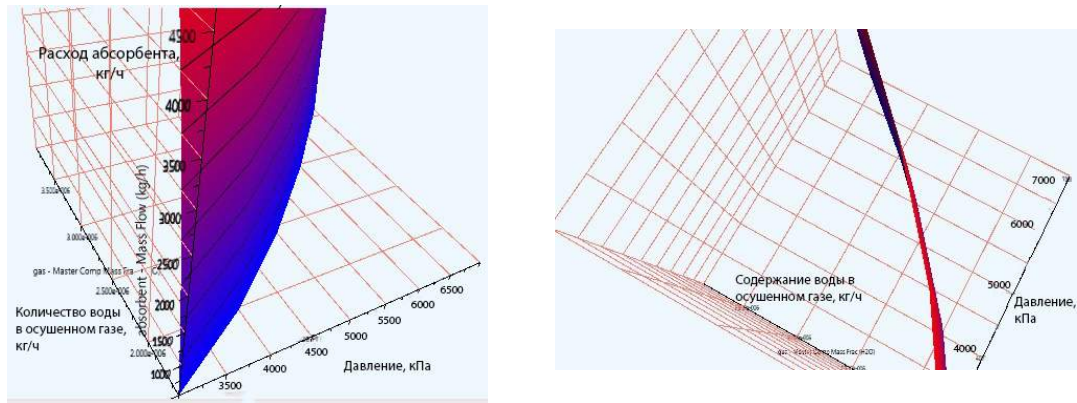


Рис. 3. 3D диаграмма зависимости давления абсорбции, расхода абсорбента и количества влаги в осушенном газе

#### Заключение

По результатам работы можно с уверенностью сказать, что моделирующий программный комплекс Aspen HYSYS максимально близко моделирует процесс абсорбционной осушки. В первой части работы выявлено, что максимальная температура точки росы по воде при данных технологических параметрах может достигать минус 18,7°С. Сравнивая отечественную и зарубежную насадку видно, что насадка, изготовленная по проекту ДООА «ЦКБН» не уступает импортной по температуре точки росы и уносу гликоля с осушенным газом. Во второй части работы выявлено, что расход абсорбента по-разному влияет на количество воды в осушенном газе при пониженном и повышенном давлении. Однако, в работе были использованы некоторые допущения: поток «влажный газ» (рисунок 1) в моделирующем комплексе не имеет длины, т.е. выход из сепаратора есть вход в абсорбер, однако на промысле это не так. Для перехода потока из сепаратора в абсорбер используется трубопровод диаметром  $d_y=1000$  мм и длиной 50 м. Поэтому в дальнейшем планируется максимально приблизить модель данную математическую модель к Западно-Таркосалинского газоконденсатного месторождения, учитывая допущения, которые присутствуют в данной модели.

#### Литература

1. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2014.
2. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.

### ТРАССИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ТОПОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ

П.В. Григорьева, Д.А. Черенцов

Научный руководитель: доцент К.С. Воронин

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия

Трассировкой трубопроводов называется комплекс инженерных и геодезических мероприятий по изысканию трассы. Трассировка включает в себя два основных элемента:

- План трассы, который является точной проекцией трассы на горизонтальной плоскости.
- Продольный профиль трассы, который представляет собой ее вертикальный разрез по линии проекции.

Этот план состоит из отрезков прямых линий с различным уклоном, которые при необходимости могут быть соединены круговыми кривыми.

Идеальная трасса должна быть прямолинейной, без отклонений и перегибов, которые на практике могут привести к значительному увеличению стоимости строительства и ее эксплуатации. Однако чаще всего прямой и продольный план не соответствуют друг другу, и впоследствии эти несоответствия решаются при помощи искривления общего плана трассы (кривые постоянного и переменного радиуса кривизны). Так, в плане должны быть отражены траектории обхода участков с негативными геологическими условиями, большими уклонами и другими неблагоприятными препятствиями.

На первых этапах трассирования магистрального трубопровода, осуществляемых на мелкомасштабных топографических картах, не всегда представляется возможным учесть структуру топографических условий.

В настоящее время проектирование трубопроводов является сложной задачей. Существует множество вариантов прохождения трассы трубопровода между начальной и конечной точками. Выбор трассы чаще основывается на экспертном мнении специалистов разрабатывающих проектную документацию. Однако автоматизация поиска трассы, обладающей наименьшими капитальными затратами является актуальной задачей.

Целью работы является минимизация капитальных затрат на строительство трубопровода, путем нахождения оптимальной трассы трубопровода.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи

- Анализ существующих алгоритмов трассировки трубопроводов.
- Реализация волнового алгоритма трассировки трубопроводов на VBA.
- Численный эксперимент, оценка адекватности полученных результатов

Объектом исследования является трасса трубопровода, предметом – волновой алгоритм трассировки.

Для решения задачи трассировки существует множество различных алгоритмов. Их сравнение представлено в таблице. Эти алгоритмы отличаются следующими характеристиками: точностью выполнения трассировки, скоростью работы алгоритма, количеством учитываемых ограничений и требований по проектированию трубопроводов. В данных алгоритмах четко прослеживается следующая тенденция: чем точнее алгоритм выполняет трассировку и чем больше правил он учитывает, тем медленнее его работа, и наоборот, чем быстрее работает алгоритм, тем менее точные решения он получает. В данной работе необходимо создать алгоритм, который будет наиболее быстро и точно прокладывать путь трубопровода на карте, учитывая топологические особенности местности. В основу создаваемого алгоритма был выбран волновой алгоритм.

Таблица

Сравнение алгоритмов трассировки трубопроводов

Алгоритм	Алгоритм A*	Алгоритм Дейкстры	Волновой алгоритм
Достоинства	1. Сочетает в себе учет длины предыдущего пути 2. Учитывает стоимость до целевой точки	1. Высокая скорость работы 2. Просчет ребер с отрицательным весом 3. Высокая точность результата	1. Путь будет найден всегда и причем самый лучший. 2. Возможность введения стоимости клетки. 3. Возможность построения пути не к одной цели, а сразу к нескольким, т. е. практически происходит поиск ближайшей цели. 4. Понятность и простота алгоритма
Недостатки	1. Ограничения по памяти 2. Требуется много процессорного времени	1. Сложность понимания 2. На каждом проходе он учитывает длину лишь одного ребра	1. Требуется большой объем памяти.

Процесс построения трассы можно разделить на 2 этапа.

1. Из начального элемента распространяется в 4-х направлениях волна. Элемент, в который пришла волна образует фронт волны. На Рисунке 1 цифрами обозначены номера фронтов волны.

Каждый элемент первого фронта волны является источником вторичной волны. Элементы второго фронта волны генерируют волну третьего фронта и т.д. Процесс продолжается до тех пор, пока не будет достигнут конечный элемент. Ну, или пока не станет ясно, что его не достигнуть.

2. Строится сама трасса. Её построение осуществляется от конечного элемента к начальному.

На начальном этапе трассировки необходимо на участок карты нанести сетку и «веса» ячеек. «Веса» ячеек выбираются в соответствии с критериями оптимальности: приведенные затраты; длина трубопровода; трудовые затраты; надежность функционирования трубопровода; время строительства, а также стоимость прокладки трубопровода с учетом рельефа местности.

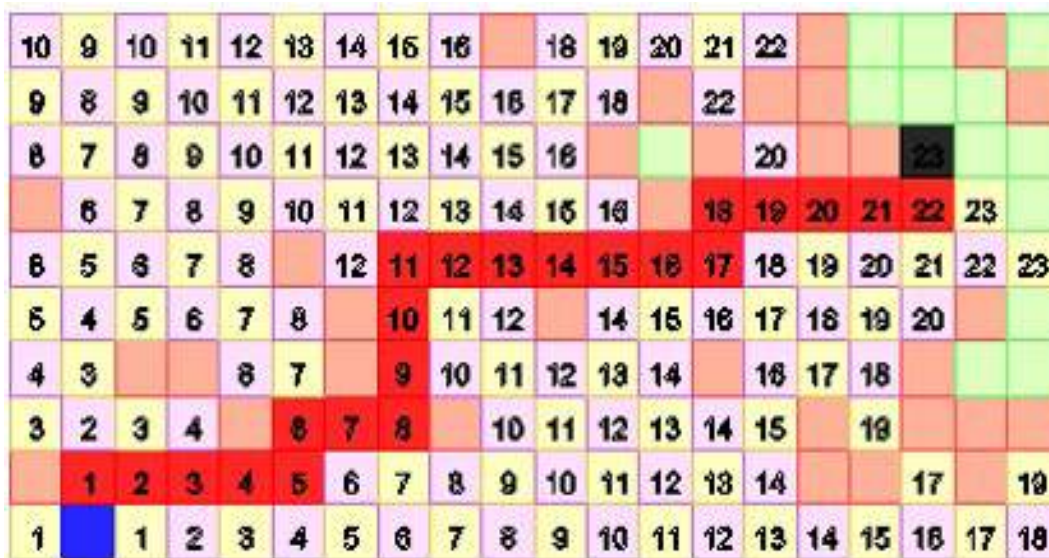


Рис. 1. Волновой алгоритм

Затем матрица с «весами» сетки переносится в разрабатываемую программу, где простым нажатием кнопки отображается проложенный путь с оптимальными затратами.

Для реализации волнового алгоритма была разработана блок-схема (Рисунок 2а), которая выглядит следующим образом: задаются начальные (входные) условия. Это размерность сетки (матрицы), начальные и конечные точки трассировки и «веса», нанесенные на сетку, с учетом топологических особенностей. Суть разрабатываемого алгоритма состоит в выполнении задачи: «Проложить оптимальный путь от начального до конечного элемента». Для этого будет использоваться рекурсивная функция, т.е. Если условие, начальная точка равна конечной не выполняется, то переходим в другую ячейку по осям X и Y и прибавляем к существующей сумме «вес» ячейки, в которую перешли. И так до того момента, пока не дойдем до крайней точки. В конце выводится минимальная сумма «весов».

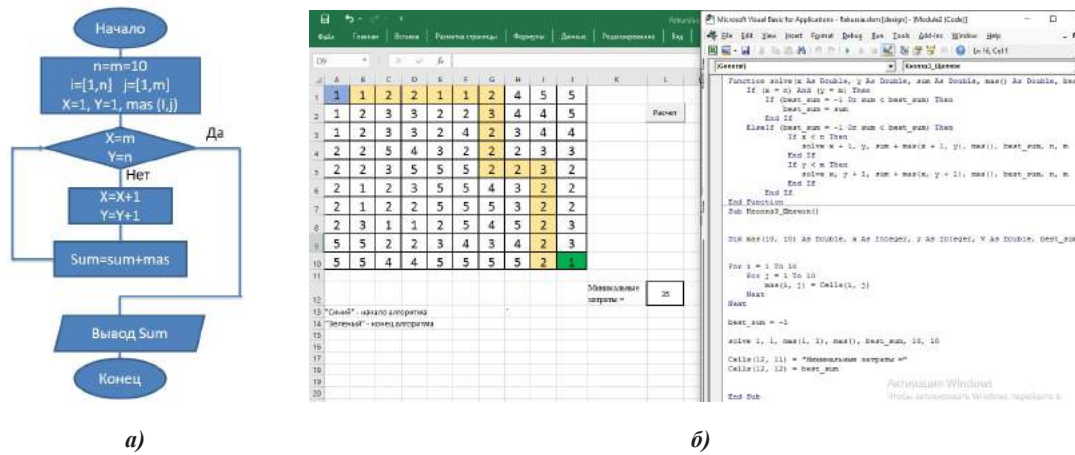


Рис. 2. Блок-схема и реализация волнового алгоритма на языке VBA

Реализация алгоритма осуществлялась на языке VBA, выбор именно этого языка основывался на простоте переноса «матрицы» карты местности в электронные таблицы Excel. На Рисунке 2б представлена сетка с нанесенными «весами» и результаты найденного кратчайшего расстояния на карте с помощью реализованного волнового алгоритма. Для более детальной проработки трассы необходимо разбивать карту на более мелкие ячейки, т.е. создавать матрицу, содержащую большее количество элементов.

В ходе работы были решены все поставленные задачи, которые дают предпосылки для создания программы нахождения оптимального пути, которая будет учитывать топологические условия местности.

Литература

1. Бабин Л.А. и др. Выбор трасс магистральных трубопроводов. Л., «Недра», 1970, 128 с.
2. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Рудерман С.Ю.. Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов. М., «Недра», 1974, 240 с.
3. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода./ Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-3. С. 32.
4. Кабес Е.Н., Воронин К.С., Бранд А.Э. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках, проложенных в болотистой местности. / В сборнике: Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. 2014. С. 37.

## ПОЛУЭМПИРИЧЕСКАЯ ТЕОРИЯ ТУРБУЛЕНТНОГО ПЕРЕНОСА В АТМОСФЕРЕ

С.А. Гузенко, А.И. Гросс

Научный руководитель доктор физико-математических наук С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С того момента, как появилась проблема загрязнения воздуха во многих промышленных областях стран, над исследованием движения выбросов в атмосфере работают множество ученых. В последнее время по мере развития технологий и техники стало реальным проведение широкомасштабных полевых экспериментов с регистрацией целого комплекса параметров, таких как: концентрация примесей, метеорологические параметры и т.д. Данные проекты могут позволить получить более точную информацию о миграции примесей. В настоящее время становится возможным так называемое численное моделирование примесей с необходимой точностью на компьютерах. Валидность таких моделей возможно с помощью корректировки параметров во время сравнения итогов расчетов с итоговыми результатами экспериментов.

Диффузия является одним из важнейших факторов, определяющая поведение тяжёлых газовых выбросов в атмосфере. Как было отмечено, процессы переноса имеют в основном турбулентный характер и коэффициенты переноса обуславливаются турбулентным движением масс. Здесь будут описаны простейшие модели движения примесей в атмосфере, которые учитывают диффузию, и предоставляющую аналитические решения, носящие качественный характер.

Допустим, что удельное содержание примеси –  $s(x,y,z,t)$ , перемещающийся совместно с потоком воздуха в атмосфере. Определим решение задачи с поверхностью  $S$  в цилиндрической области  $G$ , которая состоит из нижнего основания  $\sum_0$  (при  $z = 0$ ), боковой поверхности цилиндра  $\sum$  и верхнего основания  $\sum_0$  (при  $z = H$ ).

Если  $\vec{v} = v_x \vec{i} + v_y \vec{j} + v_z \vec{k}$  (где  $\vec{i}, \vec{j}, \vec{k}$  – единичные векторы в направлении осей  $x, y, z$  соответственно) – вектор скорости частиц воздуха как функция  $x, y, z, t$ , то, следовательно, перенос субстанции вдоль траектории частиц воздуха с сохранением ее содержания представится в виде следующего уравнения

$$\partial s / \partial t + \text{div}(\vec{v} s) = 0, \quad (1)$$

К уравнению (1) прибавим начальные данные

$$s = s_0 \text{ при } t = 0, \quad (2)$$

и условия на границе  $S$  области  $G$ :

$$s = s_s \text{ на } S, \quad (3)$$

где  $s_0$  и  $s_s$  – заданные функции.

Уравнение (1) может быть обобщено. Если в процессе распространения доля субстанции реагирует с внешней средой или распадается, то данный процесс интерпретируется как поглощение субстанции. То уравнение (1) перейдет в следующее:

$$\partial s / \partial t + \text{div}(\vec{v} s) + \sigma s = 0, \quad (4)$$

где  $\sigma \geq 0$  – величина, обратно пропорциональная времени.

Если в области определения решения находятся источники исследуемой загрязняющей субстанции  $s$ , описываемые функцией  $f(x, y, z, t)$ , тогда уравнение (4) примет вид

$$\partial s / \partial t + \text{div}(\vec{v} s) + \sigma s = f, \quad (5)$$

В таком случае, в соответствии с нашими моделями нестационарная задача переноса субстанций представится в виде  $\partial s / \partial t + \sigma s = f$

$$s = s_0 \text{ при } t = 0, \quad (6)$$

Если  $f$  не зависит от  $t$ , то решение задачи будет иметь вид

$$s = s_0 e^{-\sigma t} + f(1 - e^{-\sigma t}) / \sigma, \quad (7)$$

и при  $t \rightarrow \infty$  переходит в решение соответствующей стационарной задачи  $\sigma s = f$ , то есть  $s = f / \sigma$ .

Разумеется, что такая простейшая модель не может описывать основные особенности переноса субстанций от источника. В сущности, нам известно, что примесь в атмосфере так сказать расплывается, создавая сложное распределение в обширной окрестности от выброса. И это предсказуемо, потому даже в погоду без ветра, атмосфера имеет турбулентный характер, где неожиданно образуются мелкомасштабные флуктуации (обычно вихри), диссипирующие и создающие условия для новообразований.

Для того чтобы учесть влияние турбулентности на перенос субстанции в атмосфере используем результатами полуэмпирической теории, которые представлены в п.1.2 и выведем диффузионное приближение уравнения (5) распространения субстанций в атмосфере:

$$\partial s / \partial t + \text{div}(\vec{v} s) + \sigma s = Ds, \quad (8)$$

где

$$Ds = (\partial / \partial x) D_x (\partial s / \partial x) + (\partial / \partial y) D_y (\partial s / \partial y) + (\partial / \partial z) D_z (\partial s / \partial z). \quad (9)$$

В данном уравнении величины  $v$  и  $s$  уже осреднены по времени. К уравнению (8) нам нужно добавить соотношение неразрывности

$$\operatorname{div}(\vec{v}) = 0, \quad (10)$$

и начальные данные

$$s = s_0 \text{ при } t = 0, \quad (11)$$

Процесс диффузии и переноса субстанции лучше всего рассмотреть для начала на простых одномерных задачах. Поэтому, сначала рассмотрим исключительно диффузионную постановку данной задачи

$$\sigma s = D_x (\partial^2 s / \partial x^2) + Q \delta(x - x_0), \quad (12)$$

в бесконечной среде  $-\infty < x < \infty$ , где  $Q$  – мощность источника, выбрасывающего вещества-примеси в окружающую среду. В качестве граничных условий в данном случае необходимо воспользоваться предположением о неполноценности решения относительно всей области определения. Отметим, что в уравнении (12) функция  $f$  конкретна и представлена в виде, приемлемом для задач данного типа.

Решениями задач (рисунок 1) в правой и левой части координат оси будут

$$s(x) = \begin{cases} \exp\{-\sqrt{\sigma/D_x}(x-x_0)\} & \text{в правой части} \\ \exp\{-\sqrt{\sigma/D_x}(x_0-x)\} & \text{в левой части} \end{cases} \quad (13)$$

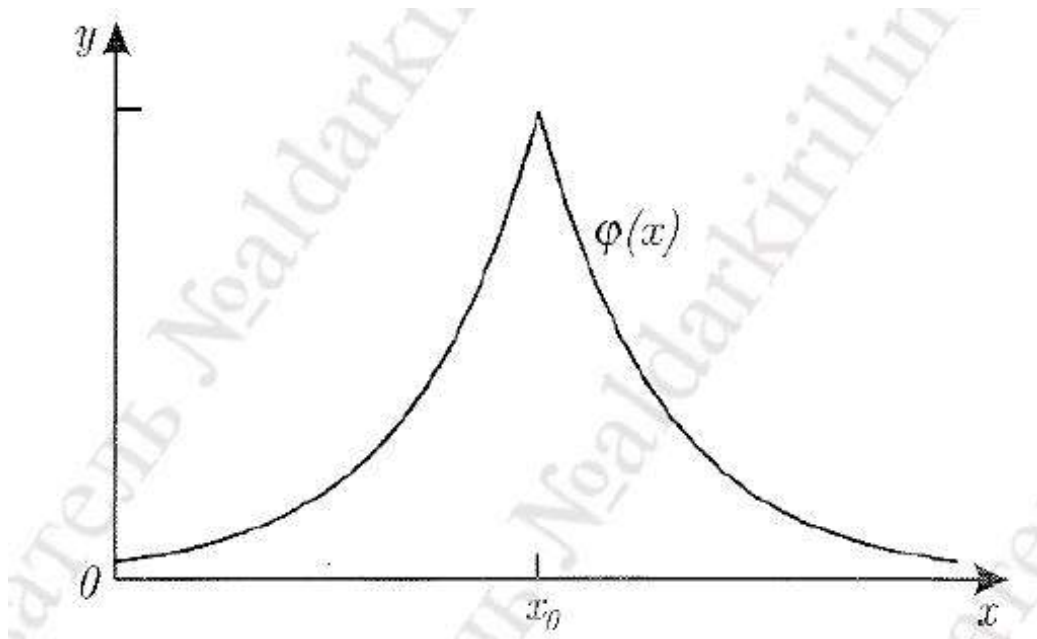


Рис. График аналитического решения (13) диффузионного уравнения. (Заимствовано из источника [1])

#### Литература

1. Пискунов В.Н., Алоян А.Е., Моделирование региональной динамики газовых примесей и аэрозолей.// Известия РАН. Физика атмосферы и океана. 2005. Т.41, N3. – С.328-340.
2. Марчук Г.И. Математическое моделирование в проблеме окружающей среды. – М., Наука, – 1982. – 320 с.
3. Матвеев Л.Т. Курс общей метеорологии. Физика атмосферы. – Л., Гидрометеоздат, – 1976, – 639 с.
4. Хргиян А.Х. Физика атмосферы. Т. 2. – Л.: Гидрометеоздат, 1978. 319 с.



## ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТУРБУЛЕНТНОСТИ В ПОТОКАХ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ ВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМАХ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ МОЛЕКУЛ

Дедеев П.О<sup>1</sup>., Amati G<sup>2</sup>.

Научный руководитель: профессор, д.ф.-м.н. С.Н. Харламов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

<sup>2</sup> Politecnico di Torino, Italia

Эффект снижения турбулентного трения в жидкостях известен как эффект Томса, и его причиной служат противотурбулентные присадки – смесь длинных полимерных цепочек и специального растворителя. Из-за воздействия на трение эффект Томса нашел множество применений в промышленности, несмотря на отсутствие подходящей математической модели для описания взаимодействия потока жидкости с полимерными цепочками.

Впервые эффект Томса наблюдался в 1948, когда Б. Томс экспериментально наблюдал увеличение пропускной способности трубы на 30% при введении в поток раствора полимера [1]. Затем Дж. Ламли и П. Вирк продолжили исследования [7,12], в результате которых стало очевидно, что численное моделирование эффекта Томса – вопрос выбора подходящей модели турбулентности. В то же время, промышленные компании активно использовали противотурбулентные присадки в трубопроводных транспортных системах, хотя и расчеты велись преимущественно в эмпирической постановке. Таким образом методы эмпирического расчета стали повсеместными и широко используются в исследованиях [4].

Хотя развитие вычислительных мощностей позволяет использовать методы DNS и LES., алгебраические модели турбулентности могут быть полезными в инженерном моделировании, так как они предоставляют большую гибкость в сравнении с эмпирическими моделями. Например, Ф. Кунха и М. Андреотти разработали турбулентную модель [5] на основе предпосылок Прандтля, но всё же имеется значительное число других алгебраических моделей, которые точнее рассчитывают физические эффекты в гидродинамике. Один из способов выделить границы применения тех или иных алгебраических моделей – исследовать поведение турбулентной вязкости. Таким образом, цель настоящего исследования состоит в изучении поведения турбулентной кинетической энергии и турбулентной вязкости.

### Методы и экспериментальные данные

Основой для расчетов послужили опыты Д. Молва и Х. Карамии [9] и Ф. Кунха [5], которые обобщены и представлены авторами настоящей статьи на Рисунках 1 и 2.

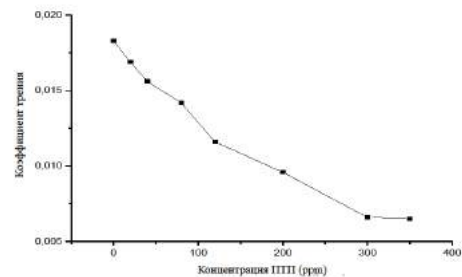
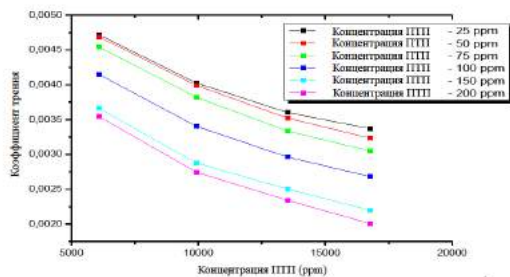


Рис. 1. Зависимость коэффициента трения Фаннинга от числа Рейнольдса в потоках нефти с разными концентрациями ПТП, согласно данным [9].

Рис. 2. Коэффициент Дарси-Вейсбаха для потока воды как зависимость от концентрации ПТП (ppm), согласно данным [5].

Следует отметить, что на Рисунке 1 эксперименты оперируют с коэффициентом Фаннинга, а на Рисунке 2 – коэффициент Дарси-Вейсбаха. Оба коэффициента выражают связь между силами давления и трения, но коэффициент Фаннинга меньше в 4 раза.

Для вывода эмпирических связей необходимо произвести расчет кинетической энергии турбулентности (КЭТ), чтобы затем на основе размеров вихрей вывести уравнение для турбулентной вязкости. КЭТ ( $k$ ) можно посчитать следующим образом:

$$k = 2 \cdot (\overline{(u')^2} + \overline{(v')^2} + \overline{(w')^2})$$

Здесь  $\overline{(u')^2}, \overline{(v')^2}, \overline{(w')^2}$  – компоненты энергии пульсации проекций скорости в потоке жидкости. В простом стабилизированном турбулентном потоке главная энергетическая составляющая приходится на первую компоненту, а энергия второй и третьей примерно равны и много меньше первой компоненты. Такое допущение позволяет посчитать КЭТ.

Обсуждение полученных результатов

Затем авторами настоящей статьи были построены распределения КЭТ по времени для того, чтобы визуальным образом показать подавление пульсаций в потоке с ПТП. Хорошо известно, что добавление полимерных цепочек вызывает механическое перераспределение энергии в потоке для радиальной и аксиальной компонент поля скорости.

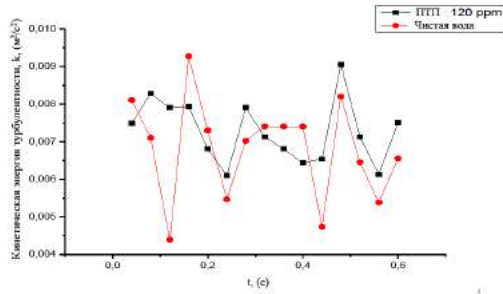


Рис. 3. Распределение КЭТ по времени для потока вязкой жидкости (воды) с ПТП (концентрация – 120 ppm) и для воды без ПТП (красная линия).

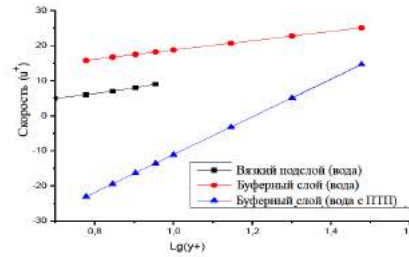


Рис. 4. Структура потока жидкости и профиль скорости в районе стенки трубы, здесь представлены классический закон стенки и модифицированное уравнение для буферной зоны потока. Построено согласно данным [6].

Турбулентная природа вязкого потока проявляется в вихревых образованиях, которые вызывают сдвиг в общей кинетической энергии потока. Анализ КЭТ показывает, что энергия пульсирует из-за постоянных распадов и зарождений вихрей, что наглядно видно на Рисунке 9. После инъекции ПТП в поток происходит подавление пульсаций (см. черную линию), распределение энергии становится более сжатым и компактным.

Структура турбулентного потока в трубах была детально Lauffer J [8], но в случае с потоком с ПТП профиль скорости – это тема дальнейшего исследования, так как происходят значительные изменения в буферной зоне потока – она становится больше в размерах, и не совсем ясно, какие же процессы происходят с вязким подслоем. В целом, профиль скорости становится более ламинаризованным.

В сравнении с водой без ПТП инъекция раствора полимеров вызывает значительные падения коэффициента трения – ПТП с концентрацией 100 ppm вызывает 20% падение трения в потоке [9]. Но на данный момент информация о кинетической энергии турбулентности неполная – необходимы пространственные распределения для того, чтобы построить зависимость для турбулентной вязкости.

#### Заключение

Эффект Томса – эффективный способ снизить воздействие сил турбулентного трения в вязких жидкостях во внутренних системах, но требуется исследование математических моделей для моделирования данного эффекта. Некоторые успешные попытки моделировать эффект Томса [5] имеются, но всё еще не завершены. Наблюдается недостаток экспериментальной информации о турбулентной вязкости и кинетической энергии турбулентности, ввиду чего на данный момент нет возможности судить о границах применения тех или иных алгебраических моделей.

Дальнейшие исследования должны включать в себя моделирование взаимодействий между противотурбулентными присадками и вязким потоком на основе математической модели, представленной в [11]. Также необходимо оценить границы применения моделей на основе неявно заданных функциональных зависимостей [4].

#### Литература

1. Toms B A 1949 Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers In Proceedings of the 1st International Congress on Rheology (North Holland, Scheveningen, 21–24 September 1948) 2 135–41
2. Abdul-Hadi A A and Khadom Anees A. 2013 Studying the Effect of Some Surfactants on Drag Reduction of Crude Oil Flow Chinese Journal of Engineering 1–6.
3. Bogdevičius M et al 2013 Mathematical modeling of oil transportation by pipelines using anti-turbulent additives Journal of Vibroengineering 15 419.
4. Kharlamov S et al 2015 Suppression of flow pulsation activity by relaxation process of additive effect on viscous media transport IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 1–6.
5. Cunha F R and Andreotti M 2007 A Study of the Effect of Polymer Solution in Promoting Friction Reduction in Turbulent Channel Flow Journal of Fluids Engineering 129(4) 491–505.
6. Brostow W. 2008 Drag reduction in flow: Review of applications, mechanism and prediction Journal of Industrial and Engineering Chemistry 14 409–416.
7. Lumley J F 1969 Drag reduction by additives Fluid Mechanics 1 367–384
8. Lauffer J 1954 The structure of turbulence in fully developed pipe flow NACA Technical Report (Washington, DC, USA) 1174 1–18
9. Karami H R and Mowla D 2012 Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics 177–178 37–45.
10. Shvab A V et al 2009 Hydrodynamic simulation of non-Newtonian fluid on the basis of differential rheological model Izvestiya vyshikh uchebnih zavedeniya. Fizika 7/2 210–215.

**ПОДГОТОВКА ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ.  
ПРИНЦИП РАСЧЕТА ВЕРТИКАЛЬНОГО МАСЛЯНОГО ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЯ.  
ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ  
(КОНСТРУКЦИЯ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, АЛГОРИТМ РАСЧЕТА)**

**Е.В. Демченко, А.Ю. Травков**

**Научный руководитель: доктор ф.-м. наук, профессор кафедры ТХНГ С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

На сегодняшний день трубопроводный транспорт является наиболее распространенным и эффективным способом доставки нефти и газа от мест добычи до конечного потребителя. Для того, чтобы предотвратить преждевременный износ труб и оборудования, необходимо не только соблюдать требования системы планово-предупредительного ремонта, но и следить за качеством транспортируемой продукции. Именно поэтому на промыслах предусмотрены установки по подготовке нефти и газа к подаче в магистральный трубопровод.

В данной статье рассматриваются основные требования к подготовке газа на промыслах, а также показателям его качества. Особое внимание акцентировано на устройствах, предназначенных для очистки газа от механических примесей – масляных и циклонных пылеуловителях.

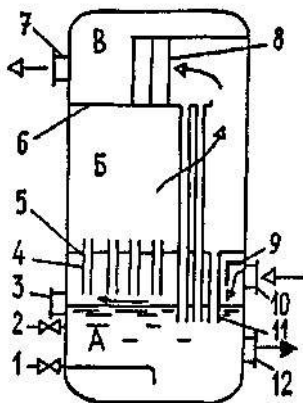
Поступающий из скважин природный газ содержит механические примеси твердых частиц, пары воды, конденсат тяжелых углеводородов, сероводород и углекислый газ. Наличие в газе механических примесей приводит к ускоренному абразивному износу трубопровода, арматуры и используемого оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов, нарушению герметичности; конденсата тяжелых углеводородов – к уменьшению проходного сечения трубопроводов, вследствие оседания частиц; водяные пары способствуют коррозионным процессам в трубопроводе и образованию гидратов.

Промысловая подготовка газа предполагает доведение продукции добывающих скважин до унифицированных товарных кондиций в соответствии с техническими требованиями нормативной документации. Комплексная подготовка газа к транспортировке выполняется на головном сооружении и включает в себя следующие задачи: очистку от механических примесей, осушку от капельной влаги и водяных паров, очистку от кислых компонентов  $H_2S$  и  $CO_2$  и очистку от тяжелых углеводородов.

Одним из основных требований, предъявляемых к качественному составу газа, является содержание механических примесей, не превышающее 0,001 грамм на кубический метр газа.

Очистка газа от механических примесей может осуществляться двумя способами: с использованием аппаратов, работающих по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители) и с использованием устройств «сухого» отделения механических примесей (циклонные пылеуловители).

Вертикальный масляный пылеуловитель – это конструкция, представляющая собой вертикальный цилиндрический сосуд со сферическим дном и состоящая из трех секций: промывочной, осадительной и отбойной (рис. 1).



**Рис. 1. Вертикальный масляный пылеуловитель:**

**А–промывочная секция; Б–осадительная секция; В–отбойная секция;**

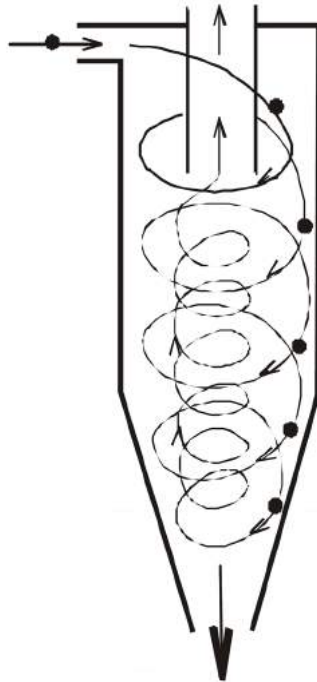
**1 – трубка для слива загрязненного масла; 2 – трубка для долива свежего масла; 3 – указатель уровня;  
4 – контактные трубки; 5, 6 – перегородки; 7 – патрубок для вывода газа; 8 – скруббер; 9 – козырек; 10 –  
патрубок для ввода газа; 11 – дренажные трубки; 12 – люк для удаления илама [2].**

Расчет вертикального масляного пылеуловителя включает в себя технологический и гидравлический расчеты. Принцип технологического расчета заключается в определении количества пылеуловителей в зависимости от размеров сечения контактных трубок, расчете действительной газовой нагрузки на один пылеуловитель, а также определении действительной скорости газа в контактных трубках и осадительной секции. Гидравлический расчет предполагает расчет местных сопротивлений, влияющих на потери давления в пылеуловителе.

Циклон — это воздухоочиститель, который обычно используемый в промышленности с целью очистки

газов или жидкостей от взвешенных частиц. Принцип очистки в данном случае инерционный (с использованием центробежной силы), а также гравитационный. Циклонные пылеуловители составляют самую обширную группу среди всех видов пылеуловителей и применяются во всех отраслях промышленности.

В нефтегазовом комплексе циклонные пылеуловители используются для очистки газов от катализатора при каталитическом крекинге нефтепродуктов, в технологических и аспирационных системах сажевых производств



**Рис. 2. Схема циклонного пылеуловителя;**  
**—•→- пылевоздушный поток; —→ - очищенный воздух;**  
**--→- легкие примеси**

Запылённая смесь (воздушная или газовая) попадает в циклон через тангенциальный улиточный или наклонный патрубок, после чего получает вращательное движение в корпусе аппарата по двум вихревым потокам: нисходящему(внешнему) и восходящему(внутреннему). Частицы пыли, которые вращаются вместе с вихревым потоком, под действием центробежной силы перемещаются радиально к стенкам конической и цилиндрической частей циклона, в результате чего поступают в бункер. Обеспыленная смесь (газовая или воздушная) по центральному восходящему вихревому потоку поступает во внутреннюю трубу и по ней выходит из циклона. Пыль отделяется от воздуха в момент перехода нисходящего потока в восходящий в конической части циклона [3].

Математическое моделирование процессов очищения запыленных газовых потоков в циклонных пылеуловителях представляет собой разбор физической и математической модели. Анализ движения пылевоздушной смеси потока в аппарате, физико-химических свойств потока, а также конструктивных особенностей пылеуловителя крайне необходим для создания математической модели, обладающей высокой степенью надежности и точности. Учитывая вышеперечисленное, очевидна настоятельная необходимость рассмотрения и представления модели, предназначенной для более полного и точного описания движения частиц пыли в циклоновых пылеуловителях, учитывающей, включая выше представленные параметры, геометрические размеры, а так же угол раскрытия жалюзийного элемента [4].

#### Литература

1. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.
2. Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура: Справочное пособие. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1985. — 527 с.
3. Ильичев В.В. Выбор устройств для улавливания пыли в зависимости от условий их функционирования.– Вестник НГИЭИ. 2014.–№ 10 (41).– С.73-81
4. Серебрянский Д.О. Математическое моделирование процессу очищення запылених газових потоків в циклонному пиловловлювачі / Серебрянский Д.О., Плашихін С.В., Безносик Ю.О., Набок О.М.// Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2014.– Т. 2., № 10 (68).– С. 11-16.

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ДВУХФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В МНОГОСЛОЙНЫХ ПЛАСТАХ

А.А. Зайцев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Характерная особенность современного и будущего развития мировой нефтедобычи является включение в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти. Запасы такой нефти в значительной степени превышают запасы остаточной извлекаемой нефти примерно в 5 раз и, по оценкам специалистов, составляют не менее 1 трлн. т. В странах с развитой промышленностью высоковязкая нефть рассматривается в качестве основной источника добычи на ближайшие годы. Отмечается, что за пределами вязкости нефти в 30 Па·с появляются осложнения в ее добыче, что приводит к большой себестоимости и низкой нефтеотдаче. Усовершенствование и модернизация современного аппарата увеличения нефтеотдачи позволит частично или полностью решить эту проблему.

На сегодняшний день среди таких методов по увеличению добычи высоковязкой нефти выделяется закачка теплоносителя в пласт. Но у этого метода есть свои минусы – постоянная закачка теплоносителя в высокопроводящий водяной пласт приводит к значительным затратам. Предлагается осуществление периодической закачки теплоносителя. Тогда за счет существенной разницы в темпах конвективного разогрева пласта и его остывания через кровлю и подошву удастся заметно уменьшить тепловые затраты при сохранении высоких коэффициентов извлечения нефти из пластов. Подтверждение вышеописанных эффектов и разработку методов их оптимизации и борьбы с нежелательными последствиями целесообразно проводить на основе математического моделирования.

При моделировании процессов неизоотермической фильтрации, как правило, предполагается мгновенное выравнивание температуры между жидкостью и скелетом пласта. Обоснование этого предположения можно найти, например, в работе [7]. В данной статье использованы численные преобразования и результаты, полученные авторами [1] модели, позволяющей определить поля температуры, давления и нефтенасыщенности в многослойной залежи, а также интегральные показатели разработки пласта: КИН по пропласткам и пласту в целом, текущий дебит скважин и ряд других.

Схематизируем залежь следующим образом. Будем рассматривать плоскопараллельные однородные пропластки, разделенные между собой перемычками (которые могут и отсутствовать). Перемычки между пропластками будем считать теплопроводящими и гидродинамически непроницаемыми. Схема многослойной залежи представлена на рисунке 1.

Пусть пласт состоит из двух параллельных пропластков, разделенных между собой непроницаемой теплопроводящей перемычкой. Пласт вскрыт системой нагнетательных и эксплуатационных скважин, расположенных параллельно друг другу (система двух галерей). Систему координат выберем так, что ось  $x$  направлена по течению жидкости, ось  $z$  – вертикально вверх и  $y$  – перпендикулярно плоскости  $xOz$ . Плоскость  $yOz$ : совместим с плоскостью нагнетательной галереи. Очевидно, что в силу выбранного расположения скважин, процесс можно рассматривать в плоскости  $xOz$  (рисунк 2).



Рис. 1. Схема задачи многослойной неизоотермической фильтрации

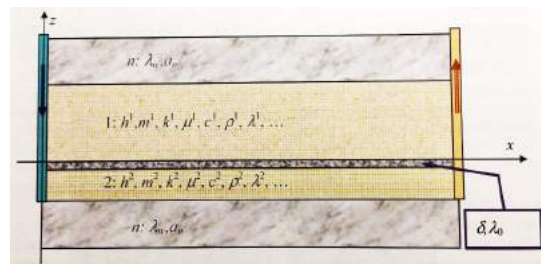


Рис. 2. Параметры системы для задачи плоскопараллельной фильтрации

Следуя работе [11], уравнения, описывающие неизоотермическую фильтрацию в описанной выше области, могут быть записаны в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \rho_{v,i} v_{v,i} + \frac{\partial}{\partial t} m_i s_i \rho_{v,i} &= 0, & \frac{\partial}{\partial x} \rho_{n,i} v_{n,i} + \frac{\partial}{\partial t} m_i (1-s_i) \rho_{n,i} &= 0, & v_{v,n,i} &= \frac{k_i k_{v,n,i}}{\mu_{v,n}} \frac{\partial p_i}{\partial x}, \\ \rho_{v,n,i} &= \rho_{v,n,i}(p_{v,n,i}, T_{v,n,i}), & m_i &= m_i(p_i, T_i), \\ \frac{\partial}{\partial z} \lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left[ \lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial x} - (c_{n,i} \rho_{n,i} v_{n,i} + c_{v,i} \rho_{v,i} v_{v,i}) T \right] - \frac{\partial}{\partial t} (c_i T_i) &= 0, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $i=1,2$ ,  $m_i$  – пористость  $i$ -того пропластка,  $s_i$  – водонасыщенность  $i$ -того пропластка,  $v_{\theta,n,i}$  – скорость фильтрации  $i$ -того пропластка,  $\lambda_{\theta,n,c,i}$  – теплопроводность нефти, воды и скелета в  $i$ -том пропластке,  $c_{\theta,n,c,i}$  – удельная теплоемкость и плотность нефти, воды и скелета породы в  $i$ -том пропластке,  $\mu_{\theta,n}$  – вязкость воды и нефти,  $k_i$  – абсолютная проницаемость  $i$ -того пропластка,  $k_{\theta,n,i}$  – относительные фазовые проницаемости воды и нефти в  $i$ -том пропластке,  $T_i$  – температура в  $i$ -том пропластке,  $p_i$  – давление в  $i$ -том пропластке,  $h_1, h_2$  – толщины пропластков,  $\delta$  – толщина перемычки, индекс  $i=1$  относится к верхнему пропластку, а  $i=2$  – к нижнему.

При записи уравнений (1) пренебрегаются капиллярные силы, так как они оказывают воздействие только в окрестностях фронта вытеснения, и предполагается равенство температур скелета пласта и насыщающей его жидкости. В дальнейшем предполагаем, что

$$c_{\theta,1} = c_{\theta,2} = c_{\theta}, \quad c_{n,1} = c_{n,2} = c_n, \quad c_{c,1} = c_{c,2} = c_c, \quad \lambda_{\theta,1} = \lambda_{\theta,2} = \lambda_{\theta} = const, \quad \lambda_{n,1} = \lambda_{n,2} = \lambda_n = const, \\ \lambda_{c,1} = \lambda_{c,2} = \lambda_c = const, \quad \rho_{\theta,1} = \rho_{\theta,2} = \rho_{\theta} = const, \quad \rho_{n,1} = \rho_{n,2} = \rho_n = const.$$

К системе уравнений (1) необходимо добавить уравнения переноса тепла в подошве и кровле, то есть в окружающих пропластки породах:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda_n \frac{\partial T_n}{\partial z} \right) = c_n \rho_n \frac{\partial T_n}{\partial t}.$$

После ряда численных преобразований, согласно [1] имеем систему уравнений для определения полей давления  $p$ , водонасыщенности  $s_i$  и средней температуры  $\langle T_i \rangle$  в каждом  $i$ -том пропластке ( $1 \leq i \leq N$ )

$$m_i \frac{\partial s_i}{\partial t} + u_i(t) \frac{\partial F(s_i)}{\partial x} = 0, \quad v_{n,i} = (1 - F(s_i)) u_i(t), \quad v_{\theta,i} = F(s_i) u_i(t), \quad u_i(t) = \frac{(p_n - p_{\theta})}{\int_0^L \frac{\mu_{\theta} F(s_i)}{k_i k_{\theta,i}(s_i)} dx}, \\ p_i(x) = p_{\theta} + u_i(t) \cdot \int_x^L \frac{\mu_{\theta} F(s_i)}{k_i k_{\theta,i}(s_i)} dx, \quad F(s_i) = \frac{k_{\theta,i}}{k_{\theta,i} + \mu_0 k_{n,i}}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_{\theta}}{\mu_n}, \\ \frac{\partial c_i \langle T_i \rangle}{\partial t} = Q_{T,i} + \Lambda_{i-1/2} (\langle T_i \rangle - \langle T_{i-1} \rangle) + \Lambda_{i+1/2} (\langle T_i \rangle - \langle T_{i+1} \rangle) - \frac{\partial}{\partial x} \left[ (c_n \rho_n v_{n,i} + c_{\theta} \rho_{\theta} v_{\theta,i}) \langle T_i \rangle \right], \\ c_i = m_i (s_i \rho_{\theta} c_{\theta} + (1 - s_i) \rho_n c_n) + (1 - m_i) \rho_c c_c, \quad \lambda_i = m_i (s_i \lambda_{\theta} + (1 - s_i) \lambda_n) + (1 - m_i) \lambda_c,$$

где  $\Lambda_{i \pm 1/2}$  – осредненный коэффициент теплопроводности между  $i$ -тым и  $(i \pm 1)$ -ым пропластком; при  $i = 1$  и  $i = N$  соответствующие члены в уравнении отсутствуют.

Для описания теплоотдачи в кровлю и подошву пользуемся аналитической зависимостью:

$$Q_{T,КР,ПД} = \frac{\varphi(F_0) 2 \lambda_{КР,ПД}}{h^2} (T_0 - \langle T_{1,N} \rangle),$$

где  $Q_{Т,ПД}$ ,  $Q_{Т,КР}$  – теплоотдача в подошву и кровлю пласта.

Используя данную модель двухфазного течения, авторы [1] смоделировали сценарии закачки агента теплоносителя в пласт и на их основе получены следующие выводы.

Для оптимизации энергозатрат разработку рекомендуется проводить путем поочередной (импульсной) закачки горячего и холодного теплоносителей с продолжительностью одного импульса 500 суток. При возможности блокирования высокопроницаемых областей на скважине в момент закачки холодного вытесняющего агента эти слои необходимо закрывать. Также, за счет существенной разницы в темпах конвективного разогрева пласта и его кондуктивного остывания через кровлю и подошву удастся уменьшить эти тепловые затраты при сохранении высоких коэффициентов извлечения из пластов нефти.

Все параметры теплового воздействия на пласт крайне желательно подбирать с использованием геотепловой модели и построенной на ее основе компьютерной модели для каждого месторождения индивидуально.

### Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981.
2. Липаев А.А., Шевченко Д.В., Чугунов В.А., Бурханов Р.Н. Геотепловое моделирование многослойных нефтяных пластов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 236 с.
3. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В ПРЯМОУГОЛЬНОМ КАНАЛЕ

Е. С. Иванникова, Н. А. Машлыкин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Идеальная жидкость – это жидкость без внутреннего трения. Она является абстракцией. Реальные жидкости обладают внутренним трением, называемым вязкостью, в той или иной степени. Вязкость проявляется в том, что движение, возникшее в жидкости или газе, постепенно прекращается, за отсутствием действующих на это причин. Сопротивление жидкости к изменению формы описывают внутренним трением (динамической вязкостью). Величину внутреннего трения жидкости  $t$

$$\tau = \pm \mu \frac{dy}{dx}, \quad (1)$$

где  $\frac{dy}{dx}$  – градиент в направлении перпендикулярном течению,  $\mu$  абсолютная и динамическая вязкость жидкости. Кинематическая вязкость определяется как отношение динамической вязкости к плотности:

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho}.$$

Одной из задач расчета течения является определение поля давлений в зависимости от времени и координат. В геометрической области в каждой точке вязкой жидкости имеется три компоненты давления, для несжимаемой жидкости:

$$P_x = P - 2\mu \frac{dU_x}{dx}; P_y = P - 2\mu \frac{dU_y}{dy}; P_z = P - 2\mu \frac{dU_z}{dz}. \quad (2)$$

При необходимости нахождения среднего давления решают систему уравнений Навье-Стокса.

Рассматриваем область течения  $D$ , которая ограничена твердыми стенками  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  и свободной поверхностью  $C_1$ . Высота данного канала  $h$ , а ширина  $l$ . Жидкость несжимаемая, вязкая, а течение установившееся, стационарное и не турбулентная (рисунок 1).

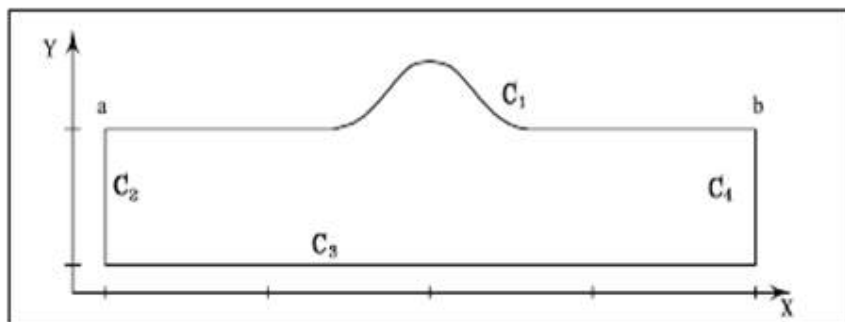


Рис. 1. Течение вязкой жидкости в канале прямоугольной форме

Общая задача гидродинамики сводится к решению дифференциальных уравнений Навье-Стокса:

$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} = F_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \Delta u \\ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} = F_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \Delta v \\ \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} = F_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \Delta w \\ \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \end{cases} \quad (3)$$

Система уравнений образуется из уравнений движения по трем направлениям уравнения вязкости (неразрывности). Так как наша жидкость несжимаемая, тогда  $\rho = \text{const}$  и, так как движение установившееся, то:

$$\frac{dV}{dt} = 0.$$

Траектории движения частиц будут параллельными относительно друг друга и прямолинейными, потому

что движение нашей жидкости безвихревое. Это определяет компоненты скорости:  $w=0, v=0$ .

Учитывая то, что движение параллельное и прямолинейное, проекция  $u$  (вектора скорости) будет постоянной и будет меняться только в поперечном направлении к траекториям:

$$\begin{aligned} F_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + v \left( \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) &= 0 \\ F_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} &= 0 \\ F_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} &= 0 \end{aligned} \quad (4)$$

$F_x = g \sin \alpha$ , так как в данном варианте  $\sin \alpha = 1$ , то направление всех сил приравнивается к ускорению свободного падения.

Давление выражаем, как сумму статической составляющей и динамической:

$$p = p_c + p_d \quad (5)$$

Из уравнения равновесия определяем статическое давление:

$$\begin{cases} F_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} = 0 \\ F_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} = 0 \\ F_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

Динамическое давление не будет зависеть от  $y$  и  $z$ . Так как левая часть уравнения зависима от  $x$ , это определяет то, что левые и правые части должны быть равны к одной величине:

$$\frac{\partial p_d}{\partial x} = const. \quad (7)$$

Это объясняет постоянный перепад давления на единицу длины. Исходя из этого, задача свелась к дифференциальному уравнению Пуассона:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x}. \quad (8)$$

В уравнении (13) правая часть является постоянной величиной (границы, вдоль которых течет вода, неподвижны и не деформируются, что удовлетворяет условию параллельного прямолинейного движения). Приводим задачу к задаче Пуассона для при нужных граничных условиях, используя условия прилипания. Уравнение сводится к уравнению Лапласа заменой, потому что правая часть остается постоянной:

$$u = \varphi + \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} (y^2 + z^2). \quad (9)$$

При замене задача будет сводиться к уравнению Лапласа для функции  $\varphi$

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} = 0, \quad (10)$$

- при граничных условиях на неподвижных стенках:

$$\varphi(0, z) = -\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} z^2; \varphi(l, z) = -\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} (z^2 + l^2); \varphi(y, 0) = -\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} y^2, \quad (11)$$

- на свободной границе:

$$\varphi(y, h) = U - \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} (y^2 + h^2), U = const. \quad (12)$$

После некоторых преобразований уравнение Лапласа примет вид:

$$\varphi(y, z) = \sum_n \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} \cos \frac{\pi n y}{l} \left[ A_n \cos \frac{\pi n z}{h} + B_n \sin \frac{\pi n z}{h} \right]. \quad (13)$$

После чего получаем искомое давление:

$$p_d(x, y, z) = \sum_n \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} \cos \frac{\pi n y}{l} \left[ A_n \cos \frac{\pi n z}{h} + B_n \sin \frac{\pi n z}{h} \right] + \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p_d}{\partial x} (y^2 + z^2). \quad (14)$$

#### Литература

1. Сборник задач по уравнениям математической физики \ Под ред. В. С. Владимирова.– М.:ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 288 с.
2. Динамика вязкой не сжимаемой жидкости \ Слѣзкин Н.А.–М.: 1955. – 519 с.
3. КМГЭ для решения плоских задач Гидродинамики \ Учебное пособие \ К.Е. Афанасьев, С.В. Стуколов. – Кемерово: 2001.



## ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ГАЗОКОНДЕНСАТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.Е. Калашников, А.Л. Асеев

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ, доктор ф.-м.н. С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Месторождения находящиеся в эксплуатации более 20 лет чаще всего находятся на стадии снижения добычи углеводородного сырья. За данный период, дебиты добывающих скважин, значительно сокращаются. Если рассмотреть динамику изменения фактического среднего дебита по скважинам на Мыльджинском газоконденсатное нефтяном месторождении (ГКНМ), можно увидеть, что только за последние семь лет дебит по газу сократился примерно на 700 млн.м<sup>3</sup>, что говорит о характерном его снижении. Несмотря на все нюансы продуктивные пласты по своим пропускным свойствам есть и остаются довольно перспективными для дальнейшей эксплуатации, в связи с этим рекомендуется проводить методику, которая повышает добычу продукта. Продуктивность пластов снижается в связи с ухудшением проницаемости их призабойной зоны. По этой причине следует проводить методику по интенсификации притока скважин, которая способствует восстановлению и улучшению фильтрационных свойств коллектора в призабойной зоне скважин [1].

В работе был проведен существенный анализ методов по интенсификации притока жидкости путем применения разнообразных и особых методов: механического, теплового, химического и комбинированного воздействия на призабойную зону пласта.

На Мыльджинском ГКНМ применены различные методики для повышения газоотдачи, такие как глинокислотные обработки и дополнительная перфорация и ГРП.

Метод кислотного воздействия основывается на реакциях водного раствора кислот с минералами, способствующие образованию породы, и привнесению твердых минералов веществами, которые блокируют призабойную зону (ПЗ). Сутью кислотной обработки является закачка кислоты в пласт при давлении ниже давления разрыва пласта.

Кислотные обработки основываются на способности разных по свойствам кислот и их различных смесей растворять минералы продуктивных пластов, а также разные взвеси, шлам, утяжелитель, отлагающиеся и загрязняющие призабойную зону пласта, которая также снижает ее проницаемость. Кислотные обработки матрицы имеют свойство уменьшать скин-эффект и повышать производительность скважины [2]

По результатам анализа проведенного по четырём скважинам можно сделать следующий вывод: проведение ГКО дало положительный результат в трех случаях. Однако лишь в одном случае был получен наиболее значимый прирост добычи.

Общий прирост газа, за счет проведенного мероприятия составил 56 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На одной скважине положительный эффект не был получен. Для выявления причин неудачи необходимо проведение комплекса гидродинамических исследований [3]. Можно предположить следующее: происходит попадание незначительного объема кислоты в пласт, не вся призабойная зона очищается. Для увеличения эффективности необходимо увеличить объем кислоты до 1,5 – 2 м<sup>3</sup> на 1 метр.

Не на каждой скважине оправдано применение классических способов интенсификации притока.

Метод дополнительной перфорации проводится в скважинах, где:

- неэффективно проведена первая перфорация;
- необходимо приобщение дополнительных пластов;
- заглинизированы отверстия первой перфорации.

Перфорация, есть ничто иное как, пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через выемки перфоратора идет приток из пласта в скважину с нефтью, газом и водой. Различимы следующие виды перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, гидropескоструйная.

При пулевой перфорации приборы-перфораторы заряжают пулями, которые выталкиваются силой сгорающего пороха. Пуля, пробивая обсадную колонну и цементное кольцо, попадает в пласт на глубину 3 - 5 см, иногда, но реже 10 - 11 см.

Торпедная же перфорация практически не отлична от пулевой, при такой перфорации вместо, пуль перфораторы заряжаются торпедами, которые в свою очередь, попадают в пласт, а затем взрываются, тем самым образуют дополнительные трещины. Обычно торпедные перфораторы применяют в плотных породах. Плотность отверстий составляет 4 - 8 отверстий на 1 м.

При действии кумулятивной перфорации заряд взрывчатого вещества (ВВ) спрессовывается и находится в специальных выемках в перфораторе. При воспламенении детонатором образуется направленная огненная струя, которая прожигает эксплуатационную колонну и цементное кольцо. Глубина проникновения в пласт до 600 мм.

При гидropескоструйной перфорации через подающие трубы под большим давлением нагнетается пескoсодержащая жидкость, в аппарат, который находится на забое и состоит из корпуса и сопел. Вырываясь из сопел с огромной скоростью, песок, действуя как абразив, разрушает колонну, цементное кольцо и часть продуктивного пласта [4].

По результатам проведенного можно сделать следующий вывод: проведение дополнительной перфорации дал положительный результат во всех случаях.

Общий прирост газа, за счет проведенного мероприятия составил 123 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Следовательно, дополнительная перфорация, является одним из самых отработанных и эффективных методов .

Метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) направлен на увеличение продуктивности скважин, является одним из наиболее сложных видов работ в нефтегазовой отрасли. Гидравлический разрыв есть процесс, при котором давление жидкости действует непосредственно на породу пласта, а именно до его разрушения и возникновения трещины. Таким образом, будет создан новый, наиболее просторный канал притока [5].

По результатам оценки результатов пробного ГРП на примере Мыльджинского ГКМ можно сделать вывод о высокой эффективности проведения ГРП на газоконденсатных месторождениях ОАО «Томскгазпром»:

- Дебит УВС увеличился в 5 раз после ГРП при сопоставимых значениях буферного давления (около 60 атм);
- Скважина 127 до ГРП эксплуатировалась в периодическом режиме с регулярными прогревами один–два раза в сутки вследствие скопления жидкости на забое. После ГРП, благодаря увеличению коэффициента продуктивности, скорость потока газожидкостной смеси в НКТ стала достаточной для выноса жидкости с забоя, что сделало работу скважины стабильной;

- Проведение операции ГРП на скважине позволит увеличить коэффициент извлечения газа (КИГ) по объекту Ю на 0.75 %, коэффициент извлечения конденсата (КИК) – на 0.43 % на конец 2030 г.[6].

В работе был проведён расчёт давления разрыва, допустимое давление на устье, объём жидкости разрыва, а так же и другие расчёты связанные с показателями ГРП.

Проведённый анализ позволяет сделать следующие выводы:

Гидроразрыв, является наиболее эффективным методом для увеличения объемов добычи углеводородов.

Глинокислотная обработка имеет низкую эффективность за счет незначительного объема попадания кислоты в пласт и очищением не всей призабойной зоны.

### Литература

1. Гавура А.В., Крец Э.С. и др. Проект опытно-промышленной эксплуатации Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения /ТомскНИПИнефть – Томск 1996
2. Васильев В.И. Дополнительная записка к проекту опытно-промышленной эксплуатации Мыльджинского газоконденсатного месторождения ОАО <<Томскгаз>>./ОАО <<ТомскНИПИнефть ВНК>> - Томск – 2000.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Мыльджинского месторождения / ОАО «Тандем» - Тюмень 2011
4. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
5. Логинов Б. Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. Гостоптехиздат, 1951.
6. Геологический отчет о Результатах ГРП ОАО <<Томскгазпром>> за 2009 год. /ОАО <<Томскгазпром>> - Томск 2009.

## к-ε МОДЕЛЬ ТУРБУЛЕНТНОСТИ И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ

А.А. Кириллин, Э.Н. Федотов

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В наши дни пакеты численного моделирования открывают огромные возможности для инженеров и исследователей из самых разных областей. Путем простого нажатия ряда кнопок и ввода необходимых входных данных исследователь может получать решения для комплексных междисциплинарных задач. Между тем все эти пакеты основаны на фундаментальных законах механики, и каждый входной параметр является критически важным для получения достоверного и соответствующего действительности решения.

В данной статье рассматриваются основные модели, принятые для описания турбулентности и широко применяемые в пакетах численного моделирования.

Ставится задача рассмотреть теоретический базис, необходимый для дальнейшего численного решения проблем из области турбулентности.

### Стандартная модель турбулентности к-ε.

Чтобы замкнуть турбулентность, необходимо определить связь между напряжениями по Рейнольдсу и параметрами осредненного течения. Эту связь определяют с помощью различных моделей турбулентности [1]. В этих моделях принимаются определенные допущения, на основе которых вводится недостающее число уравнений, что позволяет найти все неизвестные. Одним из допущений является введение турбулентной вязкости, которое впервые осуществил Буссинеск.

Далее перейдем непосредственно к получению стандартной к-ε модели из двух уравнений, которая сегодня рассматривается как стандартная модель для описания турбулентности и решения инженерных задач. В данной модели вводятся два важных понятия – генерация  $P$  и диссипация  $\epsilon$  [2].

$$\partial_i k + \overline{u_j} \partial_j k = P - \epsilon + \partial_j \left( \nu + \frac{\nu \partial_j}{\sigma_k} \right) \partial_k k, \quad (1)$$

Уравнение (1) является уравнением для кинетической энергии  $k$ .  $\sigma_k$  – параметр, обеспечивающий нужную размерность для слагаемого с  $\nu \partial_j$ . Обычно принимается  $\sigma_k = 1$ . Уравнение для диссипации  $\epsilon$  аналитически не выводится и просто записывается по аналогии с (1):

$$\partial_i \varepsilon + \bar{u}_j \partial_j \varepsilon = \frac{C'_{1\varepsilon} P - C'_{2\varepsilon} \varepsilon}{T} + \partial_j \left( \nu + \frac{\nu \partial_j}{\sigma_\varepsilon} \right) \partial_j \varepsilon, \quad (2)$$

где  $T = k / \varepsilon$  обеспечивает нужную размерность, а константы  $C'_{1\varepsilon}, C'_{2\varepsilon}, \sigma_\varepsilon$  вводятся, поскольку форма уравнения (2) лишь предполагается, но не выводится аналитически.

В пакете Ansys Fluent уравнения стандартной k-ε модели применяются в несколько ином, модернизированном виде. Его можно получить из (1) и (2) путем алгебраических преобразований, и он также описывается создателями модели [4]:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} C_b) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_\varepsilon. \end{cases}, \quad (3)$$

В данной системе уравнений  $G_k$  представляет турбулентную кинетическую энергию, образованную от средних градиентов скорости.

$G_b$  – кинетическая энергия выталкивающей силы,

$C_{3\varepsilon}$  – константа, определяющая степень воздействия выталкивающей силы на  $\varepsilon$ , определяется по формуле

$Y_M$  – вклад переменного расширения при турбулентности сжатия в общую скорость диссипации. Данную величину следует учитывать при большом числе Маха. Ее обязательно учитывать, когда моделируется сжимаемый идеальный газ.

$$Y_M = \frac{2}{2 \operatorname{Re} M_t},$$

$$M_t = \sqrt{\frac{k}{a^2}},$$

Остальные константы определены из экспериментов для фундаментальных турбулентных жидкостей и имеют следующие значения:  $C_{1\varepsilon} = 1,44$ ,  $C_{2\varepsilon} = 1,92$ ,  $C_\mu = 0,09$ ,  $\sigma_k = 1,44$ ,  $\sigma_\varepsilon = 1,3$

#### RNG k-ε модель

RNG модель была получена при помощи теории ренормализованных групп [4]. Она имеет схожую форму со стандартной k-ε моделью, но включает следующие улучшения:

– имеет дополнительный член в уравнении для  $\varepsilon$ , который улучшает точность вычислений для жидкостей с высокими скоростями деформаций;

– в модели учтено влияние завихренности на турбулентность, что увеличивает точность для высокозавихренных жидкостей;

– данная теория предлагает аналитические формулы для турбулентных чисел Прандтля, тогда как стандартная модель использует заданные пользователем постоянные значения;

– RNG модель предлагает аналитически полученные формулы для эффективной вязкости, которая предназначена для жидкостей с низкими числами Рейнольдса. Тем не менее эффективное использование этой опции зависит от правильного рассмотрения пристеночной области.

Уравнения RNG модели имеют следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( a_k \mu_{\text{eff}} \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( a_\varepsilon \mu_{\text{eff}} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + G_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} G_b) - \\ - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} - R_\varepsilon + S_\varepsilon. \end{cases}, \quad (4)$$

Главное отличие RNG модели от стандартной заключается в дополнительном члене в уравнении для  $\varepsilon$ .  $R_\varepsilon$  вычисляется по формуле

$$R_\varepsilon = \frac{C_\mu \rho \eta^3 (1 - \eta / \eta_0) \varepsilon^2}{1 + \beta \eta^3} \frac{\varepsilon^2}{k}, \quad (5)$$

Таким образом, для жидкостей со слабыми или умеренными скоростями деформаций RNG модель дает результаты, схожие с полученными при помощи стандартной k-ε модели.

#### Реальная k-ε модель

По сравнению со стандартной k – ε моделью данная модель имеет два существенно важных отличия [5]:

– реальная k-ε модель содержит альтернативную формулировку для турбулентной вязкости;

– модифицированное уравнение переноса для скорости диссипации  $\varepsilon$  было получено из точного уравнения

для переноса среднеквадратичных колебаний завихренности.  
Уравнения реальной  $k$ - $\varepsilon$  модели имеют следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \rho C_1 S_\varepsilon - \\ - \rho C_2 \frac{\varepsilon^2}{k + \sqrt{\nu \varepsilon}} + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} C_{3\varepsilon} G_b + S_\varepsilon. \end{cases}$$

В реальной модели нахождение турбулентной вязкости существенно отличается от других  $k$ - $\varepsilon$  моделей.

$$C_\mu = \frac{1}{A_0 + A_s \frac{kU^*}{\varepsilon}},$$

### Литература

1. Белов И.А. Исаев С.А. Моделирование турбулентных течений: учеб. пособие / Балт. гос. техн. ун-т. – СПб., 2001. – 108 с.
2. Durbin P.A., Reif B.A.P. Statical theory and modeling for turbulent flows. - John Wiley and Sons, West Sussex, United Kingdom, 2011. – 357 p.
3. Launder B.E., Spalding D.B. Lectures in Mathematical Models of Turbulence. – London: Academic Press, 1972. – 169 p.
4. Renormalization group modeling and turbulence simulations / S.A. Orszag, V. Yakhot, W.S. Flannery, F. Boysan, D. Choudhury, J. Maruzewski, B. Patel // International conference on near-wall turbulent flows, Tempe, Arizona, 1993.
5. A new  $k$ - $\varepsilon$  eddy-viscosity model for high Reynolds number turbulent flows - Model development and validation / T.-H. Shih, W.W. Liou, A. Shabbir, Z. Yang, J. Zhu // Computers fluids. – 1995. – No. 24 (3). – P. 227-238.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

С.П. Красуцкий, Н.А Букин

Научный руководитель - доктор ф.-м.н., С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

### Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы

Для численного моделирования образования газовых гидратов, образующихся на поверхности трубы, будет использоваться итерационно-интерполяционный метод.

#### Постановка задачи об образовании гидратов на внутренней поверхности трубы

Будем рассматривать сечение круглой трубы, на внешней поверхности которой происходит теплообмен с окружающей средой, а внутренняя поверхность обтекается потоком газа, содержащем водяной пар. Процесс образования гидратов будем считать равновесным и моделировать как фазовый переход 1-го рода (происходит при постоянной температуре, определяемой по кривой фазового равновесия). Все теплофизические параметры задачи будем считать постоянными. Таким образом, образование гидратов идет только за счет охлаждения трубы. Процессы теплообмена в стенке трубы и слое гидрата будем описывать уравнением теплопроводности с постоянными коэффициентами, записанным в цилиндрической системе координат:

$$r \frac{\partial T}{\partial t} + rv_r \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{r\lambda}{\rho c_p} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (1)$$

где  $t$  - время,  $r$  - радиальная координата, отсчитываемая от оси трубы,  $\lambda$  - коэффициент теплопроводности,  $\rho$  - плотность,  $c_p$  - удельная теплоемкость,  $T$  - температура,  $v_r$  - скорость движения среды.

В начальный момент времени температура стенки полагается постоянной и равной температуре газового потока.

$$T_{t=0} = T_0. \quad (2)$$

На внешней поверхности трубы выставляются граничные условия 1-3 рода, записанные в обобщенном виде:

$$\alpha_w \left( r\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \beta_w T \Big|_{r=r_w} = f_w. \quad (3)$$

В частности, если трубопровод находится в грунте, то выставляется граничное условие 1-го рода:

$$\alpha_w = 0, \quad \beta_w = 1, \quad f_w = T_w. \quad (4)$$

На границе контакта «труба – слой гидратов» выставляются условия сопряжения (равенство тепловых потоков и температур):

$$\lambda_i \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=x_i-0} = \lambda_{i+1} \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=x_i+0},$$

$$T \Big|_{x=x_i-0} = T \Big|_{x=x_i+0}, \quad i = 1, N-1. \quad (5)$$

На поверхности слоя гидратов задается условие 1-го рода, а скорость движения границы слоя гидратов определяется из соотношения Стефана:

$$T \Big|_{r=r_e} = T_e,$$

$$v_g = - \frac{\lambda_g}{\rho_g Q_g} \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_e}, \quad (6)$$

где  $v_g, \lambda_g, \rho_g Q_g$  - линейная скорость гидратообразования, коэффициент теплопроводности гидратов, плотность гидратов, удельная теплота гидратообразования. Индексы « $W$ », « $E$ » отвечают внешней поверхности трубы и внутренней поверхности слоя гидратов.

Данная задача решалась численно итерационно-интерполяционным методом. Приведем разностную схему, применявшуюся в расчетах.

Запишем исходные уравнения и граничные условия в общем виде:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \right) = -a_2 \frac{\partial F}{\partial x} + a_4 + a_6 \frac{\partial F}{\partial t},$$

$$\alpha_w \left( a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \right) + \beta_w F \Big|_{x=x_w} = f_w,$$

$$\alpha_0 \left( a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \right) + \beta_0 F \Big|_{x=0} = f_0. \quad (7)$$

Разобьем область решения  $[0, x_w]$  неравномерной сеткой на  $N$  отрезков, так чтобы узлы сетки совпадали с местами контактов слоев. На  $i$ -ом интервале с шагом  $h_i = x_i - x_{i-1}$  искомую функцию  $F$  и коэффициенты  $a_i$  представим в виде многочлена 1-ой степени. Проинтегрировав в подобном узле уравнение (7) по  $x$  влево и вправо от узла и усредняя коэффициент при конвективном члене как сумму удвоенного значения в узле и соседней точке, поделенную на три, получим следующие выражения для потоков в  $i$ -ом узле сетки слева и справа:

$$a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{x=x_i-0} = (F_i - F_{i-1}) \left[ \frac{a_{1,i} + a_{1,i-1}}{2h_i} - \frac{a_{2,i-1} + 2a_{2,i}}{6} \right] + \frac{h_i a_{4,i}}{2} + \frac{h_i a_{6,i}}{2} \frac{(F_i - F_{i,t})}{\tau},$$

$$a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{x=x_i+0} = (F_{i+1} - F_i) \left[ \frac{a_{1,i+1} + a_{1,i}}{2h_{i+1}} + \frac{a_{2,i+1} + 2a_{2,i}}{6} \right] - \frac{h_{i+1} \bar{a}_{4,i}}{2} - \frac{h_{i+1} \bar{a}_{6,i}}{2} \frac{(F_i - F_{i,t})}{\tau}$$

где  $\tau$  - шаг по времени, нижний индекс  $t$  - означает значение на предыдущем слое по времени, черта снизу соответствует значению слева от узла, черта сверху - справа.

Приравняв потоки в узлах сетки, получим следующую систему линейных алгебраических уравнений:

$$A_i F_{i-1} - C_i F_i + B_i F_{i+1} = -D_i, \quad i = \overline{1, N-1},$$

$$A_i = \tau [h_{i+1} (a_{1,i} + a_{1,i-1}) - \beta_i (2a_{2,i} + a_{2,i-1})],$$

$$B_i = \tau [h_i (\bar{a}_{1,i} + a_{1,i+1}) - \beta_i (2\bar{a}_{2,i} + a_{2,i+1})],$$

$$C_i = A_i + B_i + \frac{(\bar{a}_{6,i} + a_{6,i})}{2} \gamma_i, \quad (9)$$

$$D_i = \gamma_i \left[ \frac{(\bar{a}_{6,i} + a_{6,i})}{2} F_{i,t} - \tau \frac{(\bar{a}_{4,i} + a_{4,i})}{2} \right],$$

$$S_6 = \frac{(\bar{a}_{6,i} + a_{6,i})}{2} \gamma_i, \quad S_4 = \frac{(\bar{a}_{4,i} + a_{4,i})}{2} \gamma_i,$$

$$C_i = A_i + B_i + S_6,$$

$$D_i = S_6 F_{i,t} - \tau S_4,$$

$$\beta_i = \frac{h_i h_{i+1}}{3}, \quad \gamma_i = h_i h_{i+1} (h_i + h_{i+1}).$$

Таким образом, исходная задача (7) сводится к системе алгебраических уравнений (9). Данная система имеет трехдиагональную матрицу и может быть решена методом скалярной прогонки. На первом этапе вычисляются прогоночные коэффициенты:

$$\begin{aligned} M_N &= A_N / C_N, \\ P_N &= D_N / C_N, \\ M_i &= A_i / (C_i - B_i M_{i+1}), \\ P_i &= (B_i P_{i+1} + D_i) / (C_i - B_i M_{i+1}), \quad i = \overline{N-1, 1}, \end{aligned} \quad (10)$$

на втором этапе вычисляются значение функции в узлах сетки:

$$\begin{aligned} F_0 &= (B_0 P_1 + D_0) / (C_0 - B_0 M_1), \\ F_i &= M_i F_{i-1} + P_i, \quad i = \overline{1, N}. \end{aligned} \quad (11)$$

Так как скорость движения границы слоя гидратов заранее не известна, то использовались итерации на каждом временном слое. Условие сходимости имело вид:

$$\left| \frac{T^k - T^{k-1}}{T^k} \right| < \varepsilon, \quad (12)$$

где  $k$  - номер итерации,  $\varepsilon$  - относительная точность.

#### Литература

1. Гришин А.М., Зинченко В.И., Ефимов К.Н., Суботин А.Н., Якимов А.С. Итерационно-интерполяционный метод и его приложения. – Томск: Изд-во Том. Ун-та., 2004. – 318 с.
2. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977. – 344 с.
3. Шагапов В.П., Урзанов Р.Р., Мускаев Н.Г. Математическое моделирование течения углеводородного газа в трубопроводе с учетом гидратообразования на стенках трубы. – Вестник УГАТУ, 2011 Т. 15, № 4 (44). 164–168 с.
4. Юдаев Б.Н. Теплопередача. М.: «Высшая школа», 1973. – 360 с.

### ПОДГОТОВКА ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ. СХЕМА ОЧИСТКИ ОТ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

А.Г. Кугданов, Н.Е. Федоров

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов,  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

При выборе методик очистки газов нужно тщательнее подходить к оценке химического состава сырья, включая примеси, которые не регламентируются в товарном газе и продуктах его переработки или не оказывают влияния на их качество из-за незначительного содержания в исходном газе. Это обосновано в частности тем, что при взаимодействии примесей с некоторыми растворителями могут образоваться такие химические соединения, которые при нагревании их в процессе регенерации не распадаются на составные части, в результате чего концентрация активной части растворителя постепенно уменьшается, растворитель дезактивируется и приходит в негодность.

В данной статье рассматриваются массообменные процессы и технологические установки очистки газов от сероводорода и диоксида углерода

Ставится задача рассмотреть математическое моделирование процесса ректификации.

#### Массообменные процессы.

Массопередача - процесс переноса одного или нескольких веществ из одной фазы в другую в направлении достижения равновесия, используется для разделения гомогенных и гетерогенных систем.

Классификация процессов массопередачи.

I. По назначению:

1. Абсорбция – процесс поглощения компонента из паровой или газовой фазы жидким поглотителем (абсорбентом);
2. Перегонка – процесс разделения гомогенных жидких смесей на компоненты путем однократного или многократного (ректификация) взаимодействия между паровой и жидкой фазами, движущимися противотоком;
3. Экстракция (жидкостная) – процесс извлечения вещества из растворов с помощью избирательных растворителей (экстрагентов);
4. Адсорбция – процесс поглощения компонента из паровой, газовой либо жидкой фаз твердым пористым поглотителем (адсорбентом);

5. Ионный обмен – процесс избирательного извлечения ионов из растворов электролитов;
6. Сушка – процесс удаления влаги из твердых материалов с последующим отводом образующихся паров;
7. Кристаллизация - процесс выделения твердой фазы из растворов или расплавов;
8. Выщелачивание – процесс извлечения вещества из твердых тел с помощью избирательных растворителей (экстрагентов);
9. Мембранные процессы – избирательное извлечение компонентов смеси или их концентрирование с помощью полупроницаемой перегородки (мембраны).

II. По количеству компонентов, участвующих в процессе:

1. В процессе участвуют три вещества - одно образует первую фазу, другое – вторую фазу, третье вещество является распределяемым между фазами, каждая из фаз содержит распределяемый компонент и инертный компонент- носитель;
2. В процессе участвуют два вещества - в каждой фазе компонент-носитель отсутствует, фазы обмениваются компонентами между собой.

III. По виду границы соприкосновения фаз:

1. С подвижной поверхностью контакта фаз (газ - жидкость, пар - жидкость, жидкость - жидкость);
2. С неподвижной поверхностью контакта фаз (газ - твердое, пар - твердое, жидкость - твердое);
3. Массопередача через полупроницаемые перегородки (мембраны).

Массоотдача - процесс переноса вещества из ядра потока к границе раздела фаз или от границы раздела фаз в ядро потока [3].

Основным параметром, определяющим скорость и направление протекания любого процесса массопередачи. является концентрация вещества. Способы выражения концентрации.

1. Объемная концентрация – количество компонента (вещества), которое содержится в одном кубическом метре всей фазы –  $C_v$  или  $C_x$ , кг/м<sup>3</sup>.
2. Массовая доля – отношение массы компонента к массе всей фазы -  $x(Фх)$ ,  $y(Фу)$ , кг компонента/кг фазы.
3. Мольная доля – отношение числа киломолей компонента к общему числу киломолей всей фазы -  $x(Фу)$ ,  $y(Фх)$ , кмоль компонента/кмоль фазы.
4. Относительная массовая доля – отношение массы компонента к массе инертного вещества -  $X(Фх)$ ,  $Y(Фу)$ , кг компонента/кг ин. вещества.
5. Относительная мольная доля – отношение числа киломолей компонента к числу киломолей инертного вещества-  $X(Фх)$ ,  $Y(Фу)$ . кмоль компонента/кмоль ин.в-ва.

Молекулярная диффузия – процесс переноса распределяемого вещества, обусловленный беспорядочным движением микрочастиц.

Первый закон Фика – масса вещества  $dM$ , продиффундировавшего за время  $dt$  через элементарную поверхность  $dF$  (нормальную к направлению диффузии), пропорциональна градиенту концентрации  $dc/dn$  этого вещества.

$$dM = -Ddc/dn \cdot dF \cdot dt \text{ или } M = -Ddc/dn \cdot F \cdot t.$$

Знак минус в данном выражении указывает на то, что молекулярная диффузия протекает в направлении уменьшения концентрации распределяемого компонента.

Коэффициент молекулярной диффузии  $D$  показывает, какое количество вещества диффундирует в единицу времени через единицу поверхности при градиенте концентрации, равном единице.

$$D = [Mdn/dcFt] = [\text{кг} \cdot \text{м} / \text{кг} \cdot \text{м}^3 \cdot \text{м}^2 \cdot \text{с}] = [\text{м}^2/\text{с}].$$

Конвективный перенос – процесс переноса вещества за счет перемещения его макроскопических объемов, обусловленный скоростью движущегося потока.

Дифференциальное уравнение конвективного массообмена – выражает закон распределения концентрации данного компонента в движущейся среде при установившемся процессе массообмена:

$$W_x \partial c / \partial x + W_y \partial c / \partial y + W_z \partial c / \partial z = D [\partial^2 c / \partial x^2 + \partial^2 c / \partial y^2 + \partial^2 c / \partial z^2].$$

Для неустановившегося процесса массообмена дифференциальное уравнение конвективного массообмена запишется в следующем виде:

$$\partial c / \partial t + W_x \partial c / \partial x + W_y \partial c / \partial y + W_z \partial c / \partial z = D [\partial^2 c / \partial x^2 + \partial^2 c / \partial y^2 + \partial^2 c / \partial z^2],$$

где  $\partial c / \partial t$  - характеризует локальное изменение концентрации распределяемого вещества во времени;  $W_x \partial c / \partial x + W_y \partial c / \partial y + W_z \partial c / \partial z$  - характеризует перенос вещества за счет конвекции;  $D [\partial^2 c / \partial x^2 + \partial^2 c / \partial y^2 + \partial^2 c / \partial z^2] = D \nabla^2 c$  - характеризует перенос вещества в движущемся потоке за счет молекулярной диффузии.

Второй закон Фика (дифференциальное уравнение молекулярной диффузии) – характеризует неустановившийся процесс массообмена в неподвижной среде:

$$\partial c / \partial t = D \nabla^2 c.$$

Турбулентная диффузия – конвективный перенос вещества под действием турбулентных пульсаций.

Состояние равновесия – состояние, в которое с течением времени приходит физико-химическая система, находящаяся при неизменных внешних условиях, параметры системы в этом состоянии не меняются во времени.

Фазовое равновесие – условие, при котором концентрации фаз не изменяются во времени.

Константа фазового равновесия (коэффициент распределения) – соотношение между концентрациями фаз, устанавливаемое в состоянии равновесия, зависит от давления, температуры и концентрации распределяемого компонента:  $m = \bar{y} / \bar{x}$ .

Правило фаз указывает количество параметров, которыми можно влиять на скорость протекания процесса:

$$C=K-\Phi+2,$$

где  $\Phi$  - число фаз,  $C$  - число степеней свободы (число независимых переменных, которое можно изменить без нарушения состава фаз);  $K$  - число компонентов системы [3].

Линия равновесия – графическое отображение зависимости между концентрациями распределяемого компонента в фазах при равновесии:  $\bar{y}_p=f(x)$ .

Уравнение рабочей линии в явном виде показывает взаимосвязь между рабочими концентрациями распределяемого компонента в фазах для произвольного сечения аппарата:

$$\bar{y}_p=LGX+(\bar{y}_n-LGX_k).$$

Закон массоотдачи Шукарева: количество вещества  $M$  переносимого из ядра потока к границе раздела фаз (или наоборот), прямо пропорционально движущей силе массоотдачи, поверхности контакта фаз  $F$  и времени процесса  $\tau$ :

$$\text{для фазы } \Phi_y M=\beta_y(y-y_{гр})F\tau,$$

$$\text{для фазы } \Phi_x M=\beta_x(x_{гр}-x)F\tau,$$

где,  $(y-y_{гр})$ ,  $(x_{гр}-x)$  - движущие силы массоотдачи, для фазы  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно, равные разности концентраций в ядре потока и у границы раздела фаз, или наоборот;  $\beta_y$ ,  $\beta_x$  – коэффициент массоотдачи для фазы  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно.

Коэффициент массоотдачи показывает, какое количество вещества переносится из ядра потока к единице поверхности контакта фаз (или наоборот) в единицу времени при движущей силе массоотдачи, равной единице:

$$[\beta]=[MF\tau(y-y_{гр})]=[\text{кгм}^2*\text{с}*\text{ед.двиг.силы}].$$

Уравнение массопередачи определяют количество вещества  $M$ , переносимого из одной фазы в другую через границу раздела фаз  $F$  в единицу времени  $\tau$ :

$$\text{для фазы } \Phi_y M=K_y(y-y_p)F\tau,$$

$$\text{для фазы } \Phi_x M=K_x(x_p-x)F\tau,$$

где  $(y-y_p)$ ,  $(x_p-x)$  - движущие силы массопередачи, для фазы  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно, представляющие собой разность между рабочей и равновесной концентрациями распределяемого компонента в потоке данной фазы;  $K_y$ ,  $K_x$  – коэффициент массопередачи для фазы  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно.

Коэффициент массопередачи показывает, какое количество вещества переносится из одной фазы в другую через единицу поверхности контакта фаз в единицу времени при движущей силе массопередачи, равной единице:

$$[K]=[MF\tau(y-y_p)]=[\text{кгм}^2*\text{с}*\text{ед.двиг.силы}].$$

Если текущие концентрации изменяются при движении фаз вдоль поверхности раздела, то в качестве движущей силы выступает ее среднее значение, и уравнение массопередачи запишется в следующем виде:

$$\text{для фазы } \Phi_y M=K_y\Delta\bar{y}_{cp}F\tau,$$

$$\text{для фазы } \Phi_x M=K_x\Delta\bar{x}_{cp}F\tau.$$

Расчетные уравнения для определения среднего значения движущей силы массопередачи зависят от вида равновесной линии.

1. Равновесная линия кривая:

$$\Delta\bar{y}_{cp}=\bar{y}_n-\bar{y}_k[d\bar{y}(\bar{y}-\bar{y}_p)\bar{y}_n\bar{y}_k-\bar{y}_n-\bar{y}_k]m_y, \Delta\bar{x}_{cp}=\bar{x}_k-\bar{x}_n[d\bar{x}(\bar{x}_p-\bar{x})\bar{x}_k\bar{x}_n-\bar{x}_k-\bar{x}_n]m_x,$$

где  $m_y$  и  $m_x$  – число единиц переноса по фазе  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно, показывает, какое изменение концентрации приходится на единицу движущей силы.

2. Равновесная линия прямая:

$$\Delta\bar{y}_{cp}=(\bar{y}_n-\bar{y}_p)+(\bar{y}_k-\bar{y}_p)/2=(\Delta\bar{y}_n+\Delta\bar{y}_k)/2, \text{ если } \Delta\bar{y}_n/\Delta\bar{y}_k \leq 2,$$

$$\Delta\bar{y}_{cp}=(\Delta\bar{y}_n-\Delta\bar{y}_k)/\ln \frac{\Delta\bar{y}_n}{\Delta\bar{y}_k}, \text{ если } \Delta\bar{y}_n/\Delta\bar{y}_k > 2;$$

$$\Delta\bar{x}_{cp}=(\bar{x}_p-\bar{x}_k)+(\bar{x}_p-\bar{x}_n)/2=(\Delta\bar{x}_n+\Delta\bar{x}_k)/2, \text{ если } \Delta\bar{x}_n/\Delta\bar{x}_k \leq 2,$$

$$\Delta\bar{x}_{cp}=(\Delta\bar{x}_n-\Delta\bar{x}_k)/\ln \frac{\Delta\bar{x}_n}{\Delta\bar{x}_k}, \text{ если } \Delta\bar{x}_n/\Delta\bar{x}_k > 2.$$

Уравнение аддитивности – уравнения связывающие коэффициенты массопередачи и массоотдачи между собой:

$$\text{Для фазы } \Phi_y 1K_y=1\beta_y+m\beta_x,$$

$$\text{Для фазы } \Phi_x 1K_x=1\beta_x+m\beta_y,$$

где  $m$  – коэффициент распределения, определяется как тангенс угла наклона к линии равновесия;  $1/K_y$ ,  $1/K_x$  – сопротивления массопередачи по фазе  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно,  $1/\beta_y$ ,  $m/\beta_x$  и  $1/m\beta_x$  – сопротивления массоотдачи по фазе  $\Phi_y$  и  $\Phi_x$ , соответственно.

#### Технологические установки очистки газов от сероводорода и диоксида углерода

Нефтяные и природные газы наряду с углеводородами могут содержать кислые газы – диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ) и сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ), а также сероорганические соединения – серооксид углерода ( $\text{COS}$ ), сероуглерод ( $\text{CS}_2$ ), меркаптаны  $\text{RSH}$  тиофены и другие примеси, которые осложняют при определенных условиях транспортирование и использование газов. При наличии диоксида углерода, сероводорода и меркаптанов создаются условия для возникновения коррозии металлов, эти соединения снижают эффективность каталитических процессов и отравляют катализаторы. Сероводород, меркаптаны серооксид углерода – высокотоксичные вещества. Повышенное содержание в газах диоксида углерода нежелательно, а иногда недопустимо еще и потому что в этом случае уменьшается теплота сгорания газообразного топлива, снижается эффективность использования магистральных газопроводов из-за повышенного содержания в газе балласта. Если рассматривать этот вопрос с указанных позиций то серо- и кислородсодержащие соединения можно отнести к разряду нежелательных



компонентов. Однако такая постановка вопроса не исчерпывает всей полноты проблемы так как кислые газы являются в частности высокоэффективным сырьем для производства серы и серной кислоты. Поэтому при выборе процессов очистки газов учитывают возможности достижения заданной глубины извлечения «нежелательных» компонентов и использования их для производства соответствующих товарных продуктов [1].

Сернистые соединения отравляют катализаторы в процессах переработки газа, при сгорании образуют оксиды серы наличие которых в воздушном бассейне небезопасно для человека и окружающей среды (они очень ядовиты для человека и животных вызывает коррозию газопроводов и аппаратуры. В связи с этим в газе подаваемом потребителям, должно содержаться сероводородане более 5,7 мг/м<sup>3</sup> газа и общей серы – не более 50мг/м<sup>3</sup> газа.

Диоксид углерода снижает теплотворную способность газа уменьшает пропускную способность газопроводов (т.к. является балластом для топливного газа) и так же, как сернистые соединения, вызывает коррозию трубопроводов и оборудования. Объемное содержание диоксида углерода в газе поставляемом потребителям, должно составлять не более 2–5 %.

#### Математическое моделирование процесса ректификации углеводородных смесей.

При моделировании процесса ректификации с использованием механизма массопередачи существуют различные варианты способов расчета процесса, но наиболее перспективным и практически применяемым в настоящее время методом служит метод потарелочного расчета в направлении от куба к дефлегматору по всей колонне. Обратное направление счета связано с необходимостью решения для каждой тарелки системы трансцендентных уравнений, что обусловлено структурой уравнений, описывающих массообмен в тарелке. Хотя недостаток этого метода - возможность появления неустойчивости схемы счета, в особенности при расчетах разделения компонентов, обладающих значительным различием в летучестях. Для обеспечения устойчивости схемы счета в одном направлении разработаны эффективные алгоритмы, в некоторых случаях даже сокращающие общее время решения [2].

Пример:

Математическое описание тарельчатой ректификационной колонны, которые используется в этой модели составлено с учетом следующих допущений:

1. исходная бинарная смесь подается в колонну при температуре кипения;
2. жидкость на тарелках колонны находится при температуре кипения, а пар – при температуре точки росы насыщенный;
3. потоки пара и жидкости по высоте секций колонны постоянны;
4. давление по высоте колонны постоянно;
5. флегма на орошение колонны подается при температуре кипения;
6. колонна с полным конденсатором;
7. кипятильник колонны работает как парциальный испаритель;
8. массопередача на тарелках колонны эквимольна;
9. в зоне массообмена на тарелке колонны осуществляется идеальное перемешивания жидкости и идеальное вытеснения пара.

Приняты следующие уравнения математического описания:

Уравнение для расчета пара, уходящего с *i*-ой тарелки [2]:

$$y_i = y_{i-1} + (1 - \exp(-K_{oyi}/G)) \times (y_i^* - y_{i-1}), i = 1 \dots N \quad (1)$$

где,  $y_i$  – состав пара на *i* тарелке  $G$  – расход пара;  $y_i^*$  – концентрация пара равновесного жидкости на тарелке которая определяется заданным аналитическим выражением:

$$y_i^* = \varphi(x_i); \quad (2)$$

где  $x_i$  – состав жидкости на тарелке.

Уравнение для расчета объемного коэффициента массопередачи  $K_{oyi}$  при частных коэффициентах массоотдачи  $r_y$  и  $r_x$ :

$$K_{oyi} = 1 / (1/r_{yi} + m_i/r_{xi}), \quad (3)$$

где,  $m_i$  – тангенс угла наклона касательной к равновесной зависимости

$$m_i = (d\varphi/dx)_{x=x_i}, \quad (4)$$

уравнения покомпонентного баланса для отпарной секции колонны

$$(L+F) \times x_{i+1} - G \times y_i - W \times x_w = 0, i = 1 \dots f-1; \quad (5)$$

уравнение покомпонентного баланса для укрепляющей секции колонны

$$L \times x_{i+1} - G \times y_i - W \times x_w + F \times x_f = 0, i = f \dots N \quad (6)$$

уравнения для полного конденсатора

$$x_p = x_{N+1} = y_N, \quad (7)$$

уравнения покомпонентного баланса для куба колонны

$$(L+F) \times x_1 - G \times y_w - W \times x_w = 0, \quad (8)$$

уравнения общего покомпонентного баланса колонны

$$F \times x_f - W \times x_w - D \times x_p = 0. \quad (9)$$

Исходные данные при решении системы уравнений математического описания: число тарелок в колонне  $N$ , номер тарелки  $f$ , на которую подается питание, количество питания  $F$ , состав питания  $x_f$ , количество отбираемого дистиллята  $D = G_p$ , количество подаваемой на орошение флегмы  $L = \Phi = G_p R$ . Величины потоков задаются в килограмм-молях, составы в молярных долях. Количество пара в колонне  $G$  рассчитывается по уравнению:

$$G = L + D = G_p(R + 1). \quad (10)$$

Решение системы уравнений математического описания производится потарелочным расчетом в направлении от куба колонны к дефлегматору в последовательности:

1. Задается начальное значение концентрации компонента в кубе колонны  $x_w$ , например равное составу питания  $x_f$ .
2. Рассчитывается уравнение (2) состав пара  $u_w^*$ , уходящего из куба колонны.
3. Определяется по уравнению (8) состав жидкости на первой тарелке отпарной секции колонны.
4. Определяются по уравнению (1) состав пара, уходящего тарелки.
5. Определяются по уравнениям (5) для отпарной секции колонны или (6) для укрепляющей состав жидкости на вышерасположенной тарелке.
6. Определяется состав дистиллята  $x_p$ , для чего повторяются расчеты пп.4 и 5 для всех тарелок колонны.
7. Проверяются выполнение общего компонентного баланса колонны для принятого значения  $x_w$  и рассчитанного  $x_p$ :

$$P = W \times x_w + D \times x_p - F \times x_f. \quad (11)$$

Если  $|P| > \varepsilon$ , где  $\varepsilon$  – заданная точность выполнения общего покомпонентного баланса, то изменяется принятое значение концентраций летучего компонента в кубе колонны  $x_w$  и расчет повторяются, начиная с п.2. Если же  $|P| < \varepsilon$ , то расчет заканчивается. Для уточнения значения  $x_w$  используется метод половинного деления.

В результате решения системы уравнения математического описания определяются составы продуктов разделения  $x_p$  и  $x_w$ , а также составы жидкости и пара для всех тарелок колонны. Если в систему уравнений математического описания включить соотношение определяющее температуру кипения жидкости как функцию состава, то можно рассчитать температуры для всех тарелок колонны.

$$T = f(x), \quad (12)$$

Математическая модель может использоваться для исследования различных режимов разделения, а также для расчета статических характеристик колонны по различным каналам, например, по каналам «количества питания – состав продуктов разделения», «состав питания – состав продуктов разделения», и т.п. При наличии зависимости температуры кипения от состава (12) при помощи рассмотренной модели можно найти положение контрольной тарелки в колонне. По температуре жидкости на контрольной тарелке регулируется режим разделения.

#### Литература

1. Берлин М.А. Переработка нефтяных и природных газов / А.М. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков. – М.: Химия, 1981. – 472 с.
2. Барамыгина Н.А. Моделирование процессов промышленной подготовки газов и конденсатов: 17.05.08/ Н.А. Барамыгина: Томский политехнический университет. – Т.: 2006. – 186с
3. Зятиков П.Н. Управление нефтегазовыми технологическими процессами: Методические указания к выполнению контрольных работ. –Т.: НИ ТПУ, 2014.

### РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ О ПРИТОКЕ К ТРЕЩИНЕ ГРП ДЛЯ АНИЗОТРОПНЫХ ПЛАСТОВ

С.Г. Кулышкина

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ С.Н. Харламов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

ГРП является одним из основных методов вовлечения в разработку месторождения нефти и газа, приуроченные к плотным низкопроницаемым карбонатным коллекторам. Такие пласты, как правило, характеризуются трещиноватостью, которая приводит к анизотропии проницаемости. В данной работе рассматривается плоское стационарное течение однородной несжимаемой жидкости в анизотропном по проницаемости пласте, содержащем вертикальную трещину гидроразрыва эллиптической формы, заполненную однородной изотропной пористой средой. Предполагается, что фильтрация в пласте и в трещине подчиняется закону Дарси. На основе решения задачи о притоке к трещине конечной проводимости в кусочно-однородно анизотропном пласте оценивается влияние анизотропии пласта на дебит скважины после гидроразрыва.

Исследуется плоская стационарная фильтрация однородной жидкости в анизотропном пласте, обусловленная точечным источником (стоком) интенсивности  $Q$ , расположенным в центре эллиптического включения с полуосями  $l$ ,  $w$ . Предполагается, что оси включения, моделирующего трещину, параллельны главным осям тензора проницаемости пласта. Пласт является кусочно-однородным; границы областей, различающихся по проницаемости  $k_j = \sqrt{k_{xj}/k_{yj}}$  и коэффициенту анизотропии  $\gamma_j = \sqrt{k_{xj} \cdot k_{yj}}$ , представляют собой соосные эллипсы с центром в начале координат и полуосями  $a_j$ , и  $b_j$ , причем  $a_j^2 - b_j^2 \gamma_j^2 = a_{j-1}^2 - b_{j-1}^2 \gamma_j^2 = f_j^2$ , , , индекс  $j = 1, 2, \dots, N$  соответствует номеру области (рис. 1);  $k_{Xj}$ ,  $k_{Yj}$  - главные значения тензора проницаемости. Предполагается, что пласт имеет постоянную толщину  $h$ . Включение, моделирующее трещину гидроразрыва, характеризуется  $k_f =$  проницаемостью и полуосями  $l = aN$  и  $w = bN$ , соответствующими полудлине и полуширине трещины. Если движение жидкости в пласте и в трещине подчиняется линейному закону фильтрации, то давление  $p_j$  и компоненты скорости  $v_{xj}$ ,  $v_{yj}$  в каждой области, включая трещину, которой соответствует индекс  $j=N+1$ ,

определяются уравнениями  $\chi_j^2 \frac{\partial^2 v_j}{\partial x_j^2} + \frac{\partial^2 v_j}{\partial y_j^2} = 0$ ;  $v_{xj} = \frac{k_{xj} \partial v_j}{\mu \partial x} = 0$ ;  $v_{yj} = \frac{k_{yj} \partial v_j}{\mu \partial y} = 0$

Здесь  $\mu$ - вязкость жидкости. Границы областей задаются следующим образом:  
 $X_{cj} = a_j \cos(t), Y_{cj} = b_j \sin(t), 0 \leq t \leq 2\pi, 1 \leq j \leq N$

Преобразование координат и компонент скорости  $X_j = \chi_j^{-0.5} X, Y_j = \chi_j^{0.5} Y, V_{xj} = \chi_j^{-0.5} v_{xj}, V_{yj} = \chi_j^{0.5} v_{yj}$  позволяет перейти в каждой области к эквивалентному течению в изотропной среде с проницаемостью  $k_j$  и ввести комплексный потенциал этого течения  $\Phi_j = \varphi_j + i\psi_j$ , где  $\varphi_j = k_j h r_j / \mu$  - потенциал,  $\psi_j$  - функция тока эквивалентного течения. Выражения для комплексного потенциала в каждой из областей имеют вид [1]:

$$\Phi_1 = \frac{q_1}{2\pi} \ln Z_1 + k_1 \sum_{n=1}^{\infty} G_{1n} Z_1^{2n}, \Phi_j = \frac{q_j}{2\pi} \ln Z_j + k_j \sum_{n=1}^{\infty} G_{jn} Z_j^{2n}, 2 \leq j \leq N, \Phi_{N+1} = \frac{q_{N+1}}{2\pi} \ln Z_{N+1} + k_{N+1} \sum_{n=0}^{\infty} G_{N+1n} Z_{N+1}^{2n} \quad (2)$$

Здесь  $G_{jn}$  - произвольные вещественные коэффициенты;  $Z_j = X_j + iY_j$  - комплексная переменная в области  $j$ . Пусть  $Z_{cj}, Z_{ej}$  - значения переменной  $Z_j$  соответственно на внутреннем и внешнем контурах области  $j$ . Тогда уравнения контуров (2) принимают вид:

$$Z_{cj} = \frac{f_j}{z_j^{0.5} a_{cj}} e^{i\alpha} (1 + q_{1j}^2 e^{-2i\alpha}), 1 = c, e; \quad (3), \quad q_{ej} = \sqrt{\frac{e_j - b_j X_j}{e_j + b_j X_j}}; \quad q_{ej} = \sqrt{\frac{e_j - a_j - b_j - i X_j}{e_j - a_j + b_j - i X_j}} \quad (4)$$

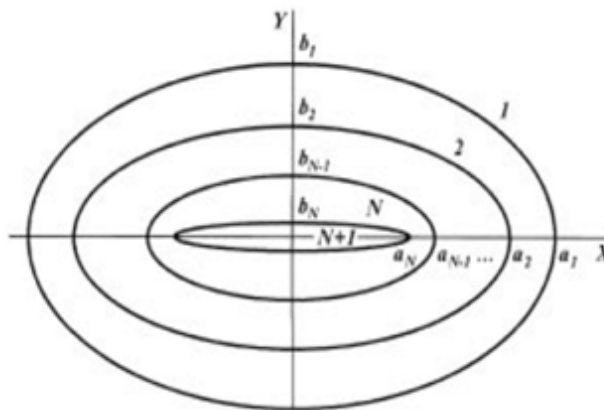


Рис. 1. Схема кусочно-однородного анизотропного пласта

На линиях раздела областей давление и нормальная компонента скорости  $vn$  должны быть непрерывны. Пусть  $s$  и  $S_j$  - соответственно длина дуги линии раздела в плоскости  $(x,y)$  и ее образа при преобразовании координат  $(X_j, Y_j)$ .

Учитывая, что  $vn(x,y) = V_{nj}(X_j, Y_j) ds_j / ds = \partial \Psi_j(X_j, Y_j) / \partial s$ , получим условия сопряжения решений (3) на границах (4)

$$\frac{1}{k_j} \operatorname{Re} \Phi_j(Z_{cj}) = \frac{1}{k_{j+1}} \operatorname{Re} \Phi_{j+1}(Z_{c,j+1}), \operatorname{Im} \Phi_j(Z_{cj}) = \Phi_{j+1}(Z_{c,j+1}), 1 \leq j \leq N$$

Согласно данной модели, авторами [1] была получена формула эффективного радиуса скважины с трещиной ГРП в однородном - анизотропном пласте:

$$\ln r_c = \ln \frac{h}{2\pi k_1 a_{c1}} - (1 + \lambda_2) \sum_{n=1}^{\infty} \frac{a_{c1}^{2n} b_{c1}^{2n}}{n [1 + q_{c1}^{4n}]} \quad (5)$$

А также формула притока к одиночной трещиной трещине конечной проводимости от удаленного контура в кусочно-однородном анизотропном пласте:

$$Q = Q_0 \frac{\ln R_c / r_w}{\ln R_c / r_c}, Q_0 = \frac{2\pi k_1 h (P_c - P_w)}{\mu \ln R_c / r_w} \quad (6)$$

Где  $R_c$  - радиус контура питания скважины,  $r_w$  - радиус скважины,  $r_e$  - эффективный радиус скважины с трещиной гидроразрыва,  $Q_0$  - дебит скважины без трейны гидроразрыва в однородном изотропном пласте с проницаемостью  $k_1$ ,  $h$  - эффективный радиус пласта. В однородном анизотропном пласте с эллиптическим

$$Q = Q_0 \frac{\ln R_c / r_w}{\ln \left[ \frac{r_w k_1^2}{r_w k_1^2 + r_w k_j^2} \right]} \quad (7)$$

контуром дебит скважины вычисляется по формуле:

Для оценки влияния анизотропии на эффективность гидроразрыва пласта рассчитаем безразмерный дебит  $Q/Q_0$  в однородном анизотропном пласте в зависимости от от полудлины дрещины  $a_1$  и коэффициента анизотропии  $\lambda_1$ . Расчеты проведены по формулам (5), (6), (7). Данные для расчетов взяты для скважины №973 Самотлорского метосрождения, для которой радиус контура питания равен  $R_c=500$  м, радиус скважины  $r_w=0.108$  м, половина раскрытия трещины  $0,002$  м., а коэффициент анизотропии трещины равен  $\lambda_2=1$ .

Таблица 1

Результаты расчетов отношения  $Q/Q_0$

$-\lambda$	$a_1$	$x_1=0,1$	$x_1=0,5$	$x_1=1$	$x_1=5$
1	10	2,444	1,982	1,833	1,560
	28	3,482	2,614	2,361	1,927
	50	4,576	3,186	2,817	2,221
	100	7,331	4,315	3,666	2,716
0,999	10	2,419	1,945	1,787	1,482
	28	3,456	2,582	2,323	1,870
	50	4,549	3,157	2,785	2,175
	100	7,294	4,286	3,636	2,680
0,995	10	2,405	1,923	1,760	1,431
	28	3,451	2,575	2,315	1,858
	50	4,546	3,153	2,780	2,169
	100	7,292	4,284	3,634	2,677

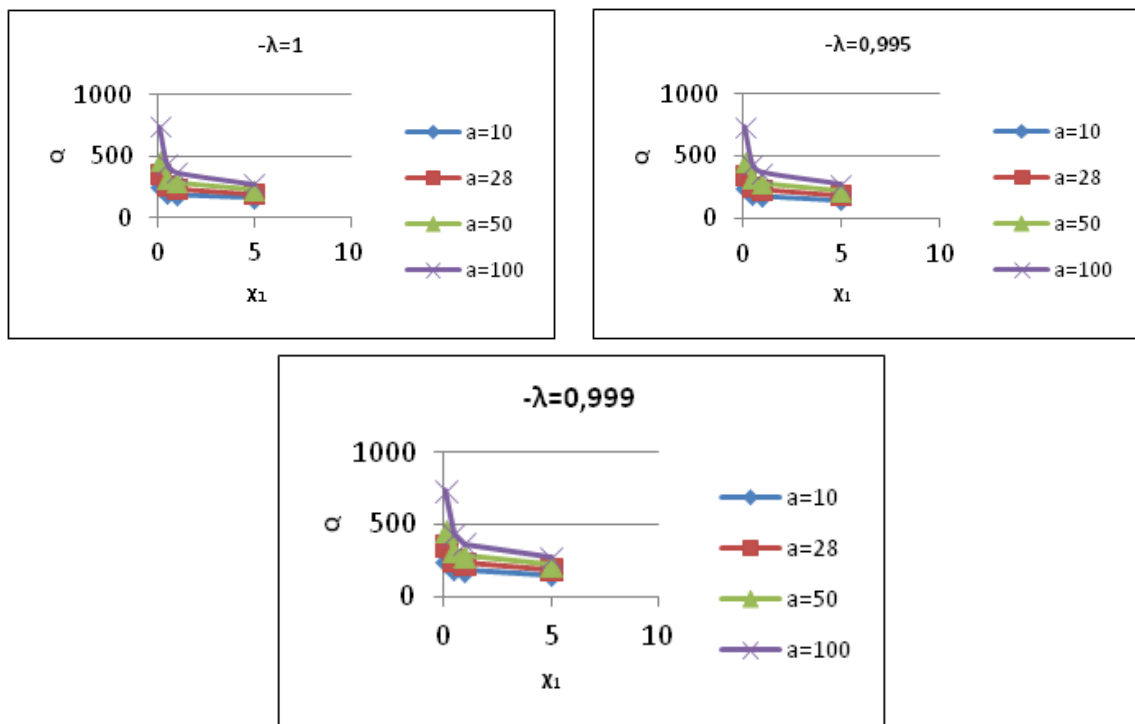


Рис.2. Графики зависимостей дебита после ГРП от коэффициента анизотропии для различных значений полудлины трещины

Данные результаты показывают, что гидроразрыв в анизотропном пласте приводит к максимальному увеличению дебита (то есть максимальному значению безразмерного дебита при меньших значениях  $\lambda$ ). Такие случаи возможны, например, если трещина ГРП перпендикулярно системе естественных трещин пласта. Также необходимо отметить, что значения дебита выше при  $\lambda = -1$ , что соответствует идеальной трещине.

В реальных условиях и современных методах проведения гидроразрыва направления образованной трещины и естественных трещин совпадают (то есть  $\lambda > 1$ ), а также присутствует различия между проницаемостью пласта и трещины. В анизотропных пластах при  $\lambda > 1$  эффективность гидроразрыва ниже, чем в изотропных. А также увеличение дебита при росте трещины в анизотропных пластах тем медленнее, чем больше коэффициент анизотропии. При сильной различии проницаемости пласта и трещины, влияние коэффициента анизотропии возрастает. При  $\lambda = -1$  эффективный радиус скважины, пересеченной трещиной, определяется как  $a_1 \lambda^{-0.5} / 2$  [1].

Достоверность полученных расчетов подтверждает сравнение с фактическим дебитом на данной скважине. При интерпретации ГДИС скважины №973 с средним фактическим дебитом 100 т/сут была выявлена трещина длиной 28 м. Для трещины конечной проводимости рассчитанный по данной методике дебит получился равен 108 т/сут.

**Выводы:**

1. На основе найденного аналитического решения задачи о притоке жидкости к трещине в анизотропном пласте показано, что если ось естественных трещин совпадает с осью образованной после ГРП, то анизотропия пласта негативно сказывается на эффективности гидроразрыва.
2. Данное негативное влияние при росте трещины тем сильнее, чем больше коэффициент анизотропии.
3. При учете коэффициента анизотропии, полученное значение дебита близко к фактическому на скважине.

**Литература**

1. Р.Д. Каневская. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта М.: Недр-Бизнесцентр, 1999. - 212 с.: ил. - ISBN 5-8365-0009-6.
2. Economides, Michael J. Unified fracture design : bridging the gap between theory and practice / Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valky/Orsa Press
3. Economides, Michael J. Petroleum production system/ Michael Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides/1994 Printece-Hall PTR
4. Гидравлический разрыв пласта [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/94-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp> (дата обращения 05.12.15)
5. И.М. Абдурахманов, М.Г. Алишаев, Плоская стационарная фильтрация в пласте, разделенном прямолинейной трещиной. Изв.АН СССР. Механика жидкости и газа.-1973
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидродинамика,- М.: Недр, 1993.-416 с.
7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде.-Москва.Ижевск:НИЦ»Регулярная хаотическая динамика»,2004.-608с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ КРУТИЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ВАЛОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**В.М. Логиновских, Д.А. Черенцов**

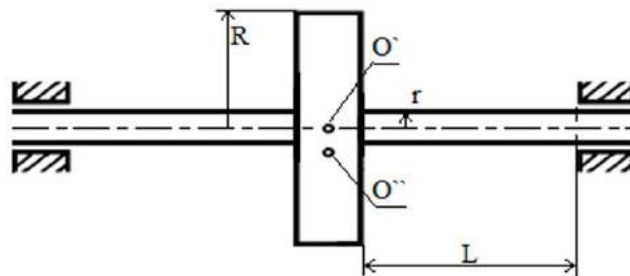
*Научный руководитель: доцент Воронин К.С.*

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия*

Метод виброзащиты насосных агрегатов (НА) с помощью отстройки от резонансных частот, предполагает наличие значений свободных частот НА и частот возмущающей силы. В [1] свободные крутильные колебания цилиндрического вала с закрепленными на нем  $n$  дисками определены, пренебрегая массой вала по сравнению с массой диска.

Ниже представлена методика для определения свободных частот крутильных колебаний НА, полученная с помощью уравнения Лагранжа второго рода.

Схематично система изображена на рис. 1



**Рис. 1. Система - вал и жестко закрепленный диск**

За обобщенную координату принимается угол закручивания вала -  $\varphi$ .

Уравнение Лагранжа второго рода для свободных крутильных колебаний НА имеет следующий вид:

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{\partial T}{\partial \dot{\varphi}} \right) + \frac{\partial \Pi}{\partial \varphi} = \frac{\partial T}{\partial \varphi} \quad (1)$$

где  $t$  - время, с;  
 $T$  - кинетическая энерг  
 $\Pi$  - потенциальная энергия.

Выражение для кинетической энергии системы - вал и жестко закрепленный диск будет складываться из кинетической энергии вращения вала и диска:

$$T = \frac{(M(R^2 + r^2) + m r^2)}{4} \dot{\varphi}^2 \quad (2)$$

где  $M$  - масса диска, кг;

- $R$  – внешний радиус диска, м;  
 $r$  – радиус вала, м;  
 $m$  – масса вала, кг.

Потенциальная энергия системы определится как:

$$\Pi = \frac{GI_p}{L} \varphi^2 \quad (3)$$

- где  $G$  – модуль упругости второго рода, Па;  
 $I_p$  – полярный момент инерции, м<sup>4</sup>;  
 $L$  – расстояние от подшипника до диска, м.

Подставляя выражения частных производных в уравнение Лагранжа, получим дифференциальное уравнение второго порядка с постоянными коэффициентами:

$$\frac{(M(R^2 + r^2) + mr^2)}{2} \ddot{\varphi} + \frac{GI_p}{2L} \varphi = 0 \quad (4)$$

Значение частот свободных крутильных колебаний:

$$k = \sqrt{\frac{GI_p}{(M(R^2 + r^2) + mr^2)L}} \quad (5)$$

Таким образом, было получено выражение для определения частот свободных крутильных колебаний, позволяющих учесть все характеристики вала и диска.

Влияние соотношения массы диска и вала представлены на рисунке 2.

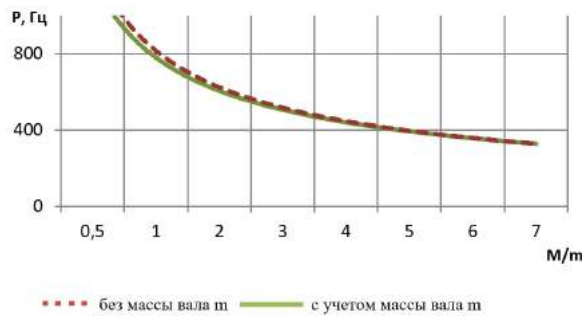


Рис. 2. Влияние отношения масс

Оценка влияния отношения радиусов диска и вала представлены на рис.3.

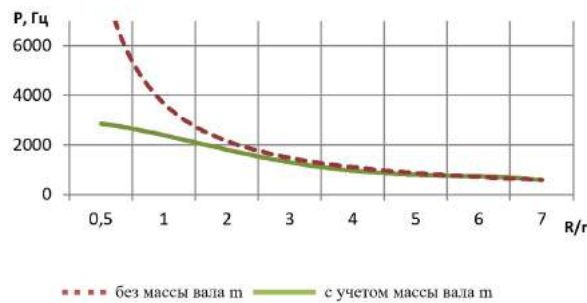


Рис. 3. Влияние отношения радиусов

Таким образом, была получена математическая модель колебательного движения НА, а также произведена оценка влияния различных характеристик на частоты свободных колебаний.

### Литература

1. Воронин К.С. Динамический механизм разрушения линейной части трубопровода при высокочастотном изменении давления. / Естественные и технические науки. 2011. № 5 (55). С. 208-211.
2. Воронин К.С., Земенков Ю.Д. Динамические предвестники нарушения геометрической формы газопровода. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 3. С. 70-72.
3. Дубнищев Ю.Н. Колебания и волны: учеб. пособие / Ю. Н. Дубнищев. - Москва: Лань, 2011. - 384 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х. Теория колебаний в нефтепромысловом деле: учебное пособие для студентов вузов/ Институт компьютерных исследований; Ижевск, 2005. - 364 с.
5. Челомей В. Н. Вибрации в технике: справочник в 6 томах / Т. 3 : Колебания машин, конструкций и их элементов / под ред. Ф. М. Диментберга, К. С. Колесникова. - М.: Машиностроение, 1980. - 544 с.
6. Черенцов Д.А., Пирогов С.П. Исследование затухающих колебаний манометрической трубчатой пружины в вязкой среде. / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 5. С. 66-72.
7. Яблонский А.А. Курс теории колебаний: учебное пособие / А. А. Яблонский, С. С. Норейко. - 4-е изд., стер. - СПб. ; М. ; Краснодар : Лань, 2003. - 248 с.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Г.И. Машуков, С.А. Синяков

Научный руководитель доктор физико-математических наук С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье рассматриваются газопроводы, условия работы которых значительно отличаются от условий работы большинства ныне действующих систем. Речь идет прежде всего о газопроводах с большой разностью высотных отметок, эксплуатируемых при высоких (5-15 МПа) и сверхвысоких давлениях (до 20-35 МПа). В первую очередь это глубоководные газопроводы, а также газопроводы, преодолевающие высокогорные перевалы. Излагается теория и алгоритм расчета установившихся режимов работы подобных газопроводов.

Для расчета установившегося течения сжимаемого газа на участке газопровода используются следующие уравнения:

- Уравнение неразрывности:

$$\frac{d}{dx}(\rho v S) = 0, \quad (1)$$

из которого следует равенство  $Q = \rho v S = const$ , означающее постоянство массового расхода  $Q$  по длине газопровода. [1] Поскольку плотность  $\rho$  газа уменьшается по мере падения давления, из уравнения (1) следует, что в случае постоянства площади  $S = const$ , поперечного сечения газопровода скорость  $v$  газа увеличивается от начала участка к его концу;

- Уравнение движения:

$$\rho v \frac{dv}{dx} = -\frac{dp}{dx} - \frac{4}{d} \tau_w - \rho g \cdot \frac{dz}{dx}, \quad (2)$$

где  $\tau_w = \frac{\lambda}{8 \cdot \rho v^2}$  – касательное напряжение трения на внутренней поверхности трубопровода;

$g$  - ускорение силы тяжести;

$z(x)$  - профиль газопровода;

-  $dz/dx = \sin \alpha$

- Уравнение баланса полной энергии:

$$\rho v S \cdot \frac{d}{dx} \left[ \left( \frac{\alpha_k v^2}{2} + J \right) \right] = \pi d \cdot q_n - \rho v S \cdot g \frac{dz}{dx}, \quad (3)$$

где  $q_n$  - плотность теплового потока, рассчитанная на единицу поверхности трубопровода. [2]

Если в этом уравнении использовать зависимость энтальпии от давления и температуры  $T$ , положив

$J = J(p, T)$ , а также считать, что теплообмен газа с окружающей средой подчиняется закону теплопередачи Ньютона  $q_n = K_T (T - T_{нар})$ , где  $K_T$  - коэффициент теплопередачи и  $T_{нар}$  - наружная температура, будем иметь:

$$\frac{d}{dx} \left( \frac{\alpha_k v^2}{2} \right) + \left( \frac{\partial J}{\partial T} \right) \cdot \frac{dp}{dx} = -\frac{\pi d \cdot K_T}{Q} \cdot (T - T_{нар}) - g \frac{dz}{dx} \quad (4)$$

Здесь  $C_p(p, T)$  – теплоемкость газа при постоянном давлении;  $D_r(p, T)$  – коэффициент Джоуля-Томсона;

- Уравнение состояния реального газа

$$p = Z(p, T) \cdot \rho R T, \quad (5)$$

где  $Z$  - коэффициент сжимаемости;  $R$  - газовая постоянная.

С помощью уравнения состояния реального газа основные термодинамические коэффициенты можно выразить через функцию  $Z(p, T)$ . В частности, выражение для связи теплоемкостей при постоянном давлении и постоянном объеме для реального газа имеет вид [5]:

$$C_p - C_v = -\frac{T}{\rho^2} \left( \frac{\partial p}{\partial T} \right)_\rho \left( \frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p,$$

Выразив производные, входящие в это выражение, через давление и температуру с помощью уравнения состояния  $p = Z(p, T) \rho R T$ , получим:

$$C_p(p, T) = C_v + R \cdot \frac{\left[ Z + T \left( \frac{\partial Z}{\partial T} \right)_\rho \right]^2}{Z - p \left( \frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T}, \quad (6)$$

где  $C_v$  – теплоемкость газа при постоянном объеме. Для совершенного газа  $Z = 1$ , поэтому  $C_p - C_v = R$ . Для реального газа разность  $C_p - C_v > R$ .

Коэффициенте,  $D_r(p, T)$  Джоуля-Томсона представляется формулой [4]:

$$D_*(p, T) = -\frac{1}{C_p(p, T)} \cdot \frac{\rho + T \left( \frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p}{\rho^2},$$

где теплоемкость  $C_p(p, T)$  определяется выражением (6) [3]. Используя уравнение состояния газа, получаем для этого коэффициента выражение

$$D_*(p, T) = -\frac{1}{C_p(p, T)} \cdot \frac{T}{\rho Z} \left( \frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p, \quad (7)$$

Для совершенного газа  $Z \equiv 1$ , поэтому  $D_* \equiv 0$ .

Необходимо отметить, что эффект Джоуля-Томсона может изменять направление своего действия на обратное, если  $(dZ/dT)_p$  производная изменяет знак с положительного на отрицательный. Если основываться на известных диаграммах  $Z(p, T)$  природного газа, речь идет о давлениях  $\approx 35\div 40$  МПа. Уравнения (1-7) образуют замкнутую систему уравнений для расчета установившихся неизотермических течений газа в трубопроводе с произвольным профилем.

Если в уравнении (2) движения газа выразить касательное напряжение  $\tau_w$  на внутренней поверхности трубы согласно формуле  $\tau_w = \frac{\lambda}{8 \cdot \rho v^2}$ , то систему уравнений для расчета установившихся режимов работы

магистральных газопроводов можно представить в виде:

$$\begin{cases} \rho v \frac{dv}{dx} + \frac{dp}{dx} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho v^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx}, \\ \frac{d}{dx} \left[ \left( \frac{v^2}{2} + J \right) \right] = -\frac{\pi d \cdot K_T}{Q} (T - T_i \alpha \delta) - g \frac{dz}{dx}, \\ p = Z(p, T) \cdot \rho R T \end{cases} \quad (8)$$

Так как массовый расход газа  $Q = \rho v S = \text{const}$ , то скорости является зависимой переменной и определяется через расход:  $v = Q/(\rho S)$ . Следовательно уравнения (8) сводятся к системе двух обыкновенных дифференциальных уравнений

$$\begin{cases} a_1(p, T) \frac{dp}{dx} + b_1(p, T) \frac{dT}{dx} = c_1(p, T, x), \\ a_2(p, T) \frac{dp}{dx} + b_2(p, T) \frac{dT}{dx} = c_2(p, T), \end{cases}$$

для двух функций - давления  $p(x)$  и температуры  $T(x)$ .

$$\text{где } a_1(p, T) = \frac{1}{(Q/S)^2} - \frac{RT}{p^2} \cdot \left[ Z - p \left( \frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right], \quad b_1(p, T) = \frac{\partial}{\partial T} \left( \frac{1}{\rho} \right) = \frac{R}{p} \cdot \left[ Z + T \left( \frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right],$$

$$c_1(p, T, x) = \frac{1}{(Q/S)^2} \left[ \frac{\lambda}{2d} \frac{(Q/S)^2}{\rho} + \rho g \frac{dz}{dx} \right], \quad a_2(p, T) = \left( \frac{\partial J}{\partial p} \right)_T - \frac{1}{\rho} = -\frac{RT}{p} \left[ Z + T \left( \frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \right],$$

$$b_2(p, T) = \left( \frac{\partial J}{\partial T} \right)_p = C_p(p, T) = C_V + R \cdot \left[ Z + T \left( \frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \right]^2 \left/ \left[ Z - p \left( \frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \right] \right., \quad c_2(p, T) = -\frac{\pi d \cdot K_T}{Q} (T - T_i \alpha \delta) + \frac{\lambda}{2d} \frac{(Q/S)^2}{\rho^2}.$$

### Литература

- 1 Кириллин А.В., Сычев В.В., Шейндлин А.Е. Техническая термодинамика. – М., Энергоатомиздат, 1983 – С. 66 – 70
- 2 Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М., Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012 – С. 24 – 170
- 3 Новоселов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. – М., Недра, 1982 – С. 56
- 4 Ходанович И.Е., Кривошеин Б.Л., Бикчентай Р.Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов. – М., Недра, 1971 – С. 24
- 5 Чарный И.А. Основы газовой динамики. – М., Гостоптехиздат, 1961 – С. 16 – 20



## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ

И.Е. Меркурьев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование нефти как одного из источников энергии приводит к загрязнению окружающей среды. Загрязнение почв происходит в местах добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти. Перед началом дорогостоящих работ по экскавации грунта необходимо знать глубину проникновения загрязнителя. В этом нам может помочь математическое моделирование, которое позволяет оценить величину загрязненной зоны.

Понятие математической модели процесса

Основными уравнениями, которые описывают движение нефти в грунте, являются уравнение сохранения массы и уравнение сохранения импульса, которое сводится к закону фильтрации Дарси.

Закон сохранения массы и закона фильтрации Дарси для трехмерного течения имеют вид:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \bar{u}) = 0,$$

где  $m$  – пористость грунта;

$s$  – насыщенность;

$t$  – время;

$\rho$  – плотность;

$\bar{u}$  – скорость.

$$\bar{u} = -k \frac{k(s)}{\mu} (\nabla p - \rho \bar{g}),$$

где  $k$  – проницаемость пористой среды;

$\mu$  – вязкость;

$p$  – фазовое давление;

$\bar{g}$  – ускорение свободного падения.

Подставим в уравнение неразрывности закон Дарси, в результате чего с учетом соотношения для капиллярного давления получим [1]:

$$(k_1 + \mu_0 k_2) \frac{\partial p}{\partial z} = k_1 \rho_1 g - \mu_0 k_2 \frac{\partial p_c}{\partial z} + \mu_0 k_2 \rho_2 g,$$

где  $k_1, k_2$  – фазовые проницаемости нефти и воздуха соответственно;

$\mu_0$  – отношение вязкостей нефти и воздуха;

$\rho_1, \rho_2$  – плотность нефти и воздуха соответственно;

$p_c$  – функция капиллярного давления.

Проведем соответствующие преобразования и получим систему уравнений:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \left( \left( -\frac{k}{\mu_1} \frac{\mu_2}{\mu_1} \frac{k_1(s)k_2(s)}{k_1(s) + k_2(s)} \right) \frac{\partial p_c(s)}{\partial z} \right) - \frac{k}{\mu_1} \frac{\partial}{\partial z} \frac{\mu_2}{\mu_1} \frac{k_2(s)}{k_1(s) + k_2(s)} \rho_1 g + \frac{k}{\mu_1} \frac{\partial}{\partial z} \frac{\mu_2}{\mu_1} \frac{k_1(s)k_2(s)}{k_1(s) + k_2(s)} \rho_2 g.$$

Введем обозначения:  $\psi = \frac{k_1 k_2}{\left( k_2 + \frac{\mu_2}{\mu_1} k_1 \right)}$  и  $F = \frac{k_2}{\frac{\mu_2}{\mu_1} k_1 + k_2}$ .

Уравнение перепишем в виде:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( -\frac{k}{\mu_1} \psi \frac{\partial p_c(s)}{\partial z} \right) + \frac{k}{\mu_1} \frac{\partial \psi}{\partial z} \rho_2 g - \frac{k}{\mu_1} \frac{\partial F}{\partial z} \rho_1 g.$$

Чтобы установить связь между капиллярным давлением  $D_h$ , пористостью и проницаемостью среды воспользуемся функцией Леверетта:

$$J(s) = \frac{\sqrt{k/m}}{\sigma \cos \theta} P_c(s), \quad P_c(s) = \frac{\sigma \cos \theta}{\sqrt{k/m}} J(s),$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение;

$\theta$  – угол смачивания.

С учетом функции Леверетта соотношение (6) можно преобразовать к виду:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( a(s) \frac{\partial s}{\partial z} \right) - \frac{k \rho_1 g}{\mu_1} \frac{\partial F}{\partial z},$$

$$\text{где } a(s) = -\frac{k}{\mu_1} \psi \frac{\partial p_c}{\partial s} = a_0 \psi \frac{\partial J(s)}{\partial s}, \quad a_0 = -\frac{\sigma \cos \theta}{\mu_1} \sqrt{km}.$$

Введем начальные и граничные условия:

$$\text{– при } t = 0: s(z, 0) = 0,$$

– на верхней границе условие для насыщенности нефтью записывается следующим образом:  $s(0, t) = s_0$ ,

$$\text{– на нижней границе при } \frac{\partial s}{\partial z} = 0: \frac{\partial s}{\partial z} = 0.$$

Универсальным методом приближенного решения дифференциальных уравнений является метод разностных сеток.

Построим разностную схему с помощью равномерной сетки с шагом  $h_z$  по переменной  $z$  и шагом  $\tau$  по времени  $t$ . Получим следующую сеточную область [2]:

$$w_{h,\tau} = \{z = ih_z (0 \leq i \leq n_z), t_j = j\tau (0 \leq j \leq n_t)\}, \quad \Delta z = h_z, n_t = \frac{T}{\tau}.$$

Заменяем производные во внутренних узлах сеточной области конечно-разностными отношениями. В результате получим неявную абсолютно устойчивую разностную схему:

$$\frac{s_i^{j+1} - s_i^j}{\tau} = \frac{1}{h^2} \left[ a_{i+1/2}^{j+1} (s_{i+1}^{j+1} - s_i^{j+1}) - a_{i-1/2}^{j+1} (s_i^{j+1} - s_{i-1}^{j+1}) \right] + f(s_i^{j+1}),$$

где  $\dots$ ,  $a_{i-1/2}(s) = k \left( \frac{s_{i-1}^{j+1} + s_i^{j+1}}{2} \right)$ ,  $a_{i+1/2}(s) = k \left( \frac{s_i^{j+1} + s_{i+1}^{j+1}}{2} \right)$ .

С аппроксимацией начально-граничных условий

$$s_i^0, j = 0, i = 0, \dots, n_z; \quad s_0^{j+1} = 1, i = 0, j = 0, \dots, n_t - 1.$$

Разностная схема (12) аппроксимирует исходное уравнение с заданной погрешностью  $O(\tau + h^2)$ .

Предпочтительно искать решение разностной схемы (12) методом прогонки. Преобразуем неявную разностную схему

$$A_i s_{i-1}^{j+1} - C_i s_i^{j+1} + B_i s_{i+1}^{j+1} = -F_i, \quad 0 < i < n,$$

$$\text{где } A_i = \frac{\tau}{h^2} a_{i-1/2}^{j+1},$$

$$B_i = \frac{\tau}{h^2} a_{i+1/2}^{j+1},$$

$$C_i = 1 + A_i + B_i,$$

$$F_i = s_i^j + \tau f_i^j,$$

с краевыми условиями:

$$s_0 = \chi_1 s_1 + \nu_1, \quad s_n = \chi_2 s_{n-1} + \nu_2$$

Численное решение задачи получим по следующему алгоритму, используя формулы метода прогонки:

$$\alpha_{i+1} = \frac{B_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad \beta_{i+1} = \frac{A_i B_i + F_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n-1$$

$$s_i = \alpha_{i+1} s_{i+1} + \beta_{i+1}.$$

Прогночные коэффициенты  $\alpha_1, \beta_1$  определяем из краевого условия на левом конце,  $s_n$  определяем из краевого условия на правом конце и последнего из уравнений (14) при  $i = n-1$

$$s_0[0] = 1, \alpha_1 = 0, \beta_1 = s_0[0], \quad s_n = \frac{\nu_2 + \chi_2 \beta_n}{1 - \chi_2 \alpha_n}.$$

При окончании итерации (12) используем условие точности сходимости итераций  $\max_i |s_i^{j+1} - s_i^j| \leq \varepsilon$ .

Вычислительный алгоритм реализуется при помощи компьютерной модели.

Построенная модель позволяет определить скорости фильтрации в грунте в любой момент времени, распределение давления  $s_p$  и насыщенности  $s_f$ .

## Литература

1. Молокова, Н.В. Математическое моделирование процессов нефтезагрязнения пористой среды // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета. Вып. 5. – Красноярск, 2010. – С. 142 – 148.
2. Тихонов А.Н. Разностные методы решения многомерных задач / А.Н. Тихонов, А.А. Самарский. – М.: Наука, 1989. – 320 с.

## РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**Д.С.Мигачёва, Д.В. Педаш**

**Научный руководитель доктор физико-математических наук, профессор С.Н. Харламов  
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В процессе бурения в скважине происходит циркуляция потока жидкости, которая является не только средством для удаления продуктов разрушения (шлама), но и главным фактором, обеспечивающим эффективность процесса бурения. При бурении жидкость циркулирующую принято называть буровым раствором или промывочной жидкостью.

Промывочные жидкости относятся к классу неньютоновских жидкостей. Это значит, что у таких жидкостей вязкость - величина не постоянная. Она в любой момент времени будет зависеть от напряжения сдвига и скорости деформации (скорости сдвига). Понятия скорости сдвига и напряжения сдвига применимы к движению любых жидкостей. В пределах циркуляционной системы скорость сдвига зависит от средней скорости движения жидкости в той форме циркуляционного пространства, в которой оно происходит. Таким образом, скорость сдвига выше в геометрических формах небольшого размера (внутри буровой колонны) и ниже в формах большого размера (таких, как затрубное пространство). Изменения в подаче насоса влияют на скорость сдвига бурового раствора, во всей циркуляционной системе, хотя форма циркуляционного пространства может меняться. Более высокие скорости сдвига обычно вызывают возникновение силы сопротивления напряжению сдвига большей величины. Поэтому, напряжения сдвига в буровой колонне превышают напряжения сдвига в затрубном пространстве. Сумма потерь давления во всей циркуляционной системе (давление на выходе насоса) часто ассоциируется с напряжением сдвига, в то время, как подача насоса связывается со скоростью сдвига. Это взаимоотношение между скоростью сдвига и напряжением сдвига жидкости и определяет характер её движения.

Буровой раствор должен совершать важные функции, которые направлены на эффективное, экономичное и безопасное выполнение и завершение процесса бурения. В настоящее время состав и свойства бурового раствора стали объектом научных исследований и анализа.

Одной из важнейших функций бурового раствора является предупреждение попадания пластового флюида будь то газ, нефть или вода, в ствол скважины. В том случае, когда в скважину попадает один из названных пластовых флюидов, говорят, что произошло флюидопроявление. Основным параметром, который отвечает за регулирование давления бурового раствора на забое является плотность промывочной жидкости. Необходимое давление промывочной жидкости определяется геологическими параметрами месторождения. Чем выше давление горных пород на забое скважины, тем больше должна быть плотность бурового раствора. Плотность регулируется специальными химически инертными добавками, такими как мел и барит. На промысле определение плотности раствора определяется специальными рычажными весами.

Условная вязкость определяется как сопротивление течению и обычно на промыслах её определяют с площадью вискозиметра (воронки) Марша. Вязкость по вискозиметру Марша это скорость течения раствора, которая измеряется в метрических единицах - секундах на 1000 мл. Ни одно из значений вязкости, полученных с помощью вискозиметра Марша, нельзя считать правильным для всех буровых растворов. То, что верно для одной площади, может не соответствовать действительности на другой площади, однако в общих случаях применимо эмпирическое правило.

Пластическая вязкость обычно определяется как та часть сопротивления течению жидкости, которая вызывается механическим трением. Пластическая вязкость определяется главным образом:

- Концентрацией твердой фазы;
- размером и формой частиц твердой фазы;
- вязкостью жидкой фазы.

Любое увеличение общей площади поверхности частиц приведёт к повышению пластической вязкости. Например, при разделении частицы твердой фазы пополам общая площадь поверхности двух половинок будет больше площади поверхности одной частицы. Площадь поверхности плоской частицы больше площади поверхности сферической частицы при одинаковых объёмах частиц. Чаще всего, однако, повышение пластической вязкости является результатом увеличения содержания твердой фазы в буровом растворе. Часть твердой фазы намеренно вводится в буровой раствор. Например, бентонит обеспечивает необходимую вязкость и регулирует водоотдачу, в то время как барит добавляется для утяжеления бурового раствора. Существует хорошее правило, согласно которому вязкость бурового раствора не должна быть выше той, которая обеспечивает вынос шлама и поддерживает барит во взвешенном состоянии. Когда буровой раствор не выполняет эти функции, необходимо повысить предельное динамическое напряжение сдвига, а не пластическую вязкость. Т.к. буровой шлам отрицательно влияет на свойства бурового раствора, то его присутствие в растворе нежелательно. В процессе бурения происходит постоянное поступление шлама в буровой раствор, что приводит к увеличению содержания твердой фазы бурового раствора. Если буровой шлам своевременно не удалять из бурового раствора, то в процессе его циркуляции и рециркуляции будет происходить непрерывное его измельчение. В результате

произойдет значительное повышение вязкости бурового раствора. Существует три способа регулирования содержания твёрдой фазы в буровом растворе:

- Разбавление или замена бурового раствора;
- осаждение бурового раствора;
- механическая очистка бурового раствора.

Пределы текучести (предельное динамическое напряжение сдвига), вторая составляющая сопротивления течению бурового раствора, является мерой электрохимических сил или сил притяжения в буровом растворе. Эти силы, обусловленные отрицательными и положительными зарядами, расположенными на поверхности или вблизи поверхности частиц. Предел текучести является мерой этих сил при течении бурового раствора и определяется следующим:

- Поверхностными свойствами частиц твёрдой фазы;
- объёмной концентрацией твердой фазы;
- электрическими полями этих частиц (концентрацией и типом ионов жидкой фазы бурового раствора.)

Предел текучести - это та часть сопротивления течению, которая регулируется над лежащей химической обработкой. По мере уменьшения сил притяжения в результате химобработки предел текучести будет уменьшаться. Уменьшение предела текучести также приведет к уменьшению кажущейся вязкости. Предел текучести можно понизить следующими методами:

– Валентностью разрушенных связей в результате измельчения глинистых частиц, которые нейтрализуются адсорбцией некоторых отрицательных ионов на концах глинистых частиц. Эти остаточные валентности почти полностью нейтрализуются такими химреагентами, как танин, лигнин, сложные фосфаты, лигносульфонаты, и т.д. Ранее возникшие силы притяжения нейтрализуются химреагентами, а основной отрицательный заряд глинистой частицы превалирует, так что частицы твёрдой фазы отталкивают друг друга.

– в случае загрязнения раствора кальцием или магнием ионы, вызывающие появление сил притяжения, удаляются как нерастворимый осадок, уменьшая силу притяжения и предел текучести.

– для понижения предела текучести можно использовать воду, но если концентрация твёрдой фазы не слишком высока, то этот способ будет малоэффективным и дорогостоящим. Добавление воды может привести к нежелательным изменениям других свойств бурового раствора. Это относится особенно к утяжеленным буровым растворам, когда происходит увеличение водоотдачи и понижение плотности бурового раствора (что вызывает необходимость повторного утяжеления раствора).

Во время проведения любой операции бурения очень важно контролировать физические свойства бурового раствора. Параметры раствора поддерживаются на уровне, обеспечивающем оптимальное бурение скважины. К наиболее важным свойствам бурового раствора, которые необходимо постоянно держать под контролем - это вязкость и прочность геля (предельное СНС).

Прочность геля не является составной частью бингамовской пластической модели, но будет рассмотрена в этом разделе, т.к. она аналогична пластической вязкости и пределу текучести. Если на буровой раствор в течение определенного периода времени действовать нулевой или близкой к нулевой скоростью сдвига, то раствор приобретёт жёсткую или полужёсткую гелеобразную структуру. Это свойство буровых растворов называется тиксотропностью. Степень гелеобразования наряду с типом прочности геля имеет большое значение для поддержания во взвешенном состоянии бурового шлама и утяжелителя. Нельзя допускать, чтобы гелеобразование превышало значение, достаточное для выполнения этих двух функций. Чрезмерное гелеобразование может привести к следующим осложнениям:

- Вовлечение воздуха или газа в буровой раствор;
- Чрезмерное высокие давления при возобновлении циркуляции после спуска –подъёмов;
- Понижение скорости осаждения песка и бурового шлама в отстойниках, приводящее к увеличению содержания шлама в буровом растворе;
- Чрезмерным поршневанием при подъёме бурильного инструмента;
- Чрезмерной пульсацией давления (гидравлический удар) при спуске инструмента в скважину;
- Невозможностью спустить в скважину каротажный инструмент.

Прочность геля и предел текучести являются мерой сил притяжения в буровом растворе. Начальная прочность геля характеризует статические силы притяжения, в то время как предел текучести характеризует динамические силы притяжения. Поэтому буровой раствор с избыточными значениями начальной прочности геля обрабатывается так же, как раствор с избыточными значениями предела текучести.

### Литература

1. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. Нестационарные движения вязко-пластичных сред. – М.:Изд-во МГУ, 1970 –415 с..
2. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973 – 304 с.
3. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам /А.Н. Ананьев. –Волгоград:Интернешнл Касп Флюидз. – 2000. – 142.
4. З. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) [Текст]: пер. с англ./Дж.Р. Грей, Г.С.Г Дарли. – М: Недра. – 1985. –509 с

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА КАЧЕСТВО ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В УСЛОВИЯХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Е.В. Николаев

Научный руководитель д.ф.-м.н., профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

*Введение.* При проектировании и эксплуатации оборудования нефтегазового промысла важным является оптимизация параметров работы. При этом эффективное прогнозирование явлений сепарации, обусловленных фазовыми переходами и структурной нестабильностью компонентного состава и теплофизических свойств, является немаловажным составляющим.

В настоящее время существует большое количество эмпирических уравнений, с различной степенью точности позволяющих прогнозировать термодинамические процессы в углеводородных средах. Известно, что в практике прикладных расчетов состава вязких систем очень популярны модели с многокоэффициентными, а также полиномиальными связями между искомыми параметрами. В частности, наиболее удобными, относительно простыми и корректными в сравнении с имеющимися опытными данными являются полиномиальные уравнения состояния. Чувствительные к реальным возмущениям в рабочем процессе они прогнозируют свойства чистых веществ и смесей с большей надежностью в сравнении с моделями, включающими многокоэффициентные уравнения состояния. Стоит заметить, что отдельный анализ достоинств методик прогноза свойств углеводородных сред по указанным уравнениям, представленный в [1] показывает, что проблемы разделения в смесях еще далеки от завершения и требуют детального исследования, особенно в части эволюции структуры веществ в режимах интенсификации массопереноса.

В силу вышесказанного, целью данной работы является детальный анализ компонентного состава и теплофизических свойств углеводородной газовой системы в режимах функционирования оборудования подготовки нефти: температуры  $T \approx 0-70^\circ\text{C}$ , давления  $P \approx 0,1-3,5 \text{ МПа}$ .

*Формулировка и верификация физико-математической модели.* Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [2] в программном комплексе Aspen HYSYS. Достоинства HYSYS в моделировании таких процессов достаточно известны [3]. Для углеводородных сред в качестве математической модели, авторами HYSYS, а также многими исследователями рекомендуется уравнение состояния Пенга-Робинсона [4-6], которое качественно превосходит другие уравнения состояния в прогнозировании разделения углеводородных систем. При формулировке модели были приняты следующие физические допущения: 1) режим стационарный; 2) геометрия сепаратора не учитывается; 3) расходы газа и жидкости постоянны; 4) давление и температура в сепараторе постоянны ( $T \approx 0-70^\circ\text{C}$ ,  $P \approx 50-3500 \text{ кПа}$ ); 5) система находится в термодинамическом равновесии; 6) не учитываются тепловые потери через стенку сепаратора за счет температуры окружающей среды; 7) гидравлическое сопротивление емкости и штуцеров сепаратора пренебрежимо малы.

Достоверность результатов моделирования фазового равновесия «жидкость-пар» с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона представлены в [1, 5, 6]. В нашем случае проведен сравнительный анализ наших результатов с данными из [2], получено среднее расхождение по компонентному составу газа 6,8%.

Результаты исследования и их обсуждение. Уравнение состояния Пенга-Робинсона согласно [3] применимо для расчета компонентного состава фаз жидкости и газа в условиях фазового равновесия до 100 МПа. Однако отсутствие детальной информации о распределении компонентов смеси при высоких давлениях требует уточнения при изменении поля температуры. Результаты данного исследования иллюстрируются графиками эволюции параметров процесса сепарации в зависимости от температуры при различных давлениях (рис. 1 и 2).

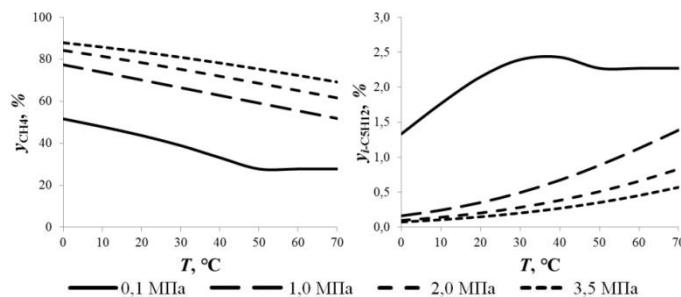


Рис. 1. Зависимость изменения концентраций компонентов газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) метана; б) изопентана

Из рисунка видно, что с увеличением давления кривые стремятся к линейной зависимости, и становятся чуть менее чувствительными к влиянию температуры. Теплофизические свойства газовой смеси с учетом влияния давлений определяются с помощью методов, основанных на принципе соответственных состояний [3]. Некоторые результаты наших расчетов представлены на рисунке 2.

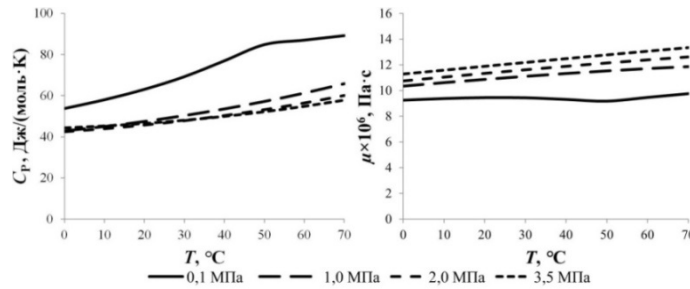


Рис. 2. Зависимость изменения теплофизических свойств газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) удельной теплоемкости; б) коэффициента динамической вязкости

Рисунок 2 показывает, что с повышением давления происходит группирование кривых со стабильным поведением свойств, как и в случае с поведением компонентов смеси (рис. 1). Это свидетельствует о том, что при высоких давлениях поведение компонентного состава и свойств газовой смеси становится более предсказуемым. Если рассматривать критерии подобия, такие как число Прандтля и Льюиса, то в них наблюдаются отличительные от теплофизических свойств распределения в зависимости от температуры для каждого значения давления, так как в них учитываются практически все возмущающие факторы. Таким образом, мы представляем наиболее общую картину поведения многокомпонентной углеводородной газовой среды в процессе сепарации в широком диапазоне изменений давления.

Закключение. В силу недостатка полных экспериментальных исследований, их дороговизны и невозможности их реализации, роль теоретических подходов в задачах исследования поведения углеводородных сред чрезвычайно велика. В работе достигнуты все цели исследования. Следует отметить, что прогноз процесса сепарации требует экспериментальной информации, позволяющей корректно замкнуть методики расчета компонентного состава и теплофизических свойств углеводородных сред в данном диапазоне изменений термобарических условий. По результатам работы можно сформулировать следующие выводы.

1. Зависимости изменений концентраций углеводородов от температуры с увеличением давления стремятся к линейной зависимости, когда как при низких давлениях наблюдаются немонотонные зависимости;
2. В распределениях изменений теплофизических свойств наблюдается группирование кривых в окрестности давлений свыше 1 МПа с последующим асимптотическим характером их линейного поведения;
3. Критерии подобия тройной аналогии (Pr, Sc, Le) слабо зависят от температуры. Наблюдается практически линейное их поведение независимо от изменения давления.

#### Литература

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.
2. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 211–221. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/LeontievSA/LeontievSA\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/LeontievSA/LeontievSA_1.pdf). –15.04.2014
3. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
4. Kou J., Sun S. Unconditionally stable methods for simulating multi-component two-phase interface models with Peng-Robinson equation of state and various boundary conditions // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2016. – V. 291. – P.158–182.
5. Кулик В.С., Чионов А.М., Коршунов С.А., Казак К.А., Казак А.С. Использование различных уравнений состояния для расчета равновесия в системах «пар-жидкость» под высоким давлением // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – С. 8–12.
6. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга–Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13. – № 3, с. 120–125.

## ПОСТРОЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ АДАПТАЦИИ ГИДРАДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ М (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.Г. Очиров

*Научный руководители профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В данной работе планируется произвести построение гидродинамической модели одного из месторождений Томской области. Актуальность работы связана с тем, что гидродинамическое моделирование является мощным инструментом контроля и регулирования процессов разработки месторождений нефти и газа. В соответствии с требованиями отраслевых регламентов на проектные работы и создание постоянно действующих моделей месторождений технологические показатели расчетных вариантов необходимо прогнозировать с использованием физических содержательных гидродинамических моделей [1].

Главной целью работы является построение адекватной фильтрационной модели месторождения, а также проведение исследований принципов построения и адаптации модели месторождения Томской области, поиск решений возникших проблем и применение их на практике.

Предметом исследований является пласт X месторождения М Томской области. Данный пласт был выбран, так как имеет малую площадь нефтеносности, небольшой фонд скважин и находится на этапе пробной эксплуатации, что объясняет скудный объем исходных данных.

Компьютерное моделирование пласта X месторождения М происходило поэтапно. На первом этапе были выполнены подготовительные работы, которые включали сбор, анализ и обобщение исходных данных. Исходные данные для фильтрационного моделирования по их происхождению делятся на три типа: 1) передаваемые из геолога - математической модели; 2) полученные в результате промысловых исследований и испытаний; 3) определяемые в лабораторных исследованиях [4].

Гидродинамическая модель пластов X месторождения М построена на основе грида и свойств геологической модели в программном комплексе Eclipse. Исходной информацией для создания ГДМ являлись данные трехмерной геологической модели:

- 1) пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых прослоев;
- 2) пространственное положение стратиграфических границ пластов и литологических границ в их пределах;
- 3) средние значения ФЕС в ячейках сетки;
- 4) пространственное положение начальных флюидных контактов;
- 5) пространственные координаты скважин.

Вся перечисленная информация о геологических моделях пластов содержится в виде структурных карт по кровле коллектора продуктивных пластов, карт эффективных толщин коллекторов, карт эффективных нефтенасыщенных толщин, карт коэффициента открытой пористости, карт проницаемости (общей) для всех объектов эксплуатации.

Следующим идет этап инициализации модели. Он включает в себя загрузку в проект информации, касающуюся начального равновесия системы: данные о положении ВНК, начальное давление, некоторые физические зависимости. После загрузки данных инициализации был проведен первый пробный расчет запасов в ГДМ, который показал, что разница с балансовыми запасами менее 5 %, что удовлетворяет требования по качеству фильтрационных моделей (Таблица 1).

**Таблица 1**

**Сравнение начальных геологических запасов углеводородов месторождения М пласта X, рассчитанных на основе геологической и фильтрационной моделей**

Пласт/Площадь	Запасы в геологической модели, тыс. т	Запасы на гос. балансе, тыс. т	Запасы в фильтрационной модели, тыс. т	Отклонение (ФМ от ГМ), %
М	530	543	533	1,8

Далее был создан активный сеточный блок. Данный элемент нужен для того, чтобы выделить область (ячейки), которые будут участвовать в расчете. Так как в геологической модели присутствует области, нас не интересующие (законтурная вода), мы можем обрезать данные и переопределить часть ячеек в законтурной области модели как неактивные. Данная процедура необходима для уменьшения времени расчета модели [2]. Создание активного сеточного блока, а также процедура апскейлинга сократили общее количество активных ячеек пластов М с исходных 11544 ячеек в геологической модели до 6144 ячеек – в гидродинамической модели. Для подсчета запасов введено два региона.

При разработке месторождения важной задачей является контроль пластового давления. Этот параметр определяет как притоки продукции в эксплуатационные скважины, так и приток законтурной воды. В данной работе для задания пластового давления в модели использовался вариант создания аквифера. Была использована аналитическая модель Картера-Трейси [3].

Следующим этапом идет адаптация модели. Целью этапа адаптации является повторение истории разработки месторождения и получение качественной основы для прогноза технологических показателей по месторождению в целом, а также по скважинам. Месторождение не введено в разработку, фонд состоит всего из 1 скважины.

По скважине 000Р было проведено одно опробование в 1989 году. В результате испытания скважины получен приток нефти дебитом 4,8 т/сут с обводненностью 59%.

Создание гидродинамической модели продуктивных объектов месторождения М ставило своей целью решение следующих задач: 1) изучить процессы фильтрации флюидов при различных воздействиях на продуктивные объекты; 2) обеспечить наибольшие текущие дебиты; 3) исследовать возможность интенсификации разработки залежи с помощью изменения системы расстановки скважин;

Решение поставленных задач позволило выработать оптимальный вариант разработки залежи. Всего было рассчитано 3 варианта с различными системами расстановки скважин.

В рамках работы была исследована возможность интенсификации разработки залежи с помощью изменения системы расстановки скважин. Помимо системы расстановки, также подбирались оптимальное количество скважин и интенсивность заводнения. Решение поставленных задач позволило выработать оптимальный вариант разработки залежи. Проанализировав графики (рис. 1) зависимости накопленной добычи нефти от времени, был сделан вывод, что наиболее предпочтительным является вариант 1. Данный вариант характеризуется близкой к наибольшей накопленной добычей за все время разработки, а также приемлемым расчетным периодом разработки.

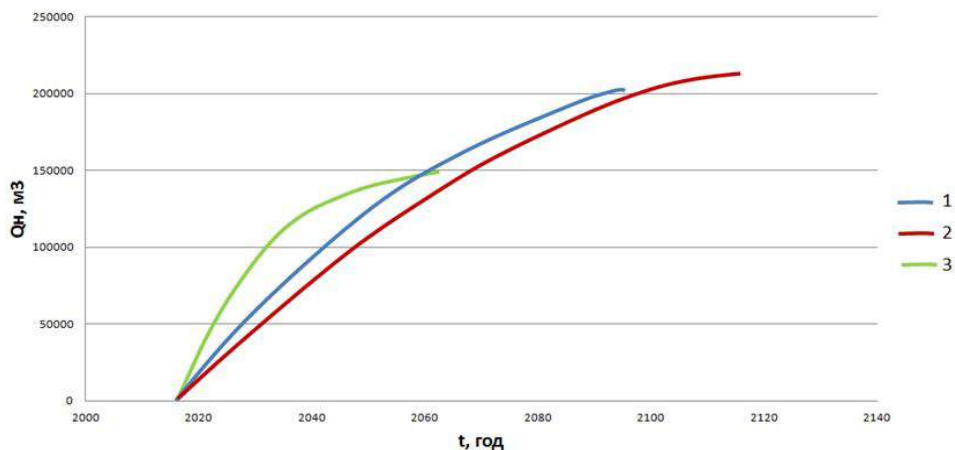


Рис. Графики по накопленной нефти (FOPT) для трех вариантов разработки

В данной работе основной целью являлось создание адекватной гидродинамической модели месторождения Томской области, изучение особенностей осуществления адаптации на таких месторождениях. Был проведен целый ряд промежуточных задач. К ним относятся: освоение принципов моделирования месторождений, приобретение навыков работы в основных программных комплексах моделирования, построение гидродинамической модели.

В результате проведения данной работы можно сказать, что были достигнуты все цели и выполнены все поставленные задачи. Во-первых, был проведен анализ научно-технической литературы, освоена методика и последовательность построения ГДМ. Во-вторых, основываясь на приведенную методику, была построена гидродинамическая модель месторождения Томской области. Разработанная модель прошла независимую экспертизу и проверку, таким образом, можно считать данную модель адекватной и отображающей процесс фильтрации в пласте, пригодной для построения прогнозных вариантов.

Также были выявлены особенности построения и адаптации модели. В ходе работы была подтверждена целесообразность использования данных по месторождениям-аналогам в условиях дефицита исходной информации.

Были созданы прогнозные варианты, на базе спроектированной геолого-технологической модели. Разработан рекомендуемый сценарий разработки на основе анализа экономической эффективности, являющийся базисом для проекта пробной эксплуатации месторождения.

#### Литература

1. Гладов Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с
2. Иванова И.А. Решение задач разработки нефтяных месторождений с применением программных комплексов Eclipse и Petrel: учебное пособие / И.А. Иванова, Е.Н. Иванов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 80 с.
3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
4. Карлсон М. Р., Практическое моделирование нефтегазовых пластов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.



## РАСЧЕТ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СЕПАРАТОРА

Г.Х. Пак, К.В. Синебрюхов

Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ, доктор ф.-м.н. С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью подготовки нефти является получение товарной нефти, отвечающей требованиям покупателя относительно максимально допустимого количества воды, соли и других нежелательных примесей. Газ также проходит подготовку для достижения соответствия требованиям покупателя относительно точки росы (температуры конденсации водяного пара и углеводородов) для минимизации конденсации в процессе транспортировки [6, 7].

Специалисту по подбору оборудования при проектировании необходимо правильно выбрать будущее оборудование, которое будет установлено на промысле. Ошибки при подборе оборудования недопустимы.

В этой работе описывается устройство двух- и трехфазных газо-жидкостных сепараторов, используемых в нефтегазовой промышленности. Рассматриваются горизонтальные сепараторы. Описаны различные внутренние элементы сепаратора, предназначенные для отделения газа от жидкостей и одних жидкостей от других. В данной работе приведены типичные уравнения для расчета размеров резервуара.

Определение размеров сепаратора

Общие сведения. Ниже приводятся основные этапы (шаги) проектирования сепаратора [3].

1. Определить диаметр и длину на основе требований к жидкости. Проектные решения включают в себя минимальный размер удаляемых капель, время удержания, коагуляторы (например, пакеты пластин), амплитуду колебаний, уровни аварийных сигналов и движение.

2. Рассчитать площадь газа в поперечном сечении и длину резервуара. Проектные решения включают в себя требования к минимальному размеру удаляемой капли, каплеуловителю и скорости.

3. Выбрать диаметр и длину резервуара, удовлетворяющие требованиям шагов 1 и 2.

4. Выбрать входное устройство и выполнить итерации.

Размеры сепараторов обычно подбираются на основе теории осаждения или времени удержания жидкой фазы [3]. Для газообразной фазы используются теория осаждения или требования к туманоуловителю.

При гравитационном осаждении капли/пузырьки диспергированной фазы оседают со скоростью, определяемой равенством между силой тяжести, действующей на каплю/пузырек, и силой сопротивления, вызванной их движением относительно диспергирующей фазы [8].

В горизонтальных сепараторах для определения соотношения между длиной и диаметром сепаратора можно использовать простую баллистическую модель [1]. В вертикальных сепараторах выражение для определения диаметра сепаратора основано на теории осаждения.

Горизонтальные сепараторы. На основе теории осаждения капли с привлечением баллистической модели получаем выражение, приведенное ниже. Для капель жидкости в газовой фазе

$$\frac{L_{eff} \cdot d^2 \cdot F_c}{h_c} = 0,014285 \frac{(T+273,15) \cdot Z \cdot Q_g}{P} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) C_D \right] \frac{1}{d_m^2}.$$

$d$  — внутренний диаметр сепаратора, м,  $d_m$  — диаметр капли, мкм,  $h_g$  — высота пространства, занятого газовой фазой, м,  $F_g$  — относительная площадь поперечного сечения, занятая потоком газа,  $L_{eff}$  — эффективная длина резервуара, в котором происходит сепарация, м,  $T$  — рабочая температура, °С,  $Q_g$  — скорость потока (расход) газа, тыс. м<sup>3</sup>,  $P$  — рабочее давление, бар,  $Z$  — сжимаемость газа,  $\rho_l$  — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_g$  — плотность газа, кг/м<sup>3</sup>,  $C_p$  — коэффициент гидравлического сопротивления (расчет см. в приложении А).

Для пузырьков или капель жидкости в жидкой фазе:

$$\frac{L_{eff} \cdot d^2 \cdot F_c}{h_c} = \frac{Q_c}{246,45} \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) C_D \right] \frac{1}{d_m^2}$$

$d_m$  — диаметр капли, мкм,  $h_c$  — высота пространства, занятого диспергирующей жидкой фазой, м,  $F_c$  — относительная доля площади диспергирующей фазы в поперечном сечении,  $\rho_d$  — плотность диспергированной жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_c$  — плотность диспергирующей жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>,  $Q_c$  — скорость потока (расход) диспергирующей жидкой фазы, м<sup>3</sup>/сут [5].

Для потоков с низким значением числа Рейнольдса выражение может быть упрощено и получено выражение:

$$h_c = \frac{0,00003277 \cdot t_{rc} \cdot (\Delta \gamma) \cdot d_m^2}{\mu_c},$$

где  $t_{rc}$  — время удержания диспергирующей фазы, мин,  $\mu_c$  — динамическая вязкость диспергирующей фазы, сП,  $\Delta \gamma$  — соотношение удельных весов (тяжелая/легкая) диспергирующей и диспергируемой фаз.

Время удержания. Горизонтальные сепараторы. Соотношение между диаметром и длиной сепаратора определяется выражением

$$L_{eff} \cdot d^2 = \frac{t_{ro} \cdot Q_o \cdot t_{rw} \cdot Q_w}{1132 \cdot F_l},$$

где  $t_{ro}$  — время удержания нефти, мин,  $t_{rw}$  — время удержания воды, мин,  $Q_o$  — расход нефти, м<sup>3</sup>/сут,

$Q_w$  — расход воды, м<sup>3</sup>/сут,  $F_1$  — относительная доля площади, заполненной жидкостью, в поперечном сечении резервуара.

Соотношение между гидравлическим сопротивлением и выталкивающей силой определяется следующим выражением:

$$C_D \rho_c \frac{\pi d_v^2}{4} \frac{V_T^2}{2} = |\rho_c - \rho_d| \frac{g \pi d_v^3}{6},$$

где  $V_T^2$  — конечная скорость, м/с,  $C_D$  — коэффициент гидравлического сопротивления капли / пузырька,  $\rho_c$  — плотность диспергирующей фазы, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_d$  — плотность диспергированной фазы, кг/м<sup>3</sup>,  $g$  — ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>,  $d_v^2$  — размер капли / пузырька диспергированной фазы, м [4].

Данное выражение можно представить в виде:

$$C_D Re^2 = \frac{4}{3} \frac{d_v^3 |\rho_c - \rho_d| \rho_c g}{\mu_c^2} = \frac{4}{3} Ar,$$

где  $\mu_c^2$  — вязкость дисперсной фазы, Па·с,  $Re$  — число Рейнольдса,  $Ar$  — число Архимеда.

Коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса,  $Re$ , по которому его можно найти в таблицах значений коэффициента, определенным графическим способом (для значений числа Рейнольдса до 5000) в [2]:

$$C_D = \left( 0,5423 + \frac{4,737}{Re/2} \right)^2, \text{ для } Re < 1 \text{ и } C_D = \frac{24}{Re}.$$

Форма выражения была выбрана с целью упростить решение уравнения для определения числа Рейнольдса, как показано в [1]:

$$Re = \left[ \sqrt{19,075 + 2,129 \sqrt{Ar}} - 4,3675 \right]^2.$$

Необходимо отметить, что сепарационное оборудование занимает одно из основных мест в технике, расположенной на нефтегазопромысле, а так же занимает ведущее место в нефтегазопереработке. Проектирование и конструирование сепараторов получило широкое распространение в смежных областях хозяйственной деятельности. Проблемы в проведении технических разработок как раз связаны с такими аспектами, как отсутствие единого справочника по сепарационной технике, разность описаний процессов в связи с различными условиями проведения исследования. Создав единую международную базу, включающую в себя все виды сепараторов и расчетов для них позволит быстро и с большой точностью определить необходимый сепаратор для данного месторождения или участка месторождения.

### Литература

1. Darby, R.: "Determining Settling Rates of Particles," Chemical Engineering (December 1996) 109.
2. Perry, R.H. and Green, D.W.: Perry's Chemical Engineers' Handbook, 5<sup>th</sup> editions, McGraw-Hill Book Co., New York City (1984) 5-66.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие / И.И. Дунюшкин – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320с.
4. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М, Фоминых О.В. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции / Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116 с.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – 3-е изд., стереотипное. Перепечатка со второго издания 2005г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319с.
6. Мильштейн Л.М., Бойко С. И., Запорожец Е. П. Нефтегазопромыслования сепарационная техника: Справочное пособие / Под ред. Л. М. Мильштейна . – М.: Недра, 2007.– 236с.
7. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1999. – 319с.
8. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Л.В. Шишмина. – Томск, 2014

## БЫСТРОПРОТЕКАЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ И ИХ МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННОГО ЗАКОНА ФУРЬЕ

И.А. Панасенко

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы переноса тепла являются одним из основных разделов современной науки. Одним из основных физических свойств, рассматриваемых в этой области, является теплопроводность. Аналитическая теория теплопроводности игнорирует молекулярное строение вещества; она рассматривает вещество как однородное и изотропное.

Основной закон теплопроводности может быть сформулирован так: плотность теплового потока прямо пропорциональна напряженности температурного поля, или плотность теплового потока прямо пропорциональна градиенту температуры, т. е.:

$$q = \lambda E = -\lambda \operatorname{grad} T = -\lambda \nabla T = -\lambda \mathbf{1}_n \frac{\partial T}{\partial n} \quad (1)$$

где  $\lambda$  — коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом теплопроводности;

$E$  — вектор напряженности температурного поля;

$\mathbf{1}_n$  — единичный вектор, направленный по нормали к поверхности  $S$  в сторону увеличения температуры.

Чтобы выяснять физический смысл коэффициента теплопроводности, напомним это соотношение для стационарного одномерного температурного поля

$$q = -\lambda \frac{dT}{dx} \left( \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\partial T}{\partial y} = \frac{\partial T}{\partial z} = 0 \right) \quad (2)$$

Если градиент температуры будет величиной постоянной, то можно написать:

$$\frac{dT}{dx} = \frac{T_2 - T_1}{x_2 - x_1} = \operatorname{const} \quad (3)$$

На основании этого получаем:

$$\frac{Q}{S\tau} = -\lambda \frac{T_2 - T_1}{x_2 - x_1} = \lambda \frac{T_1 - T_2}{x_2 - x_1} \quad (4)$$

где  $Q$  — количество тепла, протекающего за время  $\tau$ ;

$S$  — площадь изотермической поверхности.

Обозначив объемную концентрацию внутренней энергии тела через  $u_v$ , скалярную величину градиента температуры можно написать так:

$$\frac{\partial T}{\partial n} = \left( \frac{\partial T}{\partial u_v} \right) \frac{\partial u_v}{\partial n} = \frac{1}{C_v} \frac{\partial u_v}{\partial n} \quad (5)$$

где  $C_v = \left( \frac{\partial u_v}{\partial T} \right)_v = c_v \gamma$  — изохорная объемная теплоемкость тела (Дж/м<sup>3</sup>\*град);

$c_v$  — удельная изохорная теплоемкость (Дж/кг\*град),  $\gamma$  — плотность тела (кг/м<sup>3</sup>).

Следовательно, уравнение теплопроводности будет иметь вид

$$q = -\lambda \mathbf{1}_n \frac{\partial T}{\partial n} = -a_v \nabla u_v \quad (6)$$

где  $a_v = \frac{\lambda}{C_v} = \frac{\lambda}{c_v \gamma}$  — коэффициент температуропроводности при постоянном объеме тела

Коэффициент  $a_v$  равен количеству тепла, протекающего в единицу времени через единицу поверхности, при перепаде объемной концентрации внутренней энергии в 1 Дж/м<sup>3</sup> на единицу длины нормали, имеет размерность [ $a_v$ ]=м<sup>2</sup>/сек и по своему физическому смыслу характеризует молекулярный перенос внутренней энергии тела.

При постоянном давлении ( $p = \operatorname{const}$ ) коэффициент температуропроводности определяется соотношением:

$$a_p = \frac{\lambda}{C_p} = \frac{\lambda}{c_p \gamma} \quad (7)$$

где  $C_p = c_p \gamma = \left( \frac{\partial H_v}{\partial T} \right)_p$  — объемная изобарная теплоемкость тела,  $c_p$  — удельная изобарная теплоемкость тела;

$H_v$  — объемная концентрация энтальпии (Дж/м<sup>3</sup>).

По своему физическому смыслу коэффициент температуропроводности  $a_p$  характеризует перенос энтальпии тела путем молекулярного движения.

Закон теплопроводности теперь можно написать так:

$$q = -\lambda \mathbf{1}_n \left( \frac{\partial T}{\partial H_v} \right) \frac{\partial H_v}{\partial n} = -a \nabla H_v \quad (8)$$

Для твердых тел удельная изохорная теплоемкость  $c_v$  мало отличается от удельной изобарной теплоемкости  $c_p$ , поэтому можно считать  $c_v = c_p = c$ . В аналитической теории теплопроводности твердых тел коэффициенты температуропроводности считают одинаковыми независимо от условий сопряжения тела с окружающей средой, т. е.

Для твердых тел удельная изохорная теплоемкость  $c_v$  мало отличается от удельной изобарной теплоемкости  $c_p$ , поэтому можно считать  $c_v = c_p = c$ . В аналитической теории теплопроводности твердых тел коэффициенты температуропроводности считают одинаковыми независимо от условий сопряжения тела с окружающей средой, т. е.

$$a = a_p = a_v = \frac{\lambda}{c\gamma} \quad (9)$$

Вернемся к основному соотношению. Скалярная величина вектора теплового потока равна

$$q = -\lambda \frac{\partial T}{\partial n} \quad (10)$$

Составляющие вектора  $q$  представим в виде проекций по осям координат  $x, y, z$  и определим количество тепла, проходящее через элементарную площадку  $dS_l$ , расположенную под углом  $\varphi$  к изотермической поверхности (точнее, к плоскости, касательной к изотермической поверхности):

$$q_l = q \cos \varphi = \frac{dQ}{d\tau} \frac{1}{dS_n} \cos \varphi = \frac{dQ}{d\tau} \frac{1}{dS_l} \quad (11)$$

где  $dS_n = dS_l \cos \varphi$  проекция площадки  $dS_l$  на изотермическую поверхность.

Из равенства выше получаем:

$$dQ = q_l dS_l d\tau = q (dS_l \cos \varphi) d\tau = q dS_n d\tau \quad (12)$$

Количество тепла  $Q$ , протекающее за время  $\tau$  через поверхность  $S$  конечных размеров, равно

$$Q = \lambda \int_0^\tau \int_{(S)} \frac{\partial T}{\partial l} dS_l d\tau \quad (13)$$

Следовательно, для определения количества тепла, протекшего через какую-либо поверхность твердого тела, необходимо знать температурное поле внутри тела. Нахождение температурного поля и составляет главную задачу аналитической теории теплопроводности.

Скорость распространения тепла равна

$$\omega_r = \sqrt{\frac{\lambda}{c\gamma\tau_r}} \quad (14)$$

где  $\tau_r$  — постоянная времени или время релаксации.

Процессы релаксации, как и процессы диффузии, неразрывно связаны с хаотическим тепловым движением молекул. Если период релаксации очень велик по сравнению с обычным временем наблюдения, то жидкость ведет себя, как твердое тело. Если период релаксации очень мал, то тело ведет себя как вязкая жидкость.

Для вязкоупругих (неньютоновских) жидкостей напряжение сдвига  $p$  зависит от меры деформации сдвига  $p$ . Вблизи от поверхности тела это соотношение можно написать так:

$$p = \eta \frac{d\varepsilon}{d\tau} - \frac{\eta}{G} \frac{dp}{d\tau} \quad (15)$$

где  $\eta$  — коэффициент вязкости,  $G$  — модуль упругости на сдвиг,  $\frac{d\varepsilon}{d\tau}$  — скорость деформации сдвига.

Величина  $\frac{\eta}{G}$  равна периоду релаксации  $\tau_r = \frac{\eta}{G}$ . Обозначим скорость деформации через  $\dot{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{d\tau}$ . Тогда будем иметь

$$p = \eta \dot{\varepsilon} - \tau_r \frac{dp}{d\tau} \quad (16)$$

Если период релаксации мал ( $\tau_r \rightarrow 0$ ), то из уравнения (16) получаем уравнение Ньютона вязкого течения жидкости для ламинарного плоскопараллельного потока:

$$p = \eta \dot{\varepsilon} = -\eta \frac{\partial \omega_x}{\partial y} \quad (17)$$

где  $y$  — нормаль к направлению движения  $x$ ,  $\omega_x$  — скорость движения жидкости.

Уравнение (17) является приближенным, справедливым для частного случая плоскопараллельного ламинарного потока. В общем случае напряжение трения равно

$$p = -\eta \left( \frac{\partial \omega_x}{\partial y} + \frac{\partial \omega_y}{\partial x} \right) \quad (18)$$

Поясним понятие скорости распространения изотермы. Пусть имеется изотермическая поверхность, уравнение которой

$$T(x, y, z, \tau) = const \quad (19)$$

Полный дифференциал от уравнения этой поверхности равен

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} d\tau + \frac{\partial T}{\partial n} dn = 0 \quad (20)$$

Это уравнение можно написать так:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} + \frac{\partial T}{\partial n} \frac{dn}{d\tau} = \frac{\partial T}{\partial \tau} + \omega_T \frac{\partial T}{\partial n} = 0 \quad (21)$$

Из уравнения баланса тепла для одномерного температурного поля имеем

$$-\frac{\partial q_x}{\partial x} = c_\gamma \frac{\partial T}{\partial \tau} \quad (22)$$

Вместо  $q_x$  подставим из уравнения (19) соответствующее выражение

$$q_x = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} - \tau_r \frac{\partial q_x}{\partial \tau} \quad (23)$$

Полагая  $\lambda$  и  $\tau_r$  постоянными, будем иметь

$$\lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \tau_r \frac{\partial^2 q_x}{\partial x \partial \tau} = c_\gamma \frac{\partial T}{\partial \tau} \quad (24)$$

Если продифференцировать (22) по  $\tau$ , то будем иметь

$$\frac{\partial^2 q_x}{\partial x \partial \tau} = -c_\gamma \frac{\partial^2 T}{\partial \tau^2} \quad (25)$$

Следовательно, дифференциальное уравнение (24) можно написать так:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} + \tau_r \frac{\partial^2 T}{\partial \tau^2} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \quad (26)$$

Для трехмерного температурного поля дифференциальное уравнение теплопроводности по аналогии можно записать в виде

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} + \tau_r \frac{\partial^2 T}{\partial \tau^2} = a \nabla^2 T \quad (27)$$

Сделаем анализ уравнения (27), которое можно написать так:

$$c_\gamma \frac{\partial T}{\partial \tau} + \frac{\lambda}{\omega_r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \tau^2} = \lambda \nabla^2 T \quad (28)$$

так как, согласно соотношению (14)  $\omega_r^2 = \frac{a}{\tau_r}$ . При малых давлениях газа величина  $c_\gamma$  мала ( $c_\gamma \rightarrow 0$ ), а средняя длина свободного пробега молекулы, от которой зависит эта величина, значительно увеличивается. Поэтому первым членом уравнения (28) можно пренебречь. Тогда получаем дифференциальное уравнение распространения тепла, совпадающее с гиперболическим волновым уравнением:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial \tau^2} = \omega_r^2 \nabla^2 T \quad (29)$$

### Литература

1. Исаченко В.П. Теплопередача М., “Энергия”, 1975. – 488с.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. Для вузов. – М.: Дрофа, 2003. – 840с.
3. Лыков А.В. Теория теплопроводности М., “Высшая школа”, 1966. – 600с.
4. Юдаев Б.Н. Теплопередача. Учебник для вузов. М., “Высшая школа”, 1973. – 360с.

ТЕПЛОПЕРЕНОС С УЧЕТОМ РЕЛАКСАЦИИ ТЕПЛОвого ПОТОКА  
И ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Р.С. Папченкова

Научный руководитель доктор Харламов С.Н.

Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Статья посвящена актуальным вопросам теплопереноса в нелинейных средах. При исследовании широкого круга современных задач науки и техники приходится подробно анализировать процессы переноса тепла. Обычно для этого используется закон Фурье:

$$W = -k \cdot \text{grad}(T), \quad (1)$$

Однако рамки применимости закона Фурье ограничены рядом требований, такими как, например, малость длины и времени свободного пробега частиц по сравнению с характерными пространственно-временными масштабами изменения температуры. Часто можно столкнуться с ситуациями, когда ограничения подобного рода оказываются принципиально важными. В таких случаях применяемые на сегодняшний день способы описания теплового потока дают определенные ошибки при моделировании тепловых процессов.

Исходя из этого понятна актуальность поиска и исследования физически приемлемых математических моделей для переноса тепла.

Одна из таких моделей, известная еще со времени Дж.К.Максвелла, опирается на уравнение для потока тепла вида

$$\tau \frac{\partial W}{\partial t} + W = -k \cdot \text{grad}(T), \quad (2)$$

где  $\tau$  - время релаксации теплового потока, по порядку величины равное времени свободного пробега частиц. В линейном случае, когда коэффициент теплопроводности  $k$  и время релаксации теплового потока  $\tau$  - постоянные величины, это уравнение используется для описания теплопереноса в наследственно-упругих материалах, в разреженных газах и т.д.[1-3].

В последнее время интерес к уравнению (2) возрос в связи с тем, что было предложено применять его для описания электронной теплопроводности горячей плазмы. Следует подчеркнуть, что при этом уравнение (2) становится нелинейным, так как так зависят от состояния среды.

Например, для полностью ионизированной плазмы можно упрощенно полагать  $k \sim T^{5/2}$  и  $\tau \sim T^{3/2}$ . Рассматриваемая математическая модель опирается на систему уравнений, описывающую процесс теплопереноса в неподвижной однородной среде (полагается  $p=1, cv=\text{const}$ ).

Система имеет гиперболический тип, поэтому математическую модель обычно называют «моделью теплопроводности гиперболического типа», а систему уравнений - «уравнениями теплопереноса с учетом релаксации теплового потока».

Настоящая работа посвящена исследованию нелинейной модели «гиперболической теплопроводности» при наличии источников и стоков энергии различной физической природы (например, переизлучения, выбросов продуктов термоядерных реакций, обратного тормозного поглощения). Стоит отметить, что «источники» существенно зависят от термодинамического состояния среды.

В одномерном плоском случае система уравнений теплопереноса имеет вид:

$$c_v \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial W}{\partial m} = Q, \quad (3)$$

$$\tau \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{\partial T}{\partial m} + W = 0, \quad (4)$$

Здесь  $T$ -температура,  $W$ -тепловой поток,  $t$ -время,  $m$ -массовая лагранжева координата,  $c_v$ -удельная теплоемкость при постоянном объеме,  $\tau = \tau_0 \cdot T^{n_1}$ -время релаксации теплового потока,

$k = k_0 \cdot T^{n_2}$ -коэффициент теплопроводности,

$Q = Q_0 \cdot T^{n_3}$ -мощность источника или стока энергии;

$a_1, a_2$ - постоянные.

Начальные условия соответствуют фону с  $T = 0$  и  $W = 0$ .

Граничные условия могут быть двух типов: температура на границе изменяется по степенному закону  $T(0,t) = T_0(t) = T_0 \cdot t^{a_1}$  или тепловой поток на границе имеет вид  $W(0,t) = W_0 \cdot t^{a_2}$ . Сформулированная задача допускает автомодельные решения степенного типа при выполнении известных условий для закона Фурье и дополнительных соотношений:

$$a_1 = \frac{1}{n_2}, a_2 = \frac{n_3 - 1}{n_2} \quad (5)$$

Существование (устойчивость) автомодельных решений полученной системы о.д.у. подтверждалось «установлением» автомодельных режимов путем численного решения исходной системы (3), (4) в частных производных. В работах различных авторов было показано наличие волн с конечной скоростью распространения теплового фронта.

В данной постановке задачи условия существования тепловых волн имеют вид

$$a + a_2 - 1 \geq 0, a_1 > 0, a > 0 \quad (6)$$

Исследовано поведение автомодельных решений в окрестности фронта тепловой волны и в окрестности границы, где задается тепловой режим. В общем случае перейти с интегральной кривой на нулевой фон непрерывным образом нельзя - на фронте тепловой волны имеет место скачок температуры и теплового потока.

Объемный источник энергии не влияет на значения температуры и теплового потока за

фронтом теплового разрыва. Ввиду нелинейности системы исследовать ее аналитически далеко от точки фронта тепловой волны не представляется возможным. Для анализа поведения автомодельных решений система о.д.у. решалась численно методом пристрелки. Была исследована зависимость решений от  $Q_0$  и  $\tau_0$ . Получены зависимости автомодельной координаты положения теплового фронта и величины скачка температуры и теплового потока от  $Q_0$  и  $\tau_0$ .

Также установлено, что  $Q_0$  качественно влияет на поведение температуры во всей области распространения тепловой волны и поведение теплового потока.

При увеличении  $Q_0$  температура может переходить из области монотонного распространения в область немонотонного распространения.

При этом тепловой поток на границе с заданным температурным режимом падает из области положительных значений в область отрицательных и также становится немонотонным. Для моделирования тепловых и газодинамических процессов использовалась следующая система уравнений в массовых лагранжевых переменных:

$$\frac{\partial n}{\partial t} = \frac{\partial v}{\partial m}, \quad (7)$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial m}, \quad (8)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = -p \frac{\partial v}{\partial m} \cdot \frac{\partial W}{\partial x} + Q_0 T^{\alpha_1} = 0, \quad (10)$$

$$\tau \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{\partial T}{\partial m} + W = 0, \quad (11)$$

Здесь начальными условиями являются —  $T(m,0)=0$ ,  $W(m,0)=0$ ,  $V(m,0)=0$ ,  $p(m,0)=p_0$ ; граничные условия - поршень с заданным температурным режимом  $T(0,t) = T_0 t^{n_1}$  и скоростью движения в среде  $v(0,t)=V_0 t^{n_1}$

В газе, описываемом такой системой уравнений, существуют две скорости малых возмущений - звуковая и тепловая. В силу нелинейности системы решение имеет как газодинамический, так и тепловой разрывы. Численные исследования системы проводились при  $n_1=3/2$ . Для этого использовалась полностью консервативная неявная разностная схема. Получено установление автомодельных решений и исследовано поведение этих решений в зависимости от  $\tau_0$  и  $Q_0$ .

При увеличении  $t_0$  происходит изменение типа тепловой волны. Тепловая волна первого рода (ТВ-I) сменяется на тепловую волну второго рода (ТВ-II). Дальнейшее увеличение  $\tau_0$  приводит к уменьшению расстояния между поршнем и тепловым разрывом. Увеличение  $Q_0$ , наоборот, увеличивает расстояние между поршнем и тепловым разрывом, но обратной смены режимов с ТВ-2 на ТВ-I не происходит. Кроме того, увеличение  $Q_0$  может привести к тому, что волна с монотонной температурной перейдет в волну с немонотонным температурным профилем. Изменение  $Q_0$  также влияет на поведение плотности  $P$  и скорости  $v$  в области распространения волны. При увеличении мощности источника плотность становится немонотонной функцией.

Модель теплопереноса гиперболического типа исследована на примере сверхвысокого сжатия и нагрева вещества мишени импульсом лазерного излучения, мощность которого нарастает во времени по специальному закону.

Приведен анализ качественных различий в поведении процесса при использовании модели описания теплопереноса в виде закона Фурье и модели теплопереноса гиперболического типа, основанной на учете релаксации теплового потока.

Рассматривалась сферическая мишень из смеси конденсированного дейтерия и трития, находящаяся в вакууме, на поверхность которой падает поток лазерного излучения. Лазерное излучение было равномерно распределено по поверхности мишени. Предполагалось, что все процессы, которые происходят в веществе мишени, описываются уравнениями однотемпературной гидродинамики. Справедливо приближение сферической симметрии. В модели учитывались электронная теплопроводность и поглощение лазерного излучения (обратное тормозное поглощение и поглощение на плазменной частоте). Процесс сжатия мишени имеет несколько стадий. На первой стадии внутрь системы распространяется температурная волна второго рода, которая представляет собой дозвуковой режим распространения тепла в среде и состоит из узкой зоны плазмы, сжатой перед фронтом тепловой волны. На второй стадии, при обострении потока лазерного излучения, происходит смена режима распространения тепла, и образуется температурная волна первого рода. Дается сравнение характеристик процессов, один из которых был описан с помощью модели Фурье, а другой - с использованием модели теплопереноса гиперболического типа. Результаты расчетов показали, что при малом значении времени релаксации теплового потока  $t$  значительной разницы в динамике процессов не наблюдается. При увеличении времени  $t$  различие проявляется уже на первом этапе развития процесса (ударной волне второго рода).

Наращение сжатия в ударной волне происходит быстрее при использовании модели теплопереноса гиперболического типа.

#### Литература

1. Осокин А.Ю., Суворова Ю.В. Некоторые задачи теплопроводности для наследственно-упругих материалов. // Изв. АН СССР, машиноведение, 1983, NP 1, с.82-87.
2. Хонькин А.Д. О парадоксе бесконечной скорости распространения возмущений в гидродинамике вязкой теплопроводной среды и уравнениях гидродинамики быстрых процессов. - в кн.: Аэромеханика. - М.: Наука, 1976, с.289-299.
3. Гутфельд Р. Распространение тепловых импульсов. - в кн.: Физическая акустика. Под редакцией У. Мэзона, т.5. - М.: Мир, 1973, с.267-329.
4. Леванов Е.И., Сотский Е.Н. Теплоперенос с учетом релаксации теплового потока. // сб. Математическое моделирование (нелинейные дифф. уравнения мат.физики). -М: Наука, 1987, с.15

**ПОСТРОЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО МАРШРУТА ПРОКЛАДКИ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА**

**В.Д. Пененко, О.Н. Медведева**

*Научный руководитель профессор О.Н. Медведева*

*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,  
г. Саратов, Россия*

Все чаще при составлении схем газоснабжения населенных пунктов возникает необходимость в определении оптимальных параметров систем межрегионального и межгородского распределения газового топлива. К таким параметрам можно отнести: оптимальное количество сел, подключаемых к одной газораспределительной станции (ГРС), оптимальное размещение ГРС, оптимальную трассировку межпоселкового газопровода на плане газоснабжаемой территории количество отводов от межпоселкового газопровода, места их врезки и т.д. [3, 4]. В настоящее время указанные параметры систем газоснабжения определяются, как правило, вариантными расчетами, либо принимаются произвольно. Эффективное функционирование межпоселковых систем газоснабжения требует технико-экономического обоснования рациональных схемных решений межпоселкового транспорта газа и оптимальных параметров газораспределительной системы.

Вопросы оптимального функционирования межпоселковых систем газоснабжения широко освещаются в работах отечественных и зарубежных ученых. Следует отметить, однако, что полученные авторами решения базируются на целом ряде допущений, наличие которых существенно влияет на точность конечных результатов.

При решении задачи оптимальной трассировки магистрального (межпоселкового) газопровода в качестве целевой функции задачи авторами используется условие минимума затрат в сооружение и эксплуатацию ответвлений к потребителям. При этом полагается, что затраты в головную магистраль не зависят от ее положения, то есть принимаются постоянными. Следует отметить, что различные варианты трассировки головной магистрали не оказывают заметного влияния на ее протяженность. Вместе с тем, при заданной величине перепада давлений на трассе существенное влияние на ее диаметры оказывает распределение расчетного перепада давлений между участками газопровода. Изменение перепада давлений, в свою очередь, вызывает изменение начальных давлений на ответвлениях и тем самым, при заданной величине конечного давления вызывает изменение диаметров ответвлений. Приведенные выше соображения требуют, таким образом, минимизации целевой функции по комплексу: головная магистраль – ответвления.

Как показал проведенный анализ, имеющиеся разработки по газораспределительным сетям направлены на совершенствование схем газораспределительных сетей с применением последних передовых технологий, однако данные разработки сориентированы на городские системы низкого давления и не учитывают в полной мере особенности проектирования сетей высокого (среднего) давления.

К тому же, в большинстве случаев вопросы оптимизации привязки сетей к их расположению на местности никак не затрагиваются, а существующие рекомендации [1, 2 и др.] не отражают действительности, несмотря на то, что актуальность данной проблемы неоспоримо велика, но полноценных решений, даже для стадий предпроекта, не представлено. Таким образом, имеющиеся на сегодняшний день рекомендации отличаются постановкой задачи (детерминированная или вероятностно-статистическая), глубиной проработки исходных предпосылок и системных связей, характером принятых допущений, видом целевой функции (материалоемкость, капитальные вложения, приведенные затраты и т.д.), способами ее минимизации (графо-аналитический, аналитический, программно-математический и т.д.) и другими особенностями, но, несмотря на положительное решение отдельных вопросов научного и прикладного характера, некоторые из них в значительной степени устарели и не могут быть в полной мере использованы в современной инженерной практике. В этой связи эффективное решение задачи требует проведения комплекса научных исследований на базе системного подхода с учетом многообразия определяющих факторов и специфических особенностей современных газораспределительных систем и оборудования.

Выбор оптимального варианта трассы межпоселкового газопровода сводится к выявлению такого положения головной магистрали, при котором затраты в сооружение и эксплуатацию системы газоснабжения будут минимальны. Данная задача может быть решена как графическими методами, так и аналитически. В частном случае предлагается использовать один из методов математической статистики – метод наименьших квадратов, позволяющий найти уравнение прямой (кривой) линии, расположенной на минимальном расстоянии от нескольких случайных точек.

Поскольку изменение положения трассы незначительно сказывается на изменении ее диаметра и протяженности, в качестве целевой функции задачи примем суммарные дисконтированные затраты в сооружение и эксплуатацию ответвлений и магистралей:

$$Z = \sum_{i=1}^{n-1} Z_{гм,i} + \sum_{i=1}^n Z_{отв,i} , \quad (1)$$

где  $Z_{отв,i}$  – дисконтированные затраты в сооружение и эксплуатацию  $i$ -го ответвления, руб/год;  $Z_{гм,i}$  – дисконтированные затраты в сооружение и эксплуатацию  $i$ -й магистрали, руб/год.

$$Z_{отв,i} = K_{отв,i} + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t} \cdot (\varphi \cdot K_{отв,i} + \psi \cdot I_{отв}) , \quad (2)$$



$$Z_{ГМ,i} = K_{ГМ,i} + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t} \cdot (\varphi \cdot K_{ГМ,i} + \psi \cdot l_{ГМ}), \quad (3)$$

$k_i$  – капитальные вложения в сооружение, руб;  $E$  – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год;  $\varphi$  – годовые отчисления на амортизацию  $\psi$  – стоимость обслуживания 1 м газопровода, руб/(год · м).

Суть выбора оптимальной трассы газопровода-отвода заключается в том, что на генеральном плане населенного пункта (газоснабжаемой территории) произвольно наносится система координат  $xoy$  и на ней фиксируется положение потребителей. В заданной систем координат трассировку головной магистрали газопровода-отвода описывает уравнение  $y = A + B \times x$  (рис. 1.)

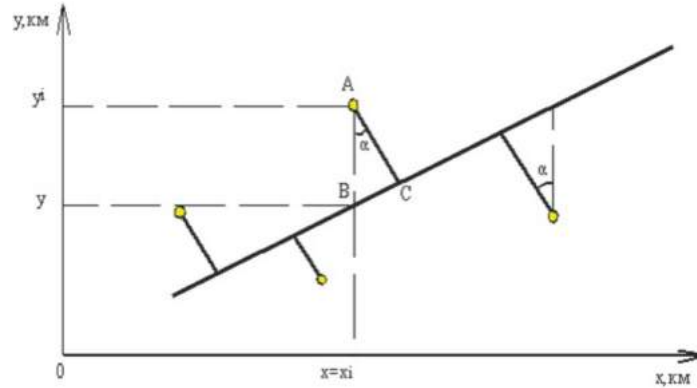


Рис. 1. Расчетная схема задачи

После всех преобразования исходная целевая функция может быть представлена в виде:

$$Z = \sum_{i=1}^n \left[ b \left( \frac{3.36 \times 10^{-3} \times Q_{Отв i}^2}{P_{н i}^2 - P_{к}^2} \right)^{0.19} \times \left( \sqrt{[y_i - (A + B \times x_i)]^2 - \left[ \frac{B}{\sqrt{B^2 + 1}} (y_i - (A + B \times x_i)) \right]^2} \right)^{1.19} \left( 1 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t} \times j \right) + \right. \\ \left. + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t} \times y \times \sqrt{[y_i - (A + B \times x_i)]^2 - \left[ \frac{B}{\sqrt{B^2 + 1}} (y_i - (A + B \times x_i)) \right]^2} \right] + \\ + \sum_{i=1}^{n-1} \left[ b \left( \frac{3.36 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{ГМ i}^2}{P_{н i-1}^2 - P_{н i}^2} \right)^{0.19} \cdot \left( \frac{(x_{i+1} - x_i)(B^2 + 1) + B(y_{i+1} - y_i - B(x_{i+1} - x_i))}{\sqrt{B^2 + 1}} \right)^{1.19} \left( 1 + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t} \cdot \varphi \right) + \right. \\ \left. + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+E)^t} \cdot \psi \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)(B^2 + 1) + B(y_{i+1} - y_i - B(x_{i+1} - x_i))}{\sqrt{B^2 + 1}} \right]$$

где  $P_{н i}$  – давление газа в начале ответвления, МПа;  $P_{к}$  – давление газа в конце газопровода-отвода, МПа;  $Q_{ГМ i}$ ,  $Q_{Отв i}$  – расход газа на  $i$ -ой головной магистрали и на  $i$ -том ответвлении, м<sup>3</sup>/ч;  $b$  – стоимостной показатель газопровода, руб/(м·см).

Для определения оптимальных значений  $A_{opt}$ ,  $B_{opt}$ , характеризующих оптимальное положение магистрали на плане газоснабжаемой территории, и оптимального распределения давления  $P_{н i}$  следует про дифференцировать последнее уравнение по искомым параметрам и приравнять полученные производные к нулю. Предлагаемая математическая модель позволяет учесть конфигурацию межпоселковой газораспределительной сети, плотность населения газоснабжаемой территории, численность жителей населенных пунктов, климатическую зону эксплуатации, специфику архитектурно-планировочных решений газоснабжаемого района и гидравлические режимы эксплуатации газониспользующего оборудования.

#### Литература

1. Жила В.А. Определение затрат на строительство газораспределительных сетей методом наименьших квадратов/ В. А. Жила, А. К. Клочко, Е. Л. Спирина// Интернет-вестник ВолгГАСУ. – 2012. – Вып. 3 (23). – ([http://vestnik.vgasu.ru/attachments/ZhilaKlochkoSpirina-2012\\_3\(23\).pdf](http://vestnik.vgasu.ru/attachments/ZhilaKlochkoSpirina-2012_3(23).pdf))
2. Колосов А.И. Математическое моделирование процесса реструктуризации городских систем газоснабжения низкой степени давления / А.И. Колосов, М.Я. Панов // Научный Вестник ВГАСУ. – Воронеж: ВГАСУ. – 2013. – № 2. – С. 34-41.
3. Прахов И.А. Граф-модели и средства решения геоинформационных задач при проектировании магистральных газопроводов: автореф. дис...канд. техн. наук/И.А. Прахов. – Владимир: ШГПУ, 2009. – 22с.
4. Сухарев М. Основы математического и компьютерного моделирования в задачах нефтегазового комплекса /М. Сухарев, С. Арсеньев-Образцов, Т. Жукова. – М.: МАКСПресс, 2010. – 120с.

**УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ В ДЕЭМУЛЬГАТОРАХ**

**Д. В. Радченко, А. В. Сидельников**

*Научный руководитель профессор С.Н. Харламов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Освоение новых месторождений в районах Дальнего Востока, континентального шельфа, полуострова Ямал влечет за собой потребность в развитии химической промышленности, энергетики, транспорта. Особого внимания требует сепарация углеводородов, так как подготовка добываемой нефти осложняется присутствием попутно добываемой воды. Именно от этого зависит успешная доставка сырья от мест добычи до потребителей.

Сепарация нефти и воды производится различными способами с различной степенью успеха. Проблема удаления эмульгированной воды становится все более распространенной и во много раз более трудной для решения по мере возрастания обводненности продукции месторождений, работающих на естественном или искусственно созданном водонапорном режиме, или отдельных скважин после термического или химического воздействия[2].

Исследование принципов работы установки комплексной подготовки нефти, в частности аппаратов для обезвоживания нефти, и изучение математического моделирования обезвоживания нефти в деэмульгаторах – цель работы[1].

Необходимо решить следующие задачи, для достижения поставленных целей[2]:

- дать определения основным понятиям;
- исследовать оборудования для обезвоживания нефти;
- построить математическую модель обезвоживания нефти.

Если рассматривать определение Кена Арнольда, то:

- Эмульсия – устойчивая смесь нефти и воды, которая не может быть разрушена под действием одной только силы тяжести.
- Эмульгаторы – вещества, концентрирующиеся на поверхности раздела жидких фаз, снижающие поверхностное натяжение на поверхности капли воды, и которые формируют вязкий слой на поверхности капель.
- Деэмульгаторы – устойчивая смесь, которая обеспечивает коалесценцию с последующим быстрым разделением нефти и воды.

Вода, остающаяся в нефти после осаждения свободной воды, считается находящейся в эмульгированном состоянии. Эмульгированная вода удаляется одной или несколькими обработками. Обработкой в данном контексте называют любой процесс, предназначенный для разделения нефти и воды и посторонних примесей, вынесенных из пласта. Обработка эмульсии с целью ее разложения включает в себя сочетание следующих действий: ввод деэмульгатора, оседание воды в течение определенного времени, нагревание и коалесценция в электрическом поле[5].

Деэмульгаторы должны обеспечить четыре важных эффекта:

- сильное взаимное притяжение молекул на поверхности раздела нефть-вода;
- флокуляция;
- коалесценция;
- смачивание твердых частиц.

Эти эффекты способствуют разделению нефти и воды. Деэмульгаторы должны быть способны быстро мигрировать в нефтяной фазе к поверхности раздела и конкурировать там с эмульгатором, концентрация которого выше. Деэмульгатор должен вызвать сильное притяжение между каплями воды. В результате собираются большие скопления капель, которые выглядят под микроскопом как комочки икры.

Зная, что капли воды это сферические частицы, которые двигаются в покоящейся нефти имеют скорость  $v$ , на них действует сила Стокса  $F=kv$ . Коэффициент  $k$  определяется по формуле[6]:

$$k = 6 \cdot \pi \cdot \eta_n \cdot r_0 \quad (1)$$

где  $r_0$  – радиус капли;  $\eta_n$  – вязкость нефти (дисперсионной среды).

При расчете используется прямоугольная система координат, направление оси вдоль конденсатора. Дисперсная фаза движется в радиальном направлении. Используем диффузионное приближение при постановке задачи, т.к. эффект инерции несущественен относительно движения фаз. Действуют электромагнитное поле и тепловое поле, в следствии чего учитываем пандеромоторные силы и явление перекрестного переноса. Записываем уравнения движения глобул воды, теплопроводности и диффузии в одномерном приближении (процесс высокочастотного воздействия на эмульсию) [3]:

$$\rho_b \frac{\partial \vartheta}{\partial t} + \rho_b \vartheta \frac{\partial \vartheta}{\partial r} = \frac{3kc\vartheta}{4\pi r_0^3} + \frac{c}{2} \cdot \frac{\partial(\varepsilon_c E^2)}{\partial r}; \quad (2)$$

$$\varepsilon_c = \frac{\partial(\varepsilon_0 \cdot \varepsilon_s)}{\partial c}; \quad (3)$$

$$\rho_s c_s \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} (\lambda_s \cdot r \cdot \frac{\partial T}{\partial r}) + q; \quad (4)$$

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{D}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left( r \cdot \frac{\partial c}{\partial r} \right) - v \frac{\partial c}{\partial r} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left( r (\alpha_t + \alpha'_t) \frac{\partial T}{\partial r} \right); \quad (5)$$

$$q = \frac{\omega \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon'_s \cdot tg \delta_s |E|^2}{2}; \quad (6)$$

Задаем условия, что:

$$\begin{aligned} \rho_n &= \rho_n^0 \cdot (1-c); & \rho_n^0 &= const; & \rho_B &= \rho_n^0 \cdot c; & \rho_B^0 &= const; \\ \rho_s &= \rho_n + \rho_B; & c_s &= c_n(1-c) + c + c_B; & \lambda_s &= \lambda_n(1-c) + c \cdot \lambda; \\ \eta_n &= \eta_0 \exp(-\gamma \Delta T); & \Delta T &= T - T_0. \end{aligned}$$

Где,  $\varepsilon'_s$  и  $tg \delta_s$  – относительная диэлектрическая проницаемость смеси нефти и воды;  
D – коэффициент диффузионного перемешивания;  
 $\alpha_t$  и  $\alpha'_t$  – параметры термодиффузии и электротермодиффузии;  
 $\rho_n^0$  и  $\rho_B^0$  – истинные плотности несущей фазы (нефти) и дисперсионной фазы (воды);  
q – плотность распределённых источников тепла;  
E – напряжённость электрического поля;  
 $T_0$  – первоначальная температура среды;  
T – температура;

$\gamma$  – коэффициент, учитывающий зависимость вязкости нефти от температуры;  
 $\omega = 2\pi f$  – круговая частота;  
 $\rho_s, c_s, \lambda_s$  – плотность, удельная теплоёмкость и теплопроводность смеси нефти и воды;  
 $\varepsilon_0$  – электрическая постоянная. Индексы «Н» и «В» соответственно относятся к нефти и воде;  
 $\omega = 2\pi f$  – круговая частота;  
f – циклическая частота электрического поля;  
c – концентрация воды в эмульсии;  
 $\eta_0$  – первоначальная вязкость нефти [6].

Решая данные системы уравнений методом конечных разностей по неявной схеме мы получаем таблицу пространственного распределения концентрации и скорости движения капель воды между обкладками конденсатора в различные моменты времени (таблица 1)[4].

Таблица 1

Пространственное распределение концентрации и скорости движения капель воды между обкладками конденсатора в различные моменты времени

r, м	t, с	5	10	15
0,007	C	0,327	0,347	0,338
	v(t,r), м/с	$1,61 \cdot 10^{-4}$	$2,94 \cdot 10^{-4}$	$3,64 \cdot 10^{-4}$
0,01	C	0,380	0,410	0,429
	v(t,r), м/с	$-5,41 \cdot 10^{-5}$	$-7,96 \cdot 10^{-5}$	$-9,87 \cdot 10^{-5}$
0,014	C	0,221	0,202	0,193
	v(t,r), м/с	$-1,25 \cdot 10^{-5}$	$-1,24 \cdot 10^{-5}$	$-1,26 \cdot 10^{-5}$

Проанализировав численное решение, можно сделать следующие выводы и следующие графические зависимости (рисунок 1, 2):

- в ближайшей точке к конденсатору капельки воды движутся к внешней обкладке конденсатора, а в точках более отдаленных – к внутренней обкладке конденсатора;
- с течением времени поперечные силы увеличиваются по абсолютной величине из-за неоднородности температуры, в связи с чем меняется концентрация, как и диэлектрическая проницаемость нефти и воды;
- концентрация капель воды в точке максимума в 2-2,5 раза больше первоначального значения.

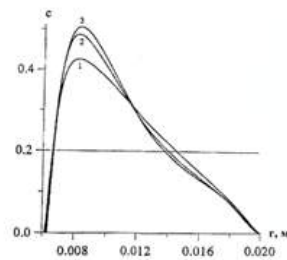


Рис. 1. Расположение концентрации во всём конденсаторе

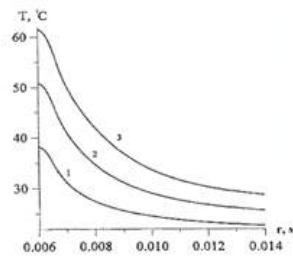


Рис. 2. Распределение температуры при высокочастотном воздействии на эмульсии

### Литература

1. Абрамзон А. А. Эмульсии. – М.: Наука, 1972. – 321 с.
2. Арнольд К., Стюарт М., Палия А. О. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с.
3. Закирьянова Г. Т. Математическое моделирование процессов тепло- и массопереноса при воздействии электрических полей на водонефтяную эмульсию : диссертация ... кандидата физико-математических наук : 01.04.14. – Башкирия., 2010. – 121 с.
4. Рябов В. Д. Химия нефти и газа. – М.: Техника, 2004. – 287 с.
5. Стародуб М. В., Ясьян Ю. П., Пуртов П. А. Технология нефти, подготовка нефти к переработке: Учебное пособие. – Краснодар: Юг, 2011. – 120 с.
6. Саяхов Ф. Л., Хакимов В. С., Арутюнов А. И., Димьянов А. А., Байков Н. М. Диэлектрические свойства и агрегативная устойчивость водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №1. – с. 36 – 35.

**ПОНЯТИЕ О МЕТОДАХ ПОДОБИЯ И АНАЛИЗЕ РАЗМЕРНОСТЕЙ  
ПРИ ПОСТРОЕНИИ ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

**Е.А. Ракитин, О.Г. Буняк**

*Научный руководитель профессор С.Н. Харламов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия*

Цель статьи заключается в раскрытии понятия о методах подобия и их практической значимости. Метод подобия – это метод исследования физических явлений, заключающийся в анализе их математического описания и описывающий представление о физическом подобии явлений, о методологии эмпирических обобщений, которые имеют место в анализе геометрических подобных систем и в условии физического подобия явлений[1].

Физические подобия – это соответствие между процессами как одинаковой так различной физической природы, которое выражает тождественность и безразмерное описание.

Геометрические подобные системы – это системы, которые накладывают друг на друга изменение их масштаба.

Суть метода подобия – в установлении безразмерной комбинации критериев исходя из дифференциальных уравнений математических моделей, которые описывают явления в совокупности системы условия однозначности.

Уравнение подобия – функциональная связь между параметрами явлений, которая представляет собой выражение в соответствии между определяющими и определяемыми числами.

Критерий подобия – число подобия, которое составлено только из заданных параметров математического описания процесса.

Число подобия – безразмерный степенной комплекс, составлен из величин существенных для данного процесса[2].

Количество величин под знаком функции – сокращается, если ввести в уравнение безразмерные комплексы, это делается для упрощения исследования физических процессов. Помимо этого, введенные безразмерные комплексы отражают воздействие не только лишь совокупности факторов, а также в отдельности, для облегчения определения физической связи в изучаемом процессе[3].

Для того, чтобы на практике применять выводы теории подобия, нужно знать, как привести к безразмерному виду математические описания исследуемых процессов.

Эту операция можно выполнить несколькими методами, мы используем метод анализа размерностей.

Основные понятия о теории подобия можно получить из трех теорем подобия:

I теорема – в подобных явлениях одноименные числа подобия равны:

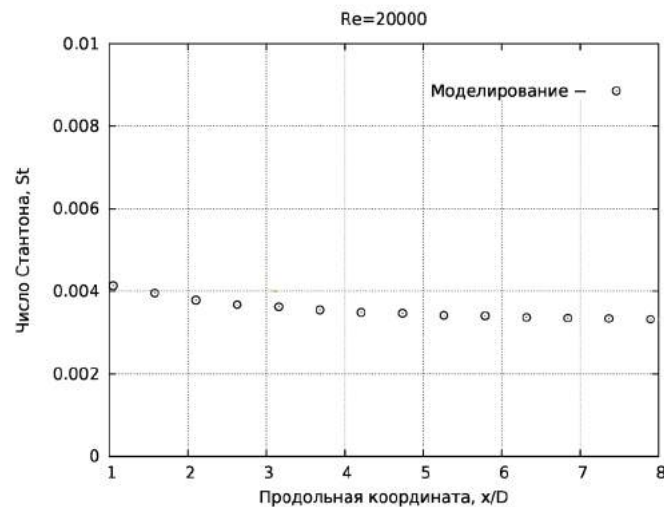
$$Re_1 = \frac{w_1 R_1}{\nu_1} = \frac{w_2 R_2}{\nu_2} = Re_2. \quad (1)$$

II теорема – решение дифференциального уравнения (системы уравнений) можно представить в виде функции от чисел подобия, полученных из этого уравнения:

$$Nu = f(X, Y, Z, Re, Gr, Pr). \quad (2)$$

III теорема – подобны те явления, условия однозначности которых подобны, а числа подобия, составленные из этих условий однозначности, равны.

На рисунке ниже представлено изменение критерия Стантона по продольной координате трубопровода.



*Рис. 1. Изменение критерия Стантона St в трубе [7].*

Бывают следующие виды подобия: геометрическое – подобие геометрических фигур; тепловое – подобие тепловых потоков и температурных полей; кинематическое – подобие движений жидкостей; динамическое – подобие сил, вызывающих подобные движения[2].

Построение моделей с помощью теории размерности базируется на следующем основном положении этой теории: любое уравнение, описываемое зависимостью между  $n$  физическими величинами в некотором процессе, может быть преобразовано в равносильное уравнение с  $n-k$  безразмерными величинами, где  $k$  – это число основных величин относящихся к данному явлению или процессу. Исходя из математической формулировки задачи, появляется список значимых для изучаемого процесса физических величин. Если же перечень известен, тогда нахождение чисел подобия можно проделать методом анализа размерностей[5].

В виде степенной формулы можно представить размерность. Согласно системе СИ формула размерности приобретает вид:

$$[\varphi] = L^i M^j T^k \Theta^l I^m J^n \quad (3)$$

где  $[\varphi]$  – производная единица измерения;

$n, m, l, k, j, i$  – действительные числа.

Размерность вторичной величины по отношению к первичной  $i$ , можно охарактеризовать значением показателя степени  $i$  при этой же первичной величине. Исходя из этого, зачастую безразмерные числа называют величиной с нулевыми размерностями, т.к. для этих величин показатели степени в формуле размерности (1) равны нулю. А размерность первичной величины принимается равной единице.

Физические величины помимо размерности так же характеризуются числовыми значениями. Прямым измерением, получают числовые значения первичных величин, иными словами путём соотношения какой-нибудь величины одинаковой физической породы, которая условно назначается стандартом и называется единицей измерения и измеряемой величиной. Выбор главных единиц измерения происходит в хаотичном порядке и зависит от того насколько удобно их использовать [4].

Определение числового значения вторичной величины производится косвенным путём, оно находится по числовым значениям первичной величины. От выбора единиц измерения первичных параметров зависят численные величины как вторичных, так и первичных параметров. Выбор основных единиц измерения не влияет только на численные значения величин с нулевой размерностью (безразмерных величин) [6].

Выбор списка первичных величин и их единиц измерения является важным звеном при создании системы единиц измерения.

На сегодняшний день правильная постановка и обработка экспериментов невозможны без учётов размерности и подобия. Порой на начальной стадии исследования некоторых непростых явлений теория размерности является единственным возможным теоретическим методом. Но не надо переоценивать возможности данного метода. Полученные результаты, которые получаются с помощью теории размерности, ограниченные и зачастую тривиальны. Вместе с тем абсолютно неверное распространённое мнение, что теория размерности не может дать значимых результатов.

При помощи теории размерности можно получить очень ценные выводы при анализе таких событий, которые зависят от огромного количества величин, но при этом так, что отдельные из этих величин в некоторых случаях становятся неосуществимы. Методы теории подобия и теории размерности играют очень значимую роль в моделировании разных явлений [2].

Использование теоремы подобия позволяет на практике находить характеристики потока при эксплуатации трубопровода.

Комбинирование теории подобия с соображениями, полученными из эксперимента или математическим путем из уравнений движения, иногда может приводить к довольно существенным результатам. Обычно теория размерности и подобия приносит очень много пользы и в теории и в практике. Все результаты, которые добываются с помощью этой теории, получаются всегда очень просто, элементарно и почти без всякого труда[6].

#### Литература

1. Бухмиров В.В. Тепломассообмен. Учебное пособие, издательство ИГЭУ, 2008.
2. Харламов С.Н. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли. Конспект лекции, 2016.
3. Зависимые и независимые группы параметров. [Электронный ресурс]/ Моделирование процессов и оборудования электронной промышленности. URL: [http://elmash.snu.edu.ua/material/MPO\\_07/\\_private/lek/lek\\_3.htm](http://elmash.snu.edu.ua/material/MPO_07/_private/lek/lek_3.htm) (дата обращения 23.12.16).
4. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. Учебник для вузов. – Москва 1975, 448с.
5. [Электронный ресурс]/ Конвективный теплообмен. URL: <http://stringer46.narod.ru/ConvectiveHeatexchange.htm>
6. [Электронный ресурс]/ Теория подобия. URL: [http://www.chemport.ru/data/chemipedia/article\\_6227.html](http://www.chemport.ru/data/chemipedia/article_6227.html)
7. [Электронный ресурс]/ Основы моделирования турбулентности. URL: [http://azagoskin.ru/wp-content/uploads/2015/06/Stfx\\_Re20000.png](http://azagoskin.ru/wp-content/uploads/2015/06/Stfx_Re20000.png)

**ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ИЗНОШЕННЫХ ДЕТАЛЕЙ  
БУРОВОГО НАСОСА УНБ – 600. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ХРОМИРОВАНИЯ  
ТРАНСМИССИОННОГО ВАЛА БУРОВОГО НАСОСА УНБ – 600.**

**И.А. Рудов.**

*Руководитель профессор кафедры ТХНГ, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

**Технологии, применяемые при восстановлении изношенных деталей бурового насоса УНБ – 600.** Существует несколько способов восстановления деталей, изношенных в процессе работы бурового насоса. Рассмотрим некоторые из них.

**Железнение.**

Железнение – процесс, в рамках которого происходит получение твердых износостойких покрытий, что позволяет компенсировать износ детали.

Преимущества: данный процесс обеспечивает высокий выход металла по току (80 – 90%), а также высокую износостойкость. При помощи данного метода можно получить покрытие твердостью 100 HRC, имеющее толщину более 1 – 1,5 мм. Для осуществления железнения можно применять дешевый и простой электролит.

Недостатки: большие затраты времени на восстановление детали, для применения этого метода необходима большая производственная база [6].

**Хромирование.**

Хромирование может быть использовано для создания антикоррозионного покрытия, а также для восстановления изношенной поверхности детали.

Преимущества: при помощи данного метода можно получить покрытие твердостью 80 HRC, а также высокую кислотостойкость и теплостойкость поверхности. Данный метод характеризуется прочным сцеплением практически со всеми металлами.

Недостатки: большие затраты времени на восстановление детали (производительность – 0,03 мм/ч). При помощи хромирования нельзя восстанавливать детали, обладающие большим износом. Это обусловлено тем, что при нанесении покрытия толщиной 0,3 – 0,4 мм восстановленная поверхность обладает пониженными механическими свойствами. Еще один недостаток данного метода заключается в высокой стоимости реализации процесса.

**Вибродуговая наплавка.**

Преимущества: термическое влияние оказывается на небольшую зону, благодаря чему обеспечивается малый нагрев самой детали. При помощи данного метода можно получить наплавленный металл с необходимой износостойкостью и твердостью. Наплавка может иметь толщину 0,8 – 3,5 мм.

Недостаток: усталостная прочность детали снижается на 35 – 45% [3].

**Плазменная наплавка.**

Преимущество: данный метод характеризуется получением наплавленного металла высокого качества.

Недостаток: основной недостаток метода заключается в высокой стоимости процесса восстановления.

**Наплавка под слоем флюса.**

Преимущества: в ходе процесса происходит наплавка металла высокого качества (наплавка характеризуется высокой износостойкостью). Также данный метод обеспечивает экономию электроэнергии и электродной проволоки.

Недостатки: процесс наплавки обладает высокой технологической сложностью, характеризуется образованием шлаковой корки. При помощи данного метода нельзя восстанавливать поверхности, имеющие высокую степень износа [2].

**Описание технологии ремонта конструктивного элемента бурового насоса УНБ – 600.** В качестве детали, требующей восстановления, выбирается трансмиссионный вал насоса. Исследуемый элемент характеризуется наличием износа шеек под подшипники. Данный дефект возник в результате отсутствия соосности посадочных мест подшипников, а также из-за недостаточного количества смазки в системе «трансмиссионный вал – подшипники». В процессе работы насоса происходило постепенное уменьшение диаметра трансмиссионного вала в местах установки подшипников. Максимальная глубина износа исследуемого трансмиссионного вала составляет 5 мм.

Необходимо выбрать и реализовать метод ремонта, обеспечивающий восстановление и дополнительное упрочнение поверхности вала для того, чтобы сделать возможным дальнейшее использование данного конструктивного элемента.

В качестве метода ремонта вала выбран ремонт при помощи метода плазменной наплавки с последующей обработкой поверхности при помощи хромирования.

Выбранная технология ремонта реализуется в несколько этапов:

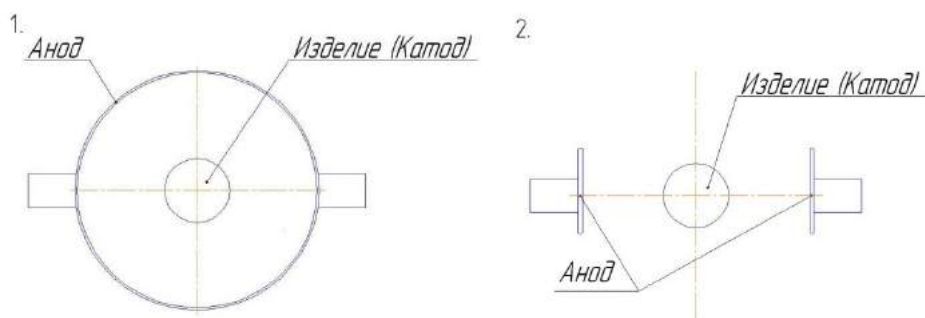
- обработка поверхности вала;
- выбор материалов;
- плазменная наплавка;
- обработка шлифованием и механическая обработка;
- хромирование;
- завершающая обработка [1].

**Моделирование процесса хромирования трансмиссионного вала бурового насоса УНБ – 600.** Для того чтобы получить высококачественное хромовое покрытие, обладающее наилучшими показателями равномерности и микротвердости, необходимо выполнить некоторые требования. Во-первых, необходимо обеспечить равномерное распределение плотности тока по площади детали, а также исключить экранирование линий тока. Во-вторых, в зону нанесения покрытия должно быть обеспечено постоянное поступление «свежего» электролита [5].

Основными параметрами, влияющими на равномерность толщины хромового покрытия, являются: плотность тока; рассеивающая способность (определяется электролитом); геометрическая форма и размеры, а также взаимное расположение анода и катода, которые определяют качество и толщину нанесенного слоя.

Наиболее качественное покрытие можно получить путем изготовления анодной оснастки, обладающей оптимальной конструкцией, что является технической задачей высокой сложности. Для решения данной задачи является рациональным использование численного моделирования процессов распределения гальванических осадков по поверхности катода [4].

Для того чтобы изучить влияние направления линий тока на качество получаемой поверхности были предложены две схемы расположения анода.



**Рис. 1. Взаимное расположение анода и катода при хромировании**

- 1 – схема нанесения покрытия с использованием цилиндрического анода;
- 2 – схема нанесения покрытия с использованием сегментного анода.

В первом случае используется анод цилиндрической формы, он располагается на равном расстоянии от обрабатываемого изделия. Во втором случае используется сегментный анод, имеющий форму двух пластин. Пластины располагаются по бокам от обрабатываемой детали, при этом выдерживается одинаковое расстояние от каждой из пластин до центральной оси.

Для моделирования было использовано хромирование наружной поверхности детали погружным способом, при стандартных режимах: температура электролита 60°C, плотность тока 55 А/дм<sup>2</sup>, время нанесения покрытия 20 минут.

Для изучения каждой схемы были построены модели распределения равномерности настенного покрытия по изделию в течение 120 секунд.

Согласно результатам моделирования, в случае применения цилиндрического анода покрытие вала в горизонтальном сечении является равномерным (отклонение составляет не более 5%), изменение отмечено лишь при отдалении поверхности обрабатываемого изделия от анода. При данном расположении анода относительно трансмиссионного вала условие равномерности хромового покрытия выполняется.

В случае применения сегментного анода покрытие вала в горизонтальном сечении характеризуется неравномерностью нанесения. Разность толщины покрытия объясняется не только изменением расстояния от поверхности изделия до анода, но и неравномерным расположением линий тока (отклонение достигает 50%).

Согласно результатам исследования можно сделать вывод о том, что применение анода цилиндрической формы является более эффективным с точки зрения равномерности наносимого покрытия. Однако следует отметить, что изготовление цилиндрического анода является более трудоемким и дорогостоящим, чем изготовление сегментного анода.

#### Литература

1. Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близукоков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2003. – 494 с.
2. Баграмов Р. А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
3. Балденко Ф. Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. – 428 с.
4. Богорад Л.Я. Хромирование. – М.: Машиностроение, 1984. – 97 с.
5. Литвинов В. М. Повышение надежности нефтепромысловых насосов. – М.: Недра, 1978. – 191 с.
6. Овчинников В. П., Грачев С. И., Фролов А. А. (ред). Справочник бурового мастера в 2-х т. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.

**РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ТРАССИРОВКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ  
С ПОМОЩЬЮ ТЕОРИИ ГРАФОВ**

**М.М. Сафаров, К.С. Воронин**

*Научный руководитель: доцент Д.А. Черенцов*

**ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия**

Выбор маршрута – это первый существенный шаг в процессе проектирования и строительства трубопровода, этот шаг может оказать значительное влияние на строительство и функционирование трубопровода в целом, поэтому оптимизация этого процесса может существенно повлиять на финансовые и материальные ресурсы необходимые для строительства трубопровода.

Целью и задачей исследования является разработка автоматизированного метода поиска оптимального пути проектирования трубопровода на этапе технико-экономического обоснования с оптимизацией трасс по критерию «минимальные финансовые затраты на строительство трубопровода»

Практическая ценность заключается в автоматизации производственного процесса, которая позволяет сократить сроки разработки документации, число ошибок, связанных с человеческим фактором и увеличить производительность труда.

Задача Штейнера состоит в поиске минимального дерева Штейнера – кратчайшей сети, соединяющей заданные конечный набор точек плоскости. Главным признаком является, то что для минимизации длины связывающей сети можно добавлять дополнительные точки, называемые точками Штейнера. В итоге кратчайшая сеть, содержащая точки Штейнера, называется деревом Штейнера.

Задача Штейнера для трёх точек даёт также некоторую информацию о геометрии кратчайших деревьев Штейнера:

- 1) Каждый угол равен  $120^\circ$  или больше, а это означает, что каждая точка соединяется с остальным деревом не более чем тремя рёбрами.
- 2) В каждой точке Штейнера сходятся ровно три ребра, образуя друг с другом углы, в точности равные  $120^\circ$ . Число рёбер дерева всегда на единицу меньше суммарного числа заданных исходных точек и точек Штейнера.
- 3) Поскольку в каждой точке Штейнера сходятся ровно три ребра и по крайней мере одно ребро должно касаться каждой из заданного множества точек, максимальное число точек Штейнера для любой задачи на две меньше, чем число заданных исходных точек.

Однако существуют и недостатки алгоритмов:

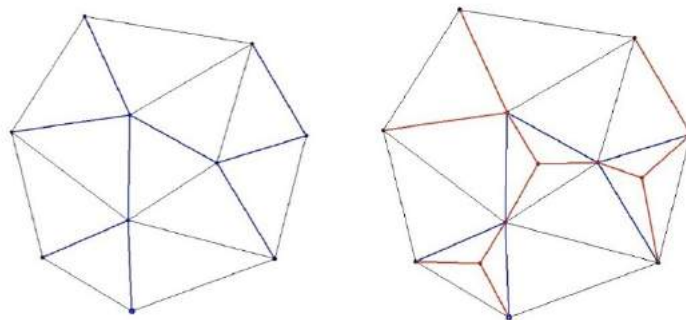
- 1) сильная зависимость от начальных точек.
- 2) Расчет занимает огромное кол-во времени.
- 3) Возможность появления решений, длина которых больше чем длина кратчайшей связывающей сети.

Эффективного алгоритма, дающего точное решение проблемы Штейнера, не существует. Но существуют приближенные решения данной задачи.

Существуют два вида алгоритмов построения кратчайшей сети:

1. Без строительства дополнительных точек (точек Штейнера). Примером такого алгоритма является алгоритм Прима. Суть алгоритма в том, что берется исходная точка и от нее добавляется ребро с меньшим весом. Данное правило добавляет только безопасные ребра; следовательно, по завершении алгоритма ребра образуют минимальное остовное дерево.
2. С дополнительными точками. Примером такого алгоритма является алгоритм Мелзака. Суть алгоритма заключается в том, что задача разбивается на подзадачи и находится точки стремления, с помощью которых дальше находятся точки Штейнера и строятся возможные деревья Штейнера.

Алгоритм нахождения кратчайшей сети представляет собой слияние алгоритмов триангуляции, Прима и теории Штейнера. На основе этого алгоритма разработана программа нахождения кратчайшей сети. Рассмотрим систему из произвольных 10 точек, расположенных на плоскости, далее триангулируем данные точки, строим минимальное остовное дерево по алгоритму Прима, затем применяем теорию Штейнера для нахождения в треугольниках точек Штейнера (рис. 1).



*Рис. 1. Конечный результат выполнения алгоритма на примере системы из 10 точек*



Конечным результатом получается сеть, суммарная длина которой до 17% меньше по сравнению с алгоритмами без построения дополнительных точек.

Для ребер с одинаковым «весом» перед нами стоит задача соединить их минимальной длиной. Но вот для различного «веса», задача кардинально меняется. Перед нами стоит задача соединить все точки по критерию минимальная стоимость. Рассмотрим систему из трех точек А, В, С (рис. 2) и найдем для нее точку D, сумма расстояний от которой до всех вершин треугольника ABC с учетом весов линий будет минимальной.

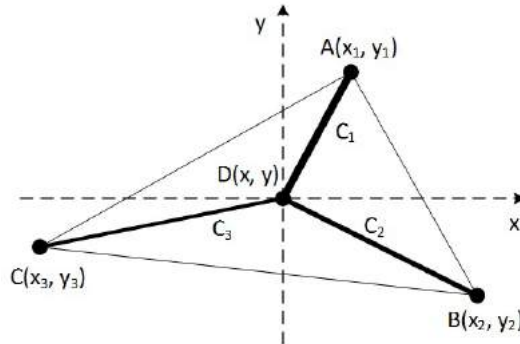


Рис. 2. Нахождение координат точки D

Координаты точки D для трех точек с учетом различных весов ребер можно найти из системы уравнений: где  $C_i$  – вес ребра от  $i$ -й точки;  $x_i, y_i$  – координаты  $i$ -й точки;  $x, y$  – координаты точки D.

Аналитическое решение данной системы уравнений достаточно сложное. Однако, можно найти приближенное решение методом подбора. Для этого строим внутри треугольника сетку с шагом:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^3 \frac{C_i(x_i - x)}{\sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2}} = 0 \\ \sum_{i=1}^3 \frac{C_i(y_i - y)}{\sqrt{(x_i - x)^2 + (y_i - y)^2}} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

где  $s_x, s_y$  – шаг сетки по осям  $x$  и  $y$  соответственно;  $x_{max}, y_{max}, x_{min}, y_{min}$  – максимальные и минимальные координаты вершин треугольника по осям  $x$  и  $y$  соответственно;  $k_x, k_y$  – количество шагов сетки по осям  $x$  и  $y$  соответственно.

Количество шагов сетки по координатным осям выбирается в зависимости от требуемой точности вычислений.

После построения сетки для каждого ее узла вычисляется суммарная длина ребер, соединяющих данный узел с вершинами треугольника:

$$s_x = \frac{x_{max} - x_{min}}{k_x}; \quad s_y = \frac{y_{max} - y_{min}}{k_y} \quad (2)$$

где  $x_j, y_j$  – координаты  $j$ -го узла сетки.

Координаты узла с минимальной суммарной длиной ребер будут являться приближенным решением системы уравнений (1) и, соответственно будут приближенными координатами точки D.

Точность решения можно повысить, повторив расчет с уменьшенным шагом сетки в окрестности полученной точки D. Тогда в уравнение (2) вместо координат вершин треугольника подставляются координаты узлов сетки, соседних с координатами узла с минимальной суммарной длиной ребер:

$$L_j = \sum_{i=1}^3 C_i \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (3)$$

где  $x_{j+1}, x_{j-1}, y_{j+1}, y_{j-1}$  – координаты узлов, соседних с узлом с минимальной суммарной длиной ребер.

Изменяя количество шагов сетки и количество уточнений расчетов можно добиться требуемой точности определения координат точки D.

#### Литература

1. Воронин К.С., Венгеров А.А., Бранд А.Э. Архитектурно-планировочные принципы формирования структуры зданий на территории обустройства нефтегазовых месторождений. / В сборнике: Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. 2014. С. 133.
2. Орлов Н.Н. Оптимальное соединение трех точек в Евклидовом пространстве. / Материалы Всероссийской научной конференции «Управление и информационные технологии УИТ-2004». – Пятигорск, 2004. – С. 157-161.

РЕЗУЛЬТАТЕ АКТИВИЗАЦИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА

Е. В. Тишкина

Руководитель профессор кафедры ТХНГ П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Влияние магистральных нефтепроводов на развитие экономики государства обуславливает необходимость их максимальной защиты от различных разрушительных сил. Но, несмотря на передовые технологии строительства современных трубопроводов, позволяющие минимизировать риск непредвиденных ситуаций, на производстве неизбежны инциденты, как техногенного, так и природного характера, например, активизация тектонического разлома.

При землетрясениях создаются различные сейсмические волны – разные по скорости распространения, амплитуде и разрушающим способностям. Причем возникновение и распространение этих волн растянуто во времени. Они могут возникнуть непосредственно после землетрясения, а могут быть отодвинуты во времени и произойти после разрушительного воздействия. Из-за аварийного закрытия задвижек в процессе эксплуатации трубопроводных систем, неминуемо возникают волновые явления многообразной природы (провалы давления и гидравлические удары, вынужденные колебания давления, автоколебания, резонансные явления и т.д.), а также связанные с ними вибрационные процессы. Возникновение и высокоскоростное распространение волн повышенного давления (около 1300 м/с), в несколько раз превосходящее рабочее давление, часто носит характер гидравлического удара. В результате возникновения гидравлического удара, как правило, совершаются порывы в наиболее ослабленных местах трубопроводной системы, которая вследствие износа неспособна выдержать динамические нагрузки ударного характера.

Кроме того, гидроудары, колебания и пульсации давления, повышенная вибрация трубопроводов многократно повышают скорость внутренних коррозионных процессов, способствуют накоплению усталостных микротрещин в металле, особенно в местах концентрации напряжений (сварные швы, царапины, задиры, заводские дефекты и др.) и являются основным фоном возникновения аварийных ситуаций.

Для наглядного примера, рассмотрим реальную ситуацию аварии на магистральном нефтепроводе Ванкор – НПС «Пурпе», который обеспечивает транспортировку нефти с Ванкорского месторождения Красноярского края в систему магистральных нефтепроводов ОАО «Транснефть». Исходя из вышеизложенной информации, в данной работе с помощью программной среды конечно-элементного анализа ANSYS были смоделированы условия для расчета напряженно-деформированного состояния линейного участка магистрального нефтепровода, находящегося в траншее и пересекающего активный тектонический разлом. Также была смоделирована ситуация по активизации этого разлома, при котором автоматически сработали аварийные задвижки на перекрытие трубы. Вследствие этого, произошел гидроудар и прорыв трубы, что повлекло за собой значительный разлив нефти.

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) линейного участка магистрального нефтепровода с разрывом от гидроудара, в результате активизации тектонического разлома, то есть при наихудшем стечении обстоятельств.

Исходные данные к расчету: общая протяженность 543 км, диаметр 820 мм, толщина стенки – 15 мм, грунт – песчаный сланец, коэффициент жесткости которого равен 800 Н/м<sup>3</sup>, внутреннее давление 7 МПа

Первым этапом в проведении работы является построение эскиза модели трубы и имитация разрыва стенки трубопровода, вследствие гидроудара (рис. 1, 2).

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) линейного участка магистрального нефтепровода с разрывом от гидроудара, в результате активизации тектонического разлома, то есть при наихудшем стечении обстоятельств.

Исходные данные к расчету: общая протяженность 543 км, диаметр 820 мм, толщина стенки – 15 мм, грунт – песчаный сланец, коэффициент жесткости которого равен 800 Н/м<sup>3</sup>, внутреннее давление 7 МПа

Первым этапом в проведении работы является построение эскиза модели трубы и имитация разрыва стенки трубопровода, вследствие гидроудара (рис. 1, 2).

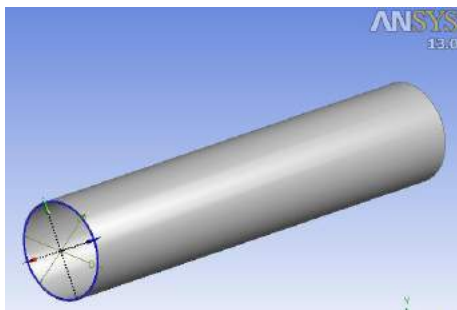


Рис. 1. Модель трубопровода

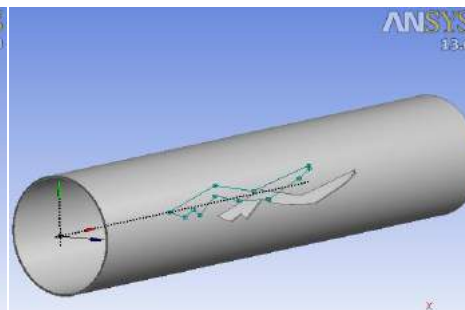


Рис. 2. Имитация разрыва стенки трубопровода

Далее, была наложена сетка (рис. 3), автоматические размеры которой взяли по умолчанию, (Relevance 0) как написано в руководстве.

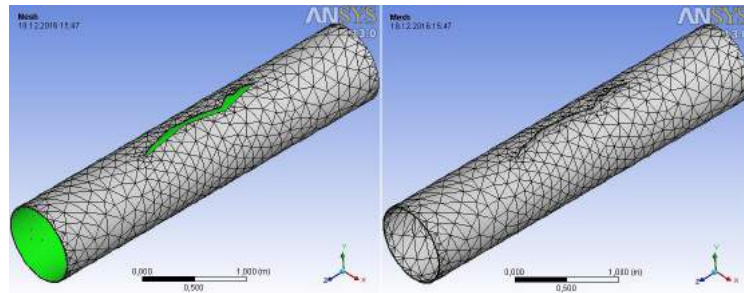


Рис. 3. Твердотельная модель трубы с использованием сетки

После этого, края трубопровода зафиксировали с помощью команды *Fixed Support*, так как трубопровод имеет продолжение.

На основную поверхность трубопровода приложили нагрузки от воздействия грунта с помощью команды *Elastic Support*, где в качестве грунта взяли песчаный сланец, а во внутренней полости построенной модели трубы, создали внутреннее давление, равное 7 МПа.

Далее, произвели расчет значений нормальных напряжений (*Normal Stress*) (рис. 4), общей деформации (*Total Deformation*) (рис. 5) и эквивалентных напряжений по Мизесу (*Equivalent Stress*), (рис. 6).

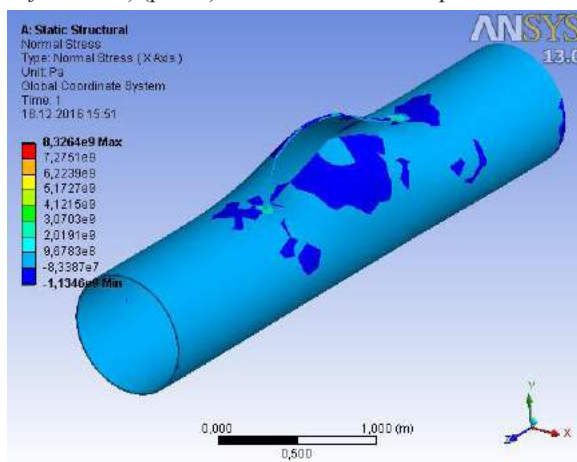


Рис. 4. Нормальные напряжения

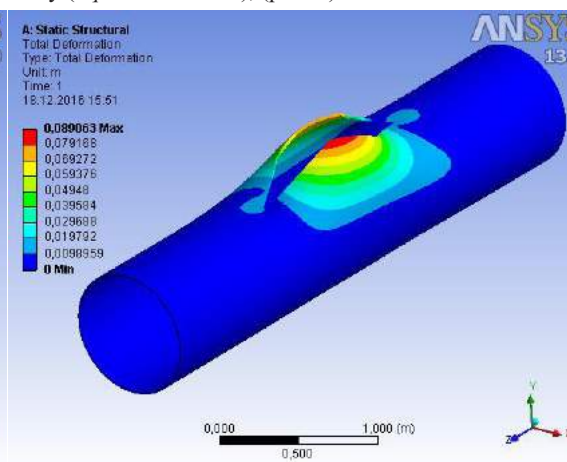


Рис. 5. Общая деформация

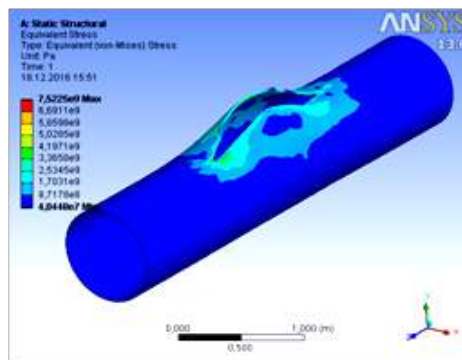


Рис. 6. Эквивалентные напряжения по Мизесу

### Выводы по расчетам

Таким образом, результатом проведенного расчета являются поля нормальных и эквивалентных напряжений и деформаций, распределенные по всей длине трубопровода в основном металле трубопровода, которые представлены на рисунках 4, 5 и 6. Такие же результаты могут быть определены для любого возможного пространственного положения трубопровода в зависимости от его координаты вдоль оси.

Сила гидроудара зависит от скорости потока жидкости в трубе до и после перекрытия трубопровода: чем выше скорость потока, тем сильнее будет удар при его резкой остановке. Сама же скорость потока зависит от диаметра трубопровода: при большем диаметре трубы, скорость потока жидкости в ней при дифференциальном расходе ниже. Таким образом, применение труб большего диаметра ослабляет гидроудар.

Второй способ ослабить силу гидравлического удара – увеличить время перекрытия трубопровода (или включения насоса). Для постепенного перекрытия трубы можно использовать запорные краны вентильного

типа. Для насосов есть комплекты плавного пуска, которые не только позволяют избежать гидроударов при включении, но и продлевают срок службы самого насоса.

Наконец, третий способ защиты от гидроудара – использование демпферного устройства – **мембранного расширительного бака**, который будет «гасить» скачки давления.

#### Литература

1. Сузуки Н. И, Тоеда М. Сейсмические нагрузки заглубленных трубопроводов и способность к деформации высокопрочных магистральных труб – Материалы конференции «Pipe Dreamer's», Йокогама, Япония, 2002г.
2. Сущев Т.С. Повышение безопасности магистральных нефтепроводов на участках пересечений с активными тектоническими разломами: Автореферат...дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 26 с.
3. Природа гидроудара в системах. [Электронный ресурс].– Режим доступа к сайту: <http://aqua-rmnt.com/vodosnab/document/gidroudardar-v-sistemax-vodosnabzheniya-i-otopleniya.html>.
4. Коэффициенты жесткости упругого основания (коэффициенты постели) для различных грунтов. [Электронный ресурс].– Режим доступа к сайту: <http://tehtab.ru/Guide/GuideMatherials/SurfaceDigging/CoefficientOfBed/>.
5. Новости [Электронный ресурс].– Режим доступа к сайту: <http://teknoblog.ru/2016/03/04/56734>.
6. Магистральный нефтепровод «Ванкорское месторождение - НПС «Пурпе»». [Электронный ресурс].– Режим доступа к сайту: [http://www.avtoprodai.ru/work/magistralnii\\_nefteprovodds/](http://www.avtoprodai.ru/work/magistralnii_nefteprovodds/)

### ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СХЕМЫ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ МОДУЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ М (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ю.В. Торчинский, А.Д. Акопов

*Научный руководитель профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В данной работе планируется произвести моделирование процесса низкотемпературной сепарации модуля подготовки газа одного из месторождения Томской области. Актуальность работы связана с тем, что низкотемпературная сепарация, как технологический процесс является наиболее эффективным для подготовки продукции газоконденсатных месторождений, доля добычи по которым растет. В связи с тем, что состав газожидкостной смеси, поступающей на установку комплексной подготовки газа, для различных месторождений отличается, необходимо выбирать оптимальные параметры сепарации.

Главной целью работы является моделирование схемы низкотемпературной сепарации модуля подготовки газа месторождения М и оценка ее эффективности. Для достижения цели работы были определены следующие задачи: 1) изучить основные принципы низкотемпературной сепарации, ее эффективности; 2) овладеть приемом проведения расчетного исследования (Case Study) в моделирующей программе HYSYS; 3) исследовать эффективность процесса дросселирования и детандирования при условии, что начальные параметры охлаждаемых потоков одинаковы; 4) построить моделирующую схему установки низкотемпературной сепарации; 5) сделать общий вывод по работе.

Предметом исследований является газ месторождения М Томской области. Данное месторождение было выбрано как опытное месторождение по добыче газа и конденсата, а также из-за состава газа. Были предоставлены данные о составе газа, перепаде давлений и начальных температур потока. Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

*Характеристики потока, поступающего на установку низкотемпературной сепарации*

Диапазон давлений	Начальная температура потока $t_p, t_p, t_s$	Состав газа, % мольные							
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>
10-4МПа	-20; -10; 0	0,9781	0,0009	0,0002	0,00002	0,00008	0,0028	-	0,0177

Вся работа была разбита на два исследования:

- 1) Исследование эффективности процесса дросселирования и детандирования;
  - 2) Построение изотермы и изобары конденсации, а также смоделировать принципиальную технологическую схему установки низкотемпературной сепарации газа.
1. Для исследования эффективности процессов в программном обеспечении HYSYS задаём материальный поток и создаём ему условия из данных полученных с месторождения. Далее создаем моделирующую схему дросселя и детандера. Рассчитываем температурный коэффициент  $\Delta T$  (коэффициент Джоуля-Томпсона. Он определяет изменение температуры при бесконечно малом изменении давления). [1] Изменить начальную температуру потока газа и оценить ее влияние на величину температурного коэффициента. Аналогично для исследования процесса детандирования. Все полученные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты исследования эффективности охлаждения газа

Температура исследования, С <sup>0</sup>	Давление на входе, МПа	Давление на выходе, МПа	Температура после дросселирования, С <sup>0</sup>	Температурный коэффициент С <sup>0</sup> /МПа
-10	10	5	-33,55	4,71
-20	10	5	-45,06	5,01
0	10	5	-22,55	4,51
Температура исследования, С <sup>0</sup>	Давление на входе, МПа	Давление на выходе, МПа	Температура после детандирования, С <sup>0</sup>	Температурный коэффициент С <sup>0</sup> /МПа
-10	10	5	-42,70	6,54
-20	10	5	-52,29	6,46
0	10	5	-33,51	6,70

На основе полученных результатов, можно сделать вывод, что при одной и той же температуре (-10С<sup>0</sup>; -20С<sup>0</sup>; 0С<sup>0</sup>) после процесса детандирования, возможно большее снижение температуры (-42,70С<sup>0</sup>; -52,29С<sup>0</sup>; -33,51С<sup>0</sup>), чем при дросселировании (-33,55С<sup>0</sup>; -45,06С<sup>0</sup>; -22,55С<sup>0</sup>).

- Для установления практической зависимости температуры от выхода жидкой фазы построим изобару конденсации. Для этого воспользуемся существующим температурным диапазоном потока, поступающего на установку низкотемпературной сепарации от минус 20 до 0С<sup>0</sup> с шагом 5С<sup>0</sup> при давлении Р=10 МПа. Изобара представлена на рисунке 1.
- 
- 

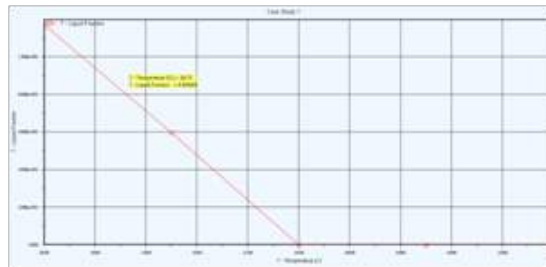


Рис. 1. Изобара конденсации

Наблюдаем обратную линейная зависимость количества выделившейся жидкой фазы от температуры.

Далее строим изотермы конденсации. Из теоретического раздела известно, что для каждой температуры существует давление, при котором выпадает наибольшее количество конденсата, и оно называется давлением максимальной конденсации. [2] Построим изотермы конденсации и определим значения требуемых давлений. Для этого устанавливаем зависимость количества выпадающей жидкой фазы от давления. Все полученные изотермы конденсации представлены на рисунке 2.

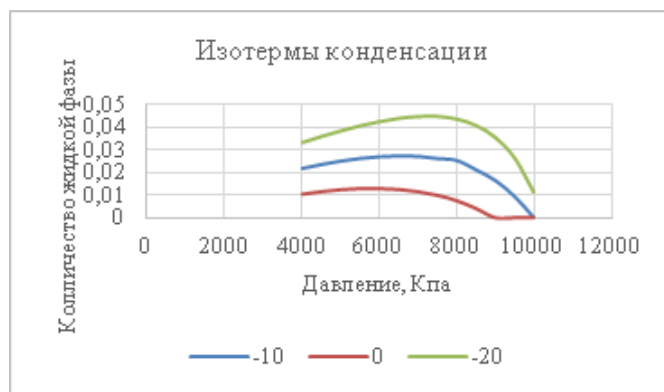


Рис. 2. Изотермы конденсации

Делаем вывод, что экстремум каждой из изотерм конденсации есть давление максимальной конденсации. Из полученных результатов можно сделать вывод о том, что: 1. Чем ниже температура, тем выше давление максимальной конденсации; 2. Чем ниже температура, тем больше жидкости выделяется из газового потока.

Далее строим моделирующую схему. На основе данных о составе газа, произведем моделирование двухступенчатой установки низкотемпературной сепарации с регулирующим клапаном (дросселем). [3] Данные из таблицы 1. Для того, чтобы оценить эффективность действующей установки низкотемпературной сепарации, сравним показатели точки росы по углеводородам, полученные в моделирующей схеме с требованиями СТО

Газпром. Температура точки росы, полученная при смоделированной схеме (HC Dew Point [Gas] [C]) составила -44,69 градусов. Таким образом, точка росы по углеводородам соответствует требованиям СТО Газпром, а, следовательно, данная установка низкотемпературной сепарации относительно подготовки товарного газа эффективна.

Определим качество отделяемого конденсата. Согласно ГОСТ Р 54389-2011 ДНП для газового конденсата должно быть не больше 66,7 кПа. Сравним показатели ГОСТ и получившиеся данные. Расчётное давление насыщенных паров (Reid VP at 37,8 C [кПа]) составило 5388. Полученный в результате конденсат не соответствует требованиям стандарта для стабильного конденсата. То есть полученный конденсат является нестабильным, для его стабилизации необходимо применение специальных методов, например, таких как метод ректификации, следовательно, необходима реализация отдельной установки по дезэтанзации стабилизации конденсата.

Было проведено исследование и сравнение различных способов охлаждения газа. По полученным результатам можно сделать вывод о том, что охлаждение газа с помощью детандера более эффективно, чем при использовании дросселя. Однако установки охлаждения газа с детандером, стоят гораздо дороже, поэтому по экономической эффективности детандирования в ряде случаев уступает процессу дросселирования.

Так же была смоделирована схема двухступенчатой установки низкотемпературной сепарации. Полученный в результате моделирования газ соответствовал по точке росы требованиям СТО Газпром. Установлено, что процесс НТС проходил не при максимальном давлении конденсации, поэтому был произведен расчет потерь конденсата, которые составили 8,3%. Также была проведена оценка качества конденсата по требованиям ГОСТ Р 54389-2011. Был сделан вывод о том, что: полученный в результате конденсат не соответствует требованиям стандарта для стабильного конденсата. То есть полученный конденсат является нестабильным, для его стабилизации необходимо применение специальных методов, например, таких как метод ректификации, следовательно, необходима реализация отдельной установки по дезэтанзации стабилизации конденсата.

### Литература

1. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987.
2. Степанова Г.С. Низкотемпературная очистка природного газа. -//Газ.пром-ть, 1986, № 10. -47с.
3. Гурвич Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. – М.: Недра, 1982.

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ПЛЕНОЧНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ПАРА

Фам Динь Ан, Нгуен Бао Тоан

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фазовые переходы веществ происходят в некоторых областях техники и играют очень большую роль в его развитии. В данной работе изложены некоторые общие закономерности переноса тепловой энергии при конденсации веществ. В природе и технике встречаются различные виды конденсации пара. Для объемной конденсации необходимо, чтобы пар был перенасыщен, т.е. его плотность должна превышать плотность насыщенного пара при данном давлении. При этом степень перенасыщения, при которой начинается конденсация тем больше, чем чище пар.

Чтобы происходил стационарный процесс объемной конденсации, в паре должны присутствовать центры конденсации и теплота парообразования необходимо непрерывно отводить от поверхности охлаждения. Течение пленки (гравитационной или сдвиговой) может быть ламинарным или турбулентным, в зависимости от расхода конденсата и его вязкости.

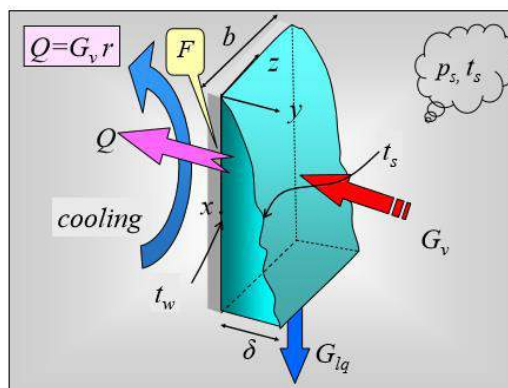


Рис. 1. Схема процесса конденсации

Из общего описания процесса конденсации следует представление о пленке конденсата как некотором тонком слое, обладающем термическим сопротивлением, через которое к охлаждаемой стенке переносится теплота фазового превращения, выделяющаяся на поверхности раздела фаз пар – жидкость (рисунок 2.).

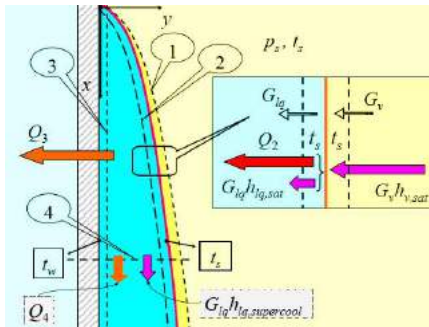


Рис. 2. Уравнения баланса массы и тепловой энергии

- поверхность 1 расположена в паровом объеме бесконечно близко к границе раздела фаз пар-жидкость;
- поверхность 2 расположена в пленке конденсата бесконечно близко к границе раздела фаз;
- поверхность 3 расположена в пленке конденсата бесконечно близко к стенке;
- поверхность 4 есть поперечное сечение пленки конденсата.

Рассмотрим потоки через поверхность раздел фаз, это поверхность имеет нулевую толщину и нулевую массу. Уравнения сохранения массы и энергии для такого контрольного объема сводятся к условию равенства потоков массы и энергии через (1) и (2): входящие и уходящие потоки должны быть:  $G_{iq} = G_v = G$  (кг/с.м)  $G_{iq}$  – расход конденсата, отводимого через (2) от поверхности раздела фаз;  $G_v$  – количеству пара, подведенного к межфазной границе через (1). В записи потоков тепловой энергии необходимо учесть конвективные потоки энтальпии и кондуктивные тепловые потоки:

$$\underbrace{G_v h_{vs}}_{\text{Конвекция через (1)}} + \underbrace{Q_1}_{\text{Кондукция через (1)}} = \underbrace{G_{iq} h_{is}}_{\text{Конвекция через (2)}} + \underbrace{Q_2}_{\text{Кондукция через (2)}} \quad (1)$$

Кондуктивный поток  $Q_1$  в паровой фазе следует считать нулевым, поскольку температура в чистом насыщенном паре постоянна и равна температуре насыщения.

Разность энтальпий пара  $h_{vs}$  и жидкости  $h_{is}$  на линии насыщения есть скрытая теплота конденсации  $r$ ,  $r = h_{vs} - h_{is}$ , получим

$$G \cdot r = Q_2 \quad (2)$$

Тепловой баланс для контрольного объема, ограниченного поверхностями (2), (3) и (4):

$$\underbrace{G_{iq} h_{iq,s}}_{\text{Конвекция через (2)}} + \underbrace{Q_2}_{\text{Кондукция через (2)}} = \underbrace{Q_3}_{\text{Кондукция через (3) теплоотвод к стенке}} + \underbrace{Q_4}_{\text{Кондукция через (4)}} + \underbrace{G_{iq} h_{iq,supercool}}_{\text{Конвекция через (4)}} \quad (3)$$

$$\underbrace{Q_3}_{\text{Кондукция через (3) теплоотвод к стенке}} = \underbrace{Q_2}_{\text{Кондукция через (2)}} + \left[ \underbrace{G_{iq} h_{iq,s}}_{\text{Конвекция через (2)}} - \underbrace{G_{iq} h_{iq,supercool}}_{\text{Конвекция через (4)}} \right] - \underbrace{Q_4}_{\text{Кондукция через (4)}} \quad (4)$$

В конце параграфа, подробно показано, что члены в квадратных скобках пренебрежимо малы.

$$G \cdot r = Q_3 = Q_2 = Q \quad (5)$$

Дифференциальным уравнением массового баланса для конденсата и определяет скорость увеличения расхода жидкости в пленке вследствие конденсации пара на ее поверхности.

$$\frac{dG(x)}{dx} = j(x) = \frac{q(x)}{r} \quad (6)$$

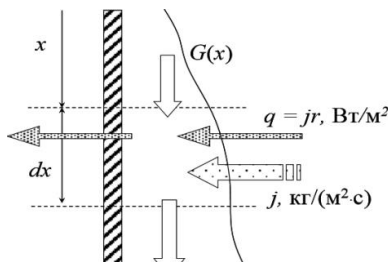


Рис. 3. Увеличение расхода конденсата

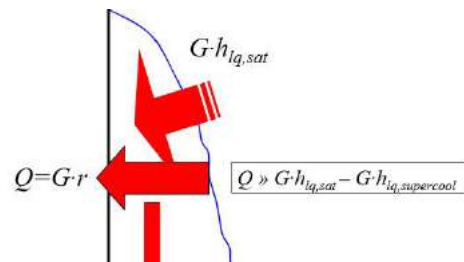


Рис. 4. Теплопроводность и конвекция в пленке

Тепловой поток  $Q_4$  через сечение пленки в продольном направлении для тонкой пленки конденсата также оказывается пренебрежимо малой величиной, поскольку продольные градиенты температуры пренебрежимо малы по сравнению с поперечными:

$$\frac{\delta}{x} \ll 1 \Rightarrow \frac{t_s - t_w}{x} \ll \frac{t_s - t_w}{\delta} \quad (7)$$

Для ламинарной пленки легко получить более конкретные оценки:

$$\frac{Q_4}{Q_2} \approx \frac{\lambda_{lq} \frac{t_s - t_w}{x} (\delta b)}{\lambda_{lq} \frac{t_s - t_w}{\delta} (\delta b)} = \left( \frac{\delta}{x} \right)^2 \ll 1 \quad (8)$$

Соотношения  $G.r = Q_3 = Q_2 = Q$  и соответствующую словесную формулировку: теплота фазового перехода, выделяющаяся на поверхности раздела фаз, переносится к охлаждаемой стенке транзитом через пленку конденсата посредством молекулярной и турбулентной теплопроводности можно записать следующим образом

где  $q_y$  – локальная плотность поперечного (т.е. по нормали  $y$  к стенке) теплового потока,  $\lambda$  – молекулярная теплопроводность жидкой фазы (конденсата),  $\lambda_T$  – турбулентная теплопроводность, зависящая от скорости,

$$q_y = -(\lambda + \lambda_T) \frac{\partial t}{\partial y} = \text{const по координате } y \quad (9)$$

толщины пленки, расстояния  $y$  от стенки (для расчета  $\lambda_T$  должна быть привлечена подходящая модель турбулентности).

Рассмотренное явление конденсации пара имеют громадное значение, с которым сталкивается каждый человек ежедневно. В работе многие сложные формулы и вычисления были сознательно пропущены, т.к. подробное вычисление лежит на границе наших познаний.

#### Литература

1. Тепломассообмен / Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. и др // Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, – 2005. — С. 550.
2. Тепломассообмен / Брюханов О.М., Шевченко С.Н. // Учебное пособие. — М.: Издательство АСВ, – 2005. — С.461.

### ПОНЯТИЕ О МЕТОДАХ ПОДОБИЯ И АНАЛИЗЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ВЫБРОСА БОЛЬШИХ МАСС ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОПРОВОДА

Фан Куок Хань, Нгуен Динь Тхинь

Научный руководитель профессор Харламов С.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Теория подобия в настоящее время широко используется для обобщения экспериментальных данных и общего анализа физических явлений. С помощью этой теории физические величины можно объединять в безразмерные комплексы.

Понятия о теории подобия основаны из трех теорем подобия: в подобных явлениях одноименные числа подобия равны; решение дифференциального уравнения можно представить в виде функции от чисел подобия, полученных из этого уравнения; условия однозначности явлений подобны, а числа подобия, составленные из этих условий однозначности, равны.

Бывают следующие виды подобия: геометрическое – подобие геометрических фигур; тепловое – подобие тепловых потоков и температурных полей; кинематическое – подобие движений жидкостей; динамическое – подобие сил, вызывающих подобные движения [1].

Критерий Нуссельта является основным определяемым критерием подобия конвективных теплообмен, который характеризует отношение плотности теплового потока конвективной теплоотдачей к плотности теплового потока теплопроводности в слое текучей среды вблизи стенки [2]:

$$Nu = \frac{q_{конв}}{q_{теплопровод}} = \frac{\alpha \cdot \Delta T}{\lambda_f \cdot \partial T / \partial n} = \frac{\alpha \cdot \Delta T}{\lambda_f \cdot \Delta T / R_0} = \frac{\alpha}{(\lambda_f / R_0)} = \frac{\alpha \cdot R_0}{\lambda_f};$$

где  $q_{конв}$  – плотность теплового потока конвективной теплоотдачей, рассчитываемая по закону теплоотдачи Ньютона,  $q_{теплопровод}$  – плотность теплового потока в теплопроводной части пограничного слоя, рассчитываемая по закону Фурье.

К группе определяемых критериев также относят критерий Эйлера, который характеризует отношение силы давления к силе инерции или отношение энергии давления к кинетической энергии потока [2]:



$$Nu = \frac{q_{\text{конв}}}{q_{\text{теплопровод}}} = \frac{\alpha \cdot \Delta T}{\lambda_f \cdot \partial T / \partial n} = \frac{\alpha \cdot \Delta T}{\lambda_f \cdot \Delta T / R_0} = \frac{\alpha}{(\lambda_f / R_0)} = \frac{\alpha \cdot R_0}{\lambda_f}$$

Анализ системы дифференциальных уравнений конвективного теплообмена в векторной форме:

Критерий Рейнольдса,  $\frac{\partial T}{\partial \tau} + \vec{w} \cdot \nabla T = a \cdot \nabla^2 T$  и  $\frac{\partial \vec{w}}{\partial \tau} + \vec{w} \cdot \nabla \vec{w} = \vec{g} - \frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \cdot \nabla^2 \vec{w}$  характеризующий режим течения жидкости  $Re = (w_0 \cdot R_0) / \nu$  [2];

Критерий Грасгофа, характеризующий подъемную силу, возникшую вследствие разности плотности жидкости  $Gr = \frac{g \cdot R_0^3}{\nu^2} \beta \cdot \Delta T$

Здесь  $\beta$  - коэффициент объёмного расширения жидкости [2];

Критерий Прандтля, определяющий физические свойства жидкости  $Pr = \nu / a$  [2].

Опыт транспортировки углеводородных газов показал, что в газопроводах может накапливаться значительное количество жидкости, которая затем поступает в технологическое оборудование и возможно создают аварийные ситуации.

Образования структуры газожидкостного потока в зависимости от режимов течения газовой фазы представлены на рисунке 1: а – расслоенная плоская, в – расслоенная волновая; г, д – пробковая; е, ж – дисперсно-кольцевая; ж, з – распределение дисперсной фазы и расслоенной жидкой фазы в пробковой структуре. Заметим, что в любыми перечисленными расслоенными и пробковыми структурами в газовой фазе жидкость содержится в дисперсном состоянии.

Объем поступающей жидкости из зависит от диаметра, длины, рельефа местности, параметров окружающей среды, состава перекачиваемого газа и особенностей технологий эксплуатируемых промыслов. По производственному опыту объем жидкости одновременно поступающей из газопровода диаметром от 500 мм может достигать 200 ÷ 500 м<sup>3</sup> [3]. Единовременное поступление в емкостной аппарат большой массы жидкости осложняется ее высокой и непостоянной скоростью движения (рисунок 2). Скорость сплошной жидкости по трубопроводу составляет примерно 0,9 от скорости транспортируемого газа (20 ÷ 50 м/с) [3]. В процессе улавливания и отвода жидкости из газопровода ее движение становится ускоренным.

Описанный эффект неоднократно подтвержден экспериментально в лабораторных и производственных условиях. Нестационарный процесс течения жидкости из газопровода в емкость аппарата изображается системой уравнений, которые получаются из:

Уравнение И.В. Мещерского, отражающее движение тел переменной массы:  $\frac{dW_L}{dt} = \frac{f \cdot (P_1 - P_2)}{M_L - t \cdot L_i}$

Уравнение расхода жидкости через патрубок емкости:  $L_i = \rho_L \cdot f \cdot W_{Li}$  ;

Где  $t$  – время поступления жидкости в емкость, с;  $f$  – площадь, занимаемая жидкостным потоком в самом узком поперечном сечении патрубка, через который поступает жидкость в емкость, м<sup>2</sup>;  $P_1, P_2$  – давление газовой фазы в трубопроводе за жидкостью и давление в емкости, Па;  $M$  – исходная масса жидкости, кг;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $W_{Li}$  – текущая величина скорости поступления жидкости через патрубок, м/с.

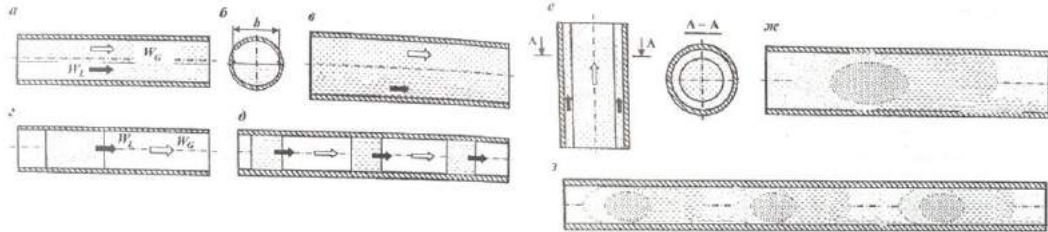


Рис. 1 Структуры потока при движении большой массы жидкости в газопроводе: а – расслоенная плоская; в – расслоенная волновая; г, д – пробковая; е, ж – дисперсно-кольцевая; ж, з – распределение дисперсной фазы и расслоенной жидкой фазы в пробковой структуре

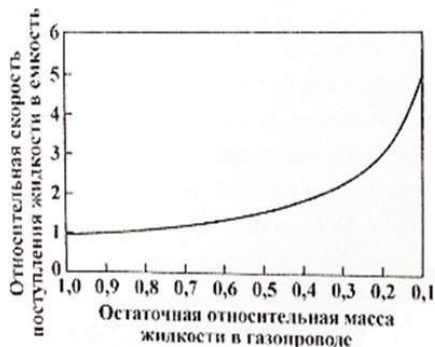


Рис. 2. Изменение скорости жидкости при её поступлении в емкость: остаточная относительная масса жидкости в газопроводе  $M_L = M_{Li} / M_L$ ; относительная скорость поступления жидкости в емкость  $W_L = W_{Li} / W_L$ ; где:  $M_{Li}$  – масса жидкости, которая остаётся в трубопроводе;  $M_L$  – исходная масса жидкости;  $W_{Li}$  – скорость жидкости, поступающей в ёмкость;  $W_L$  – начальная скорость жидкости, равная её скорости в трубопроводе

Возрастание скорости поступления жидкости в емкость графически представлено на рисунке 2, из которого видно, что скорость жидкости, поступающей в емкость, возрастает с уменьшением её массы в трубопроводе.

Причем скорость остаточной жидкости (хвоста) увеличивается в 4÷ 4,8 раза от начальной величины скорости жидкости в газопроводе. На долю “хвостовой” части жидкости приходится 5÷ 20 % от общего объема.

Динамический напор головной части жидкостной массы, поступающей из газопровода в емкость, рассчитывается по известной формуле:  $P_{LH} = 0,5 \cdot \rho_L \cdot W_{L1}^2$ ;

где  $W_{L1}$  – начальная скорость поступления жидкости в емкость (м/с):  $W_{L1} = 0,95 \cdot W_{G1}$  ;

Скорость движения транспортируемого газа (м/с) равна:  $W_{G1} = \frac{G \cdot \rho_{G1}}{0,785 \cdot D_1^2}$  ;

где  $G$  – массовый расход транспортируемого газа, кг/с;  $D_1$  – диаметр трубопровода, по которому транспортируют

газ, м;  $\rho_{G1}$  – плотность газа в трубопроводе, кг/м<sup>3</sup>:  $\rho_{G1} = \frac{m \cdot P_1}{8314 \cdot T_1 \cdot z}$  ;  $P_1$  – давление газа в трубопроводе, Па;

$T_1$  – температура газа на входе в насадки, К;  $z$  – фактор сжимаемости.

Из графика на рисунке 2 максимальная скорость хвостовой части жидкости равна  $W_{Lmax} = 4,8 \cdot W_L = 4,56 \cdot W_{G1}$  ;

Максимальный гидродинамический напор, выраженный через скорость транспортируемого газа по трубопроводу  $W_{G1}$ :  $P_{Lmax} = 0,5 \cdot \rho_L \cdot (4,56 \cdot W_{G1})^2$  . Величина максимума гидродинамического напора при скоростях транспортируемого газа  $W_{G1} = 20$  м/с составляет 4,2 · 10<sup>6</sup> Па (4,2 МПа); при  $W_{G1} = 50$  м/с она равна 2,6 · 10<sup>7</sup> Па.

Таким образом, с применением методов подобия возможно построить математические модели процессов, которые наиболее применяются в качестве основы сложных технологических процессов и аппаратов.

### Литература

1. Бухмиров В.В. Тепломассообмен: Учебное пособие / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». –Иваново, 2014. – 360 с.
2. Харламов С.Н. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли. Конспект лекции, 2015.
3. Запорожец Е.П. , Зазарченко Е.И. Математическое моделирование регулярных сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие для студентов.- Краснодар: Издательский Дом-Юг, 2012. – 142с.

## ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ ГАЗА В ТРУБОПРОВОДЕ С КОНФУЗОРНОЙ СЕКЦИЕЙ

Д.С. Фатьянов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Представлены результаты математического моделирования процессов в трубопроводах с конфузорными секциями с различными углами наклона конфузора в условиях устойчивого турбулентного течения газообразных углеводородных сред.

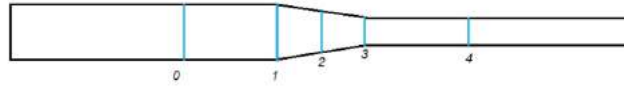
Изучение процессов, происходящих при течении газа в трубопроводах сложной конфигурации представляет собой определенный научный и практический интерес. Так, в 2014 году специалистами ОАО «Гипрогаз-центр» был проведен натурный эксперимент [1], в ходе которого было выяснено, что имеют место процессы аномального разогрева тупиковых ответвлений на крановых узлах в процессе заполнения участков магистрального газопровода. Произведено экспериментальное выявление режимов перепуска газа, в которых возникает аномальный разогрев тупиковых ответвлений на крановых узлах. Разогрев газа в отводе происходил при наличии конического (конфузорного) перехода в тупиковом ответвлении. Специалисты пришли к выводу, что причиной этого эффекта, предположительно, являются нестационарные колебания газа в байпасе и тупиковом ответвлении.

Однако в работе [1] так же показано, что в случае использования прямой врезки, аномальный разогрев тупикового ответвления не происходит. Поэтому можно сделать предположение, что одной из причин аномального разогрева являются эффекты прямой и обратной турбулизации потока и, соответственно, перехода части турбулентной энергии в тепловую энергию газа. Так, например, известно [2, 3], что при определенной конфигурации конфузора, на некотором расстоянии после него происходит ламинаризация потока, а следовательно, можно говорить о диссипации некоторой части турбулентной энергии.

В настоящей работе планируется провести анализ термодинамических характеристик течения газа в трубопроводе при наличии конфузорной секции, а так же исследовать влияние геометрии конфузора на эти характеристики для дальнейшей оценки влияния их изменения на вклад в тепловые процессы.

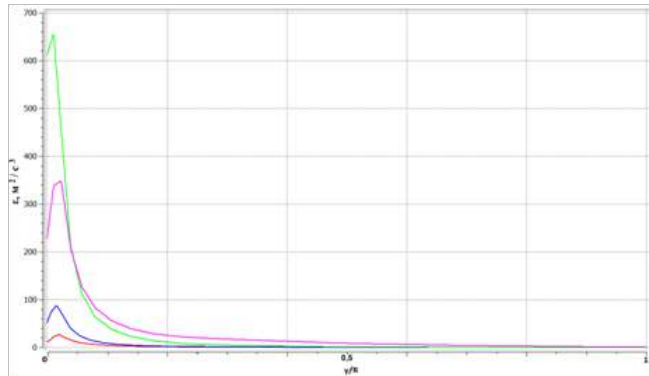
Расчеты производились в программном пакете Ansys Fluent с использованием  $k$ - $\epsilon$  модели турбулентности (где  $k$  и  $\epsilon$  – кинетическая энергия и диссипация энергии турбулентности соответственно). Исследовались конфигурации труб с диаметром входной секции 0,2 м, длиной конфузорной секции 1 м и различной величиной диаметров выходной секции от 0,18 до 0,02 м в зависимости от тангенса угла наклона конфузорной секции  $\beta$  (от 0,01 до 0,09 соответственно). Входная температура газа была принята равной 273 К, температура стенки 350 К,

внутреннее давление в трубопроводе 101325 Па, критерий Рейнольдса  $Re$  во всех случаях принят равным  $5 \cdot 10^4$ .  
 Модель трубопровода представлена на рисунке 1.



**Рис. 1. Участок трубопровода с конфузорной секцией. 0, 1, 2, 3, 4 – исследуемые сечения**

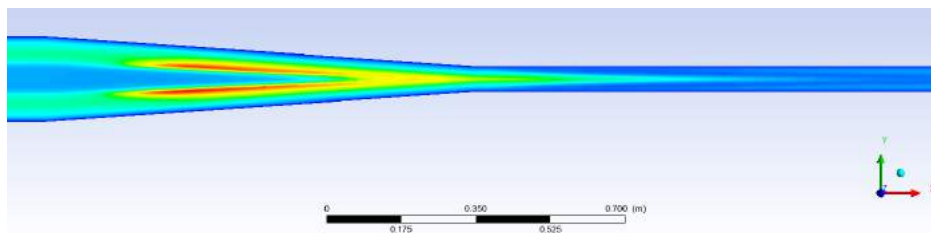
В ходе расчетов выяснено, что максимальное значение диссипация турбулентной энергии  $\epsilon$  принимает вблизи стенки в месте окончания конфузорной секции и далее уменьшается незначительно (рис. 2). Максимальное значение диссипации значительно возрастает при увеличении  $\beta$ .



**Рис. 2. Распределение диссипации турбулентной энергии по сечениям. Красный – сечение 1, синий – сечение 2, зеленый – сечение 3, розовый – сечение 4 (см. рис. 1)**

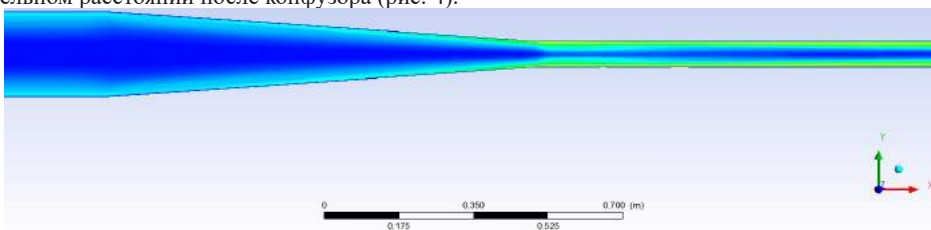
Профиль осевой скорости при заданных условиях становится приближенным к профилю скорости ламинарного течения на расстоянии 0,5 – 2,5 м от конца конической секции в случае, когда тангенс угла наклона конфузора  $\beta$  равен 0,07 – 0,09. До этих значений ( $\beta = 0,01 \div 0,06$ ) профиль скорости после конфузора остается характерным для турбулентных течений. Также можно заметить, что наблюдается значительное увеличение скорости радиальной во время прохождения газа через конфузор.

Исследуя значения характерного размера турбулентности  $L$ , можно отметить резкое увеличение этого параметра внутри конфузора и возвращение его отношения к радиусу трубопровода в исследуемом сечении после конфузорной секции к значениям, эквивалентным к тем, которые были получены в сечении до секции (рис. 3).



**Рис. 3. Распределение масштаба турбулентности**

Переходя к анализу тепловых характеристик течения следует отметить распределение значений потока тепла (как в осевом направлении, так и в радиальном). Интересным в данном случае представляется тот факт, что после прохождения конфузорной секции значения радиального переноса  $v' \theta'$  возрастают, и такая картина сохраняется на значительном расстоянии после конфузора (рис. 4).



**Рис. 4. Распределение радиального переноса тепла**

На рисунке 5 приводится распределение потока теплоты  $Q^+$  по сечениям трубопровода 0 – 4 (смотри рисунок 1). Смещение экстремума в сечении 4 к оси трубопровода при  $\beta = 0,07 \div 0,09$  является одним из признаков ламинаризации потока.

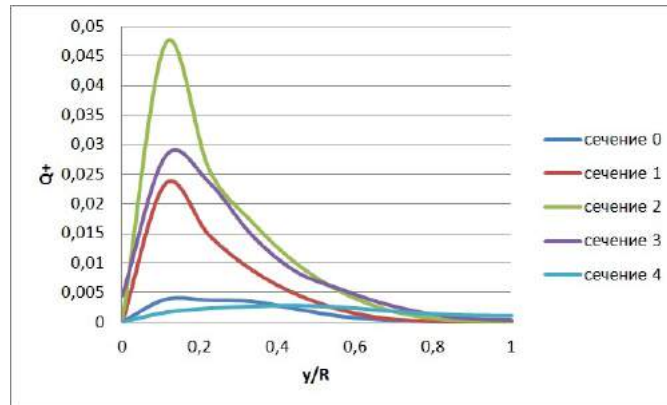


Рис. 5. Распределение потока теплоты при  $\beta = 0,07 \div 0,09$

Представленные результаты математического моделирования течения газа в дальнейшем планируется использовать с целью оценки вклада различных процессов в тепловые эффекты, происходящие в трубопроводах различных сложных геометрий.

#### Литература

1. Агиней Р.В., Парфенов Д.В. Экспериментальные исследования нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток»// Трубопроводный транспорт. Теория и практика. 2014. №3. Стр. 50-53
2. Танака Х., Кавамура Х., Татено А., Хатамия С. Влияние ламинаризации потока и его последующей турбулизации на теплообмен в случае течения при малых числах Рейнольдса в канале, состоящем из конфузурной секции и сл,евающей за ней секции с постоянным поперечным сечением// Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача». – М., 1982. – №2 – С.144-153.
3. Харламов С. Н., Альгинов Р. А. Ламинаризация газовых потоков в трубопроводах // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2012. № ОВЗ. – С. 483-495.

## ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛОННЫХ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

А.С. Финаев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Все продукция, поступающая из нефтяных и газовых скважин, содержит в себе вместе с нефтью, попутный нефтяной газ, пластовую воду, твердые частицы механических примесей. Исходя из этого целесообразно газ перед подачей в магистральный газопровод как технически, так и экономически подвергать специальной подготовке: очистке от механических примесей, тяжелых углеводородов, паров воды, сероводорода и углекислого газа. В данной работе рассмотрены пылеуловители циклонные для очистки газа от механических примесей.

Циклон — используемый в промышленности механизм очищающий газ или жидкость от механических примесей в виде взвешенных частиц. В основе инерционного принципа очистки, применяемого циклонами, лежит использование центробежной силы, а также применяется гравитационный принцип. Циклонные пылеуловители наиболее распространены среди всех видов пылеулавливающей аппаратуры составляют более 90 % и применяются во всех отраслях промышленности.

Особенности конструкции циклона

Циклоны находят широкое применение в различных технологических процессах.

Для разделения дисперсной системы газ- твердое тело в необходимой степени, поступающему в циклонную камеру потоку, требуется придать значительную скорость.

Кроме того, использование циклонов в качестве разделительных устройств целесообразно также и для дисперсных систем жидкость-жидкость и жидкость-твердое тело.

Состав смесей может быть представлен в виде нестабильной эмульсии, а также может состоять из жидкости и газа. В тех случаях, когда среда представляет собой жидкость либо газ происходит отделение твердых частиц от среды.

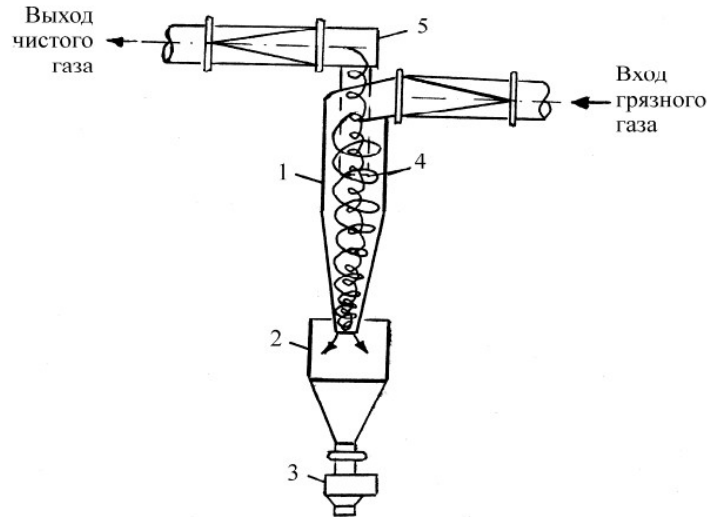


Рис. 1. Схема циклонного пылеуловителя: 1 – корпус циклона; 2 – бункер для сбора пыли; 3 – пылевой затвор; 4 – выхлопная труба; 5 – устройство для отвода очищенного газа

Широкое распространение циклонных пылеуловителей на производстве обусловлено следующими достоинствами: [4]

- 1) простота конструкции и сравнительно небольшая стоимость;
- 2) функционирование в при высоких температурах и давлениях без принципиальных изменений в конструкциях;
- 3) возможность улавливания и классификации абразивных включений при защите внутренних поверхностей циклонов специальными покрытиями;
- 4) способность сохранять уровень требуемой фракционной эффективности очистки, с ростом массовой концентрации твердой фазы, а также высокая производительность;
- 5) возможность сухого осаждения продукта.

Недостатки: [5]

- 1) высокое гидравлическое сопротивление;
- 2) невозможность улавливания пыли с малым размером частиц, в особенности, если преобладают мелкие частицы размером менее 10 мкм;
- 3) небольшая долговечность при очистке газов от пыли с высокими абразивными свойствами.

Размер и вид циклонного аппарата выбирается по таким характеристикам как заданный расход очищаемых газов, а также основываясь на рекомендуемой оптимальной скорости газа для каждого типа циклона в поперечном сечении циклона ( $\omega_{опт}$ ). На выбор типа циклона влияют такие показатели как давление, влажность газа, требуемая степень очистки, температура, свойства пыли в газе, а также дисперсный состав пыли, гидравлическое сопротивление, технические и экономические показатели, вложения в механизм и его очистку, надежность эксплуатации механизма.

По конструкции ввода запыленного потока циклоны подразделяются на следующие типы [4]:

- 1) тангенциальный простой ввод газа;
- 2) тангенциальный ввод газа с винтовой верхней частью;
- 3) осесимметричный вводом по направляющим лопаткам;
- 4) со спиральным простым вводом газа;
- 5) спиральный вводом газа с винтовой верхней частью.

Таблица 1

Сравнение показателей работы пылеулавливающего оборудования

Показатели работы	Рукавный фильтр	Циклон	Скруббер	Электрофильтр
Скорость газов, м/с	до 2,5	2 - 4	до 200	1,5 - 2
Начальная запыленность потока, г/м <sup>3</sup>	<50	до 500	0,05 - 100	до 100
Температура газа на входе, С	40 - 250	400	<250	<450
Размер частиц пыли, d , мкм	<10	>10	1 - 2	любой
Гидравлическое сопротивление, ΔР, Па	до 2500	500 - 1500	3000 - 30000	500 - 1000
Эффективность очистки от пыли, %	до 99,9	50 - 90	96 - 98	до 99,9

Из сравнения показателей работы оборудования видно, что у циклонных пылеуловителей по сравнению с другим пылеулавливающим оборудованием есть свои преимущества такие как допустимая температура газа на

входе она достаточно большая  $400^{\circ}\text{C}$ , а также небольшое гидравлическое сопротивление 500-1500 Па, но среди плюсов есть и минусы один из них зависимость размера частиц на эффективность улавливания.

На степень очистки газа в циклоне сильно влияет дисперсный состав частиц пыли в газе, поступающем на очистку, чем больше размер частиц, тем эффективнее очистка. Для циклонов типа ЦН которые наиболее распространённые в производстве степень очистки может достигать: [1]

- 99,5 %- при условном диаметре частиц 20 микрон;
- 95 %- при условном диаметре частиц 10 микрон;
- 83 %- при условном диаметре частиц 5 микрон.

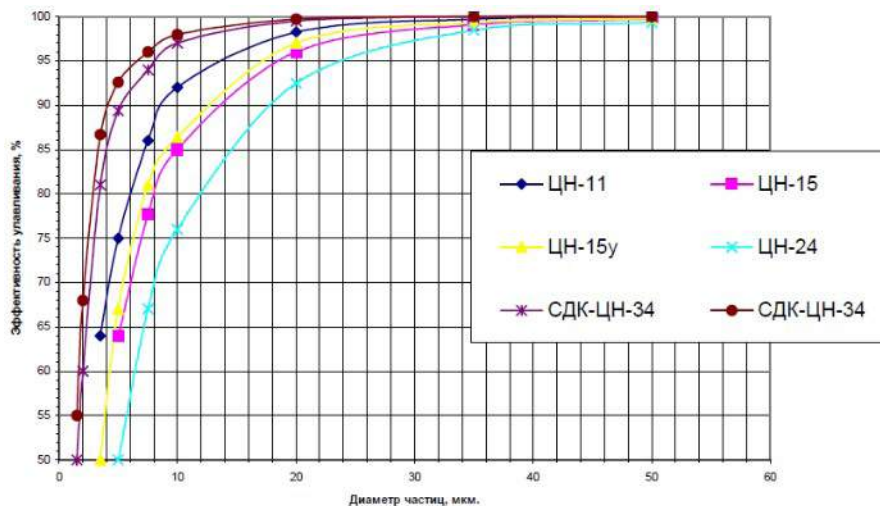


Рис.2. Эффективность циклонов ЦН различных марок

Для того чтобы степень очистки возросла увеличивается диаметр циклона, но при этом увеличивается металлоёмкость и затраты на очистку газа от механических примесей. При условиях, когда большой объём газа и высокие требования его очистки, поток газа параллельно пропускают через несколько циклонов с малым диаметром 100—300 мм. Такую конструкцию называют мультициклоном или батарейным циклоном.

Одной из наиболее значительных проблем при транспортировке природного газа является снижение пропускной способности магистрального трубопровода из-за механических примесей. Очистка от механических примесей, сероводорода, паров воды, углекислого газа и тяжелых углеводородов перед подачей в магистральный трубопровод целесообразно как технически, так и экономически.

Проанализировав эффективность циклонов различных марок, как зависит степень очистки от размера частиц можно сделать вывод что при малых размерах частиц эффективность использования низкая, циклоны, в основном, используют для грубой и средней очистки газа от пыли.

#### Литература

1. Ватин, Н. И. Очистка воздуха при помощи аппаратов типа циклон / Стрелец. – СПб.: Химия, 2003. - С. 19-22
2. Мисюля, Д. И. Сравнительный анализ технических характеристик циклонных пылеуловителей // Труды БГТУ. - 2012. - № 3: Химия и технология неорганических веществ. - С. 154-162.
3. Коузов, П. А. Очистка газов и воздуха от пыли в химической промышленности. 2-е изд., перераб. и доп. - СПб.: Химия, 1993. - 320 с.
4. Карпов, С. В. Высокоэффективные циклонные устройства для очистки и теплового использования газовых выбросов - Архангельск: Изд-во Архангельского гос. техн. ун-та, 2002. - 504 с.
5. Белоусов В.В. Теоретические основы процессов газоочистки. – М.: Металлургия, 1988. -255 с.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

А.А. Шатохина, М.А. Мисюн

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время многие нефтегазовые месторождения в России находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим нефть добывается большей плотности, обводнённости и с повышенным содержанием таких компонентов как парафины, асфальтены и смолы. При определенных условиях формирования они способны образовывать плотные образования, которые называют асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

На данный момент не выведено теории движения высоковязких нефтей, имеющей общепризнанное обоснование. На практике приходится пользоваться эмпирическими зависимостями, которые с определенной степенью точности, не всегда достаточной для практики, позволяют определять основные параметры транспортирования среды. Экспериментальные исследования закономерностей движения высоковязких нефтей необходимы для дальнейшего развития теории.

Для исследования движения материальных тел применяется феноменологическая макроскопическая теория, которая позволяет с достаточной для практики точностью решать задачи с помощью добытых из опыта закономерностей и теорий.

При построении модели движения нефти с учётом процессов парафинообразования автор [1] рассматривает модель неизотермического течения несжимаемой вязкой вязкопластичной жидкости в подземном трубопроводе с толщиной отложений парафина

$$\delta = D_2 - D \quad (1)$$

где:

$D_2$  – внутренний диаметр чистой трубы, м;

$D$  – внутренний диаметр «живого» сечения запарафиненного нефтепровода, м

При этом математическая модель задачи об исследовании стационарного неизотермического течения нефти в трубопроводе при наличии отложений парафина на стенках трубы в безразмерном виде записывается в виде:

$$\frac{dP_1}{dX} = -\frac{dH}{dX} \cdot \frac{\beta\Omega}{\text{Re}_0^m} \left(\frac{\pi\nu}{4}\right)^{2-m} \frac{\exp(-A_1\theta)}{D^{m+1}} - \frac{16\overline{\tau}_{01}\Omega\exp(-A_2\theta)}{3D}; \quad (2)$$

$$\frac{d(D^2V)}{dX} = 0;$$

$$\frac{d\theta}{dX} = -\frac{4St\theta}{D} + R \left[ \frac{\beta}{\text{Re}_0^m} \left(\frac{\pi\nu}{4}\right)^{2-m} \frac{\exp(-A_1\theta)}{D^{m+1}} - \frac{16\overline{\tau}_{01}\exp(-A_2\theta)}{3D} \right];$$

$$\Sigma = 1 - D;$$

$$\frac{\overline{\tau}_{c\partial_0}}{\theta_{кр} - \theta_0} = \frac{3}{16} \left(\frac{\pi\nu}{4}\right)^{2-m} \frac{\exp(-A_1\theta)}{\text{Re}_0^m D^m} + \overline{\tau}_{01} \exp(-A_2\theta);$$

$$D \leq 1.$$

Используются следующие безразмерные комплексы:

$$P_1 = \frac{P}{\rho g D_2}; \theta = \frac{T - T_{окр}}{T_n - T_{окр}}; D = \frac{D}{D_2}; V = \frac{v}{v_{нач}}; X = \frac{x}{D_2}; H = \frac{H_6}{D_2}; \beta = \beta g; \Omega = \frac{v_{нач}^2}{g D_2}; \text{Re}_0 = \frac{v_n D_2}{\nu_0}; D_{нар} \approx D_2;$$

$$v_0^m = v_1^m \exp(A_1\theta_0); \theta_0 = \frac{T_0 - T_{окр}}{T_n - T_{окр}}; A_1 = ma_1(T_n - T_{окр}); \overline{\tau}_{01} = \frac{\tau_{01} \exp(A_2\theta_0)}{\rho v_n^2}; A_2 = a_2(T_n - T_{окр}); \Sigma = \frac{D}{D_2};$$

$$St = \frac{k}{\rho c v} = \frac{2\lambda_1 St_0 D}{2\lambda_1 - \alpha_{нар} D_2 \ln D}; St_0 = \frac{\alpha_{нар}}{\rho c v_n}; \theta_{кр} = \frac{T_{кр} - T_{окр}}{T_n - T_{окр}}; \overline{\tau}_{c\partial_0} = \frac{\tau_{c\partial_0}}{\rho v_n^2}; \text{Re} = \frac{v_n^2}{c(T_n - T_{окр})}.$$

где:

$P$  – давление в нефтепроводе, Па;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

- $T$  – температура транспортируемой жидкости, К;  
 $T_{\text{оок}}$  – температура окружающего трубопровод грунта, К;  
 $T_a$  – температура в начале рассматриваемого участка, К;  
 $v$  – скорость транспортируемой среды, м/с;  
 $v_{\text{оок}}$  – скорость транспортируемой среды в начале рассматриваемого участка, м/с;  
 $x$  – координата, м;  
 $H_0$  – высота местности над уровнем моря, м;  
 $\beta$  и  $m$  – коэффициенты, зависящие от режима транспорта;  
 $\nu$  – кинематическая вязкость транспортируемой среды, м/с;  
 $k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(мК);  
 $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кгК);  
 $\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности слоя парафина, Дж/(м·с·К);  
 $\alpha_{\text{оок}}$  – коэффициент теплоотдачи наружного слоя трубопровода, Вт/(м<sup>2</sup>·К)  
 $\tau_{\text{оок}}$  – напряжение сдвига вещества пристенного слоя при  $T = 273$  К, Н/м<sup>2</sup>;

При использовании данной математической модели автором были получены следующие графики, иллюстрирующие распределение давления (рисунок 1) и температуры (рисунок 2) по длине трубопровода при различных значениях параметра  $\Sigma$ .

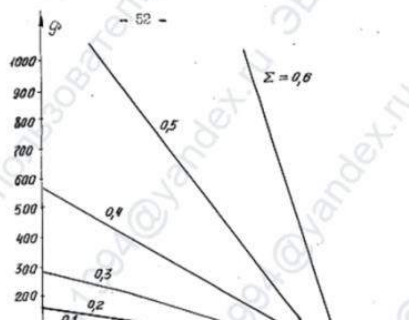


Рис. 1. График распределения давлений при различных значениях  $\Sigma$  [1]

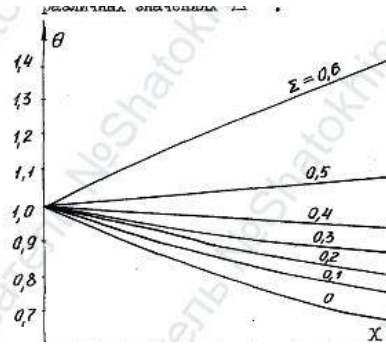


Рис. 2. График распределения температуры среды при различных значениях  $\Sigma$  [1]

Анализируя данные рисунки можно сделать вывод, что чем выше значение параметра  $\Sigma$  (чем больше слой АСПО в трубопроводе), тем больше возрастает давление по длине трубопровода. При значениях  $\Sigma > 0,5$  температура транспортируемой среды будет возрастать за счет теплоизолирующей способности парафиновых отложений и увеличение трения в трубопроводе.

Для более точного описания движения нефти в трубопроводе автором [2] предложено использование понятия многоскоростного континуума для описания гетерогенной среды.

В заключение следует отметить, что транспорт высоковязких нефтей требует повышенного внимания как в теоретическом, так и в опытным изучении. Существующие методы описания движения могут быть дополнены новыми теоретическими и практическими сведениями, которые дают более полное понимание процесса движения нефтей в случае турбулентного и ламинарного режима, а также процесса образования и роста парафиновых отложений, что позволит существенно продвинуться в прогнозировании толщины АСПО при различных условиях транспорта.

#### Литература

1. Нестеренкова Л.А. Математическое моделирование установившегося неизотермического течения высоковязкой нефти в трубопроводе: Диссертация канд. техн. наук. Алма-Ата, 1984;
2. Нигматулин Р.И. Основы механики гетерогенных сред; Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», М., 1978;
3. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268с.;
4. Тарасов М.Ю. Трубопроводный транспорт тяжёлых нефтей: влияние термообработки и депрессаторов на реологические свойства/ М.Ю.Тарасов, А.Е.Зенцов, Е.В. Портнягина // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. – №6. – С. 34-38;
5. Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей. – Тюмень, 2006. – 148 с.;
6. Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация канд. техн. наук. Казань, 2008.



## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ РАСЧЕТЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА

Е.О. Шишкина, Д.Е. Козлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, требуется совершенствование технологий по извлечению разведанных запасов, ввиду человеческих потребностей в углеводородном сырье и отсутствия надежной альтернативы нефти и газу, как топливу. Для изучения горных пород, вследствие, вскрытия их скважинами, основными методами исследования являются геофизические методы – определение геологических характеристик пород и контроль режимов работы пластов в процессе бурения скважин возможно только при измерении различных физических параметров.

Наклонно-направленное бурение применимо для бурения скважин при разведке твердых полезных ископаемых и скважин на нефть и газ, данный способ подразумевает строительство скважин с отклонением зенитного угла от вертикали в заданном направлении.

Сконструировать направленную скважину значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проходку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины.

Вследствие этого, для обеспечения правильного подхода к проведению работ по бурению наклонных скважин необходимо грамотно проектировать и рассчитывать профиль скважины, определять зенитные и азимутальные углы, радиус и интенсивность искривления.

Зенитный угол  $\theta$  (зенит – фр. *zenith* – точка небесной сферы) – угол между вертикалью и осью скважины в заданной точке. Замеряется зенитный угол строго в апсидальной плоскости, поэтому при проецировании траектории ствола на любую другую вертикальную плоскость зенитный угол отображается с отклонением от истинного значения. При искривлении скважины возможно увеличение (выполаживание) или уменьшение (выкручивание) зенитного угла [2].

Если в процессе искривления происходит изменение только зенитного или азимутального угла, то такое искривление называется плоским.

Изменение угла искривления (зенитного или азимутального) на определенном интервале  $l$  называется приращением искривления на интервале  $l$  ( $\Delta\alpha$  или  $\Delta\theta$ ).

Отношение приращения зенитного или азимутального искривления на интервале к длине этого интервала называется интенсивностью искривления по зенитному или азимутальному углам, согласно схеме представленной на рисунке интенсивность искривления на участке АВ составит следующее значение:

$$i = \frac{\Delta\theta}{\Delta L} = \frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L}$$

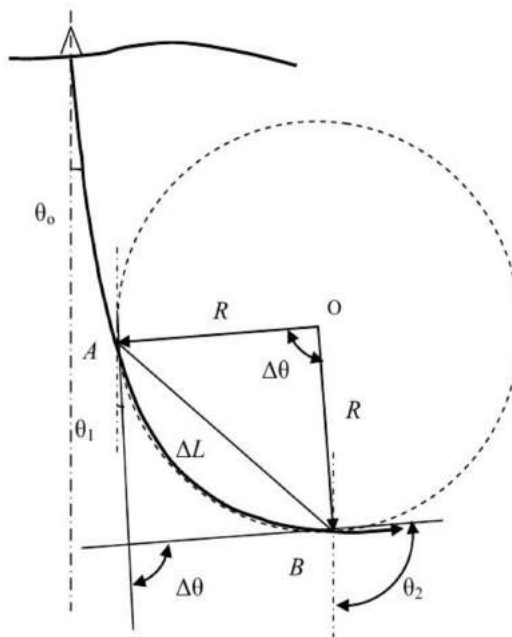


Рис. 1. Схема зенитного искривления и кривизны скважины

Общий угол искривления скважины, определяемый в соответствии со схемой на рисунке, будет равен сумме углов  $\theta_0 + \theta_1 + \theta_2$ .

Интенсивность искривления (кривизна скважины) –  $i$  однонаправленное изменение пространственного угла искривления скважины на определенном интервале ствола.

Интенсивность искривления идентична понятию кривизна, используемому в математике.

Кривизна линии определяется отношением угла  $\Delta\theta$  поворота касательной, проходящей на единицу пути, пройденной касательной из точки  $A$  в точку  $B$  приведенных на рисунке, к длине этой дуги  $\Delta L$ . Таким образом, кривизна дуги  $AB$  будет равна:

$$K = \lim \frac{\Delta\theta}{\Delta L}.$$

В направленном бурении для определения интенсивности искривления используется кривизна дуги окружности, например, радиуса  $R$ .

Кривизна дуги окружности и радиус кривизны дуги окружности – взаимнообразные величины:

$$K = \frac{1}{R}.$$

Радиус кривизны скважины – величина обратная кривизне или интенсивности искривления скважины и определяемая как радиус дуги окружности, кривизна которой тождественна кривизне участка ствола скважины.

Рассмотрим случай при интенсивности искривления возможны следующие варианты, когда изменяется только зенитный угол.

В данном случае интенсивность искривления можно определить по формуле, во втором по формуле. В третьем случае для расчета интенсивности искривления первоначально определяют приращение пространственного угла искривления на интервале ствола скважины, используя формулу А. Лубинского [1]:

$$\Delta\gamma = 2 \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\theta_{i+1} - \theta_i}{2} + \sin^2 \frac{\alpha_{i+1} - \alpha_i}{2} \sin \theta_n \sin \theta_k}.$$

где  $\theta_i, \theta_{i+1}, \alpha_i, \alpha_{i+1}$  – значения зенитных и азимутальных углов в начале и конце рассматриваемого интервала скважины, град;

$\theta_n, \theta_k$  – зенитные углы соответственно в начале и в конце рассматриваемого интервала скважины, град.

Найдя приращение полного угла искривления, можно определить среднюю интенсивность искривления на интервале:

$$i_{\text{ср}} = \frac{\Delta\gamma}{l}.$$

а затем величину среднего радиуса кривизны, используя аналитическую связь кривизны и радиуса кривизны скважины:

$$R = \frac{57.3}{i_{\text{ср}}}.$$

Вертикальное бурение и наклонно направленное бурение являются двумя основными методами бурения в современных буровых работах. Что представляет собой вертикальное бурение, может быть понятно и неспециалисту. Данный вид бурения является менее затратным, простым в плане расчетов.

Наклонно направленное бурение в свое время является другим случаем. Его применяют в том случае, если нет возможности подступиться к залежам полезных ископаемых и сложно применить вертикальное бурение.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что для бурение наклонно-направленных скважин это сложный процесс и существуют различные факторы мешающие его правильному проведению, вследствие этого, необходимо грамотно проектировать и рассчитывать профиль скважины, определять зенитные и азимутальные углы, радиус и интенсивность искривления.

### Литература

1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: Учебник / В.В. Нескоромных. – М.: «Инфра-М», 2015г. – 328 с.
2. Калинин А.Г. Бурение наклонных скважин: справочник: / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов; под общ. ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1990. – 348 с.

## АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРОВ

А.У. Якупов, Р.А. Мамадалиев, К.С. Воронин

Научный руководитель: доцент, Д.А. Черенцов

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия

Освоение арктической зоны и крайнего севера влияет на развитие нефтегазового комплекса Российской Федерации. Новые газовые и нефтяные месторождения разрабатываются в районах многолетних мерзлых грунтов (ММГ), которые покрывают более 60% площади РФ. А ведь там сосредоточено треть разведочных и подавляющее большинство потенциальных запасов углеводородного сырья. Использование ММГ в качестве оснований зданий и сооружений производится по СНиПу согласно I принципу, использование оснований в мерзлом состоянии в течение всего времени эксплуатации. Свойства ММГ - потеря несущей способности при их растеплении. В связи с этим существует необходимость применения способов регулирования и управления температурным режимом грунтов оснований.

Проанализировав многолетний Российский и зарубежный опыт, можно выделить следующие способы термостабилизации ММГ:

- Системы горизонтальные естественно действующие трубчатая система замораживания грунтов основания. «ГЕТ». Состоит из: горизонтальных охлаждающих труб расположенных в грунте и служит для циркуляции хладагента и конденсаторного блока расположенного на поверхности грунта, где за счет конвекции и сил тяжести происходит конденсация паров хладагента и дальнейшая передача тепла окружающему воздуху. Системы представляет собой герметичное теплопередающее устройство, не требующее затрат электроэнергии, автоматически действующее в зимнее время, за счет разницы температур между грунтом и наружным воздухом. Преимущества: стабилизировать температуру в самых недоступных местах, где размещение надземных элементов трудновыполнимо. Недостатки: металлоемкий способ при термостабилизации протяженных объектов, замораживает верхний слой грунта.

- Система вертикальных охлаждающих труб «ВЕТ». Преимущества: замораживает грунт основания быстрее на начальных этапах строительства и эксплуатации, промораживает грунт глубиной 12-15 метров. Недостатки: применяется только для поддержания температурного режима резервуаров, автомобильных и железнодорожных дорог, зданий.

- Продуваемые или вентилируемые подполья. Преимущества: применяется в комплексе с другой системой охлаждения. Недостатки: отдельно, как способ охлаждения, не эффективен.

- Индивидуальные сезоннодействующие охлаждающие устройства «СОУ» – термостабилизаторы. Устройства представляют собой индивидуальную однотрубную конструкцию с цельнометаллическим корпусом, заправленную хладагентом. Преимущества: возможность применения для всех объектов и сооружений. Недостатки: сезонность действия.

Для сохранения оснований сооружений в вечномерзлом состоянии и увеличения несущей способности грунтов оснований наиболее экономически целесообразно в качестве систем температурной стабилизации использовать парожидкостные СОУ – термостабилизаторы.

Для оценки и выбора эффективного термостабилизатора, был произведен анализ конструкций, применяемых в производстве и выбран для сравнения наиболее применяемый рис. 1а; выполнен патентный поиск и выявлена конструкция с повышенной холодильной мощностью рис. 1б, но не используемая из-за трудоемкости изготовления. Авторами статьи предложено устройство рис. 1в, которое имеет ряд параметров, по которым превосходит имеющиеся конструкции.

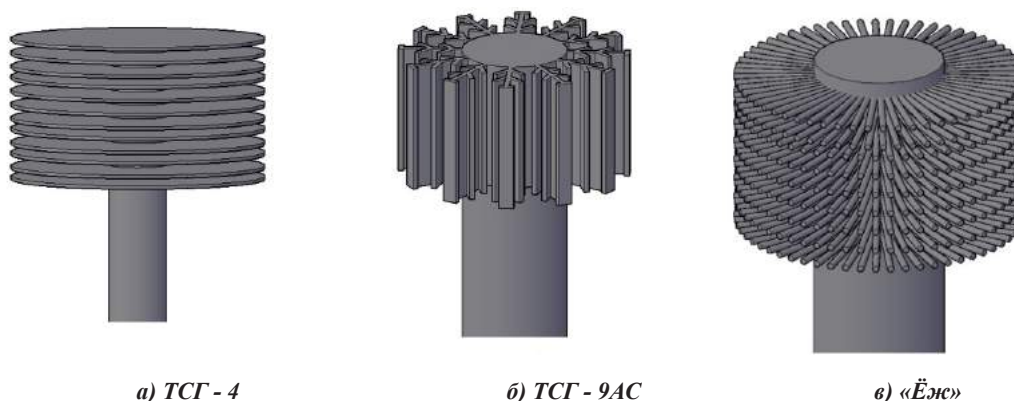


Рис. 1. Конструкции термостабилизаторов

Для подтверждения эффективности предложенной конструкции термостабилизатора разработана схема моделирования температурного режима согласно [5]. Моделирование температурного режима ММГ выполняется путем численного решения дифференциальных уравнений теплопроводности методом конечных элементов или конечных разностей:

$$\rho(T) \cdot c_p(T) \cdot \frac{\partial T}{\partial t} - \nabla \cdot (K(T) \cdot \nabla T) = 0 \quad (1)$$

где  $\rho(T)$  – плотность грунта;  $T$  – температура;  $c_p(T)$  – теплоемкость грунта;  $t$  – время;  $K(T)$  – теплопроводность грунта.

Моделирование проводилось в программном комплексе COMSOL рис. 4. В моделировании учитывались данные из материалов инженерных изысканий: температура атмосферного воздуха; величина суммарной солнечной радиации и альbedo деятельности поверхности при средних условиях облачности; теплофизические характеристики грунтов (теплоемкость, теплопроводность, плотность); среднеквадратичная толщина и плотность снежного покрова. Заданы граничные условия согласно [4]: нулевой тепловой поток на нижней и боковых поверхностях моделируемого массива грунта; сумма тепловых потоков на границе грунт-атмосфера.

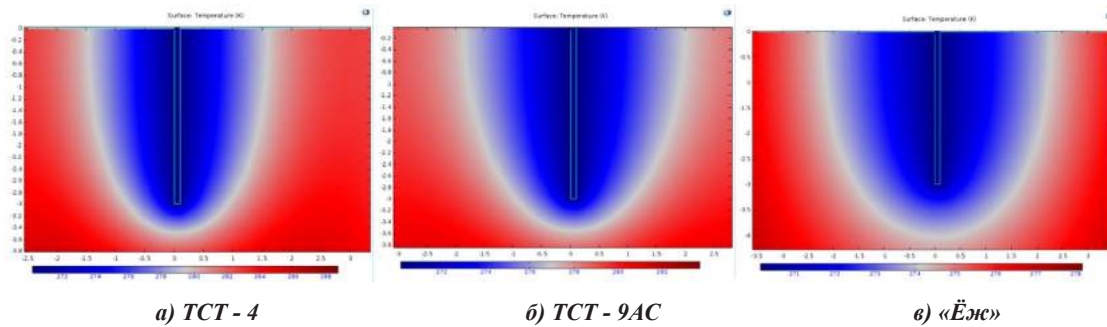


Рис. 2. Ореолы замораживания грунта

В результате численного эксперимента конструкция термостабилизатора, предложенная авторами, показала наибольший ореол замораживания грунта.

#### Выводы

1. Авторами статьи разработана схема моделирования температурного режима, учитывающая изменяющиеся во времени данные из материалов инженерных изысканий. С помощью численного моделирования в программном комплексе COMSOL.
2. Авторами статьи разработана конструкция термостабилизатора. Проведен сравнительный анализ эффективности конструкций термостабилизаторов, оценкой ореолов замораживания.
3. Для внедрения рассмотренной конструкции на реальное производство необходимо проведение натурного эксперимента и проведению апробации.
4. В перспективе необходимо разработать схему, при которой будет учитываться взаимодействие температурных полей близстоящих термостабилизаторов и взаимодействие термостабилизатора с трубопроводом.

#### Литература

1. Акулов К.А., Голик В.В. Совершенствование аппаратов воздушного охлаждения применением игольчатооребрённых теплообменных труб. // В сборнике: Нефтегазовый терминал сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. Тюмень, 2015. С. 9-15.
2. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода. // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-3. С. 32.
3. Воронин К.С. Прогнозирование развития повреждений на магистральных газопроводах под воздействием динамической нагрузки. // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.19/ Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 2013.
4. Марков Е.В., Пульников С.А., Гербер А.Д. Проблемы задания граничных условий при моделировании теплового взаимодействия «горячих» трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами. // Фундаментные исследования. – 2015. - № 2-10. – С. 2106-2110.
5. Марков Е.В., Пульников С.А., Гербер А.Д., Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов с учетом радиационного излучения в инфракрасной области спектра и термического сопротивления снежного покрова. // Фундаментные исследования. – 2015. - № 2-10. – С.
6. Пирогов С.П., Черенцов Д.А. Теоретические основы проектирования вибростойких манометров. // Измерительная техника. 2016. № 8. С. 38-41.
7. Pirogov S.P., Cherentsov D.A., Gulyaev B.A. Prospects of applying vibration-resistant pressure gauges in the oil and gas industry. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Ser. “International Scientific-Practical Conference of Students, Graduate Students and Young Scientists “Transport and Storage of Hydrocarbons”” 2016. С. 012013.

СЕКЦИЯ 19  
ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.  
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОЕ ПАРТНЕРСТВО ПРИ ОСВОЕНИИ ГАЗОГИДРАТОВ

И.В. Шарф<sup>1</sup>, В.А. Малетин<sup>1</sup>

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Эдер<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Выход к мировому океану ориентирует многие страны на добычу такого потенциального источника энергии как газогидраты, и прежде всего метангидраты, которые отличаются тем, что оказывают наиболее сильное влияние на формирование парникового эффекта. Метангидраты стабильны при низкой температуре и высоком давлении, что характерно для зон вечной мерзлоты, поэтому глобальное потепление климата усиливает их разложение и выделение. При этом из одного кубического метра гидрата можно получить порядка 164 м<sup>3</sup> метана и 0,78-0,87 м<sup>3</sup> воды [5. С. 186].

В СССР газогидраты впервые исследовались на Мессояхском месторождении [4. С. 66]. Это были так называемые техногенные гидраты, которые образовывались при бурении и эксплуатации скважин на глубине в призабойной зоне, в стволах скважин, и при транспортировке газа в условиях Крайнего Севера, что требовало дополнительных усилий на их устранение, а также создание условий для невозможности их образования [3. С. 170]. В настоящее время в России газогидраты различных типов встречаются на дне Каспийского, Черного, Охотского морей, озера Байкал и на арктическом шельфе (Таблица 1) [2].

Таблица 1

Основные зоны стабильности газовых гидратов в недрах Северного Ледовитого океана

Основные морфоструктуры	Типы зон стабильности гидратов	Площадь км <sup>2</sup> (% от общей площади)	Пределы изменения мощности (средняя мощность в м)	Объем, м <sup>3</sup>
Ложе океана	Придонный	3431	200-1000 (700)	2,4 * 10 <sup>15</sup>
Континентальный склон	Придонный	950	200-800 (560)	5,3 * 10 <sup>14</sup>
Арктический шельф России	Придонный	977	0-600 (200)	1,95 * 10 <sup>14</sup>
	Криогенные гидраты	250 (125)	0-400 (200)	2,5 * 10 <sup>13</sup>
		606 (121)	0-400 (200)	2,4 * 10 <sup>13</sup>
	Непридонный вне акваторий реликтовой мерзлой зоны	24	0-200 (100)	2,4 * 10 <sup>12</sup>

В зарубежных странах существуют программы по изучению гидратов, которые имеют характер государственно-частного партнерства. Одной стороной партнерства являются государственные органы власти, например, в США это Министерство энергетики и его подразделения, которые выступают в качестве заказчика для Университетов США, а с другой стороны – бизнес-структуры. Так в рамках программы METHANE HYDRATE RESEARCH AND DEVELOPMENT ACT OF 2000 финансирование составило со стороны государства с 2001 по 2005 около 47,5 млн долл., а с 2006 по 2010 год 155 млн долл., с 2011 года по 2014 год почти 73 млн долл. Объемы финансирования подтверждают важность метангидратов как энергии будущего и желание стран сохранить лидерство в области их разработки.

Однако, современные технологии их разработки, такие как разгерметизация (снижение давления), нагревание, ввод ингибитора, механическое дробление являются далеко экономически неэффективными, что особенно наглядно в условиях низких цен на энергоресурсы. Однако данное обстоятельство не останавливает многие страны в желании совершенствовать и разрабатывать новые методы, в частности, электромагнитные или акустические, которые находятся только на стадии рождения [1. С. 5]. Также продолжают попытки добычи метангидрата существующими технологиями. Так в соответствии с Японской национальной гидратной программой 2009-2015 гг., суммарным объемом финансирования в размере 7 000 млн долл. позволили получить из Нанкайской впадины четыре миллиона кубических футов газа, который стоит около \$ 16 000 США в ценах 2013 г. или около \$ 50 000 в ценах 2013 г. на импортный СПГ в Японии, что говорит об экономической нецелесообразности в данный период использования данной энергии, но в тоже время с улучшением технологий возможно удешевление стоимости. Поэтому неоднократно звучат предложения со стороны японского бизнеса о субсидирования бурения и налоговых льготах по роялти и другим основным налогам, что позволит сформировать цену, сопоставимую с ценой импорта сжиженного природного газа в Японию.

Вскрытие гидратных пластов на канадском месторождении Маллик показало также экономическую нецелесообразность, так как стоимость газогидрата больше в 2,5 раза, чем обычного природного газа.

Кроме того, вероятность наступления серьезных экологических последствий добычи газогидратов достаточно высока, так как могут наблюдаться неконтролируемые взрывы в результате способности газов к расширению в результате нагревания, а, следовательно, разрушения буровых конструкций и загрязнения морского дна и выхода в атмосферу метана.

Таким образом, в настоящее время стоит задача формирования программы по изучению газогидратов и разработке технологий по их добыче, которые бы позволяли добывать метангидрат в среднесрочной и долгосрочной перспективе с высокой экономической рентабельностью. Данное обстоятельство, по мнению авторов, позволит исключить эффект запаздывания, как это произошло со сланцевой революцией. С учетом дефицита имеющихся финансово-инвестиционных ресурсов оптимальным вариантом является государственно-частное партнерство в реализации программы изучения метангидратов и разработки экологически безвредных технологий их добычи.

#### Литература

1. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки. [Электронный ресурс] // Аналитический центр при Правительстве РФ (официальный сайт). URL: <chrome-extension://oemmndebldboiebfnladdacbfmadadm/http://ac.gov.ru/files/publication/a/1437.pdf> (дата обращения 10.08.2016).
2. Матвеева Т.В., Черкашев Г.А. Газогидраты: проблемы изучения и освоения [Электронный ресурс] // Роснедра (официальный сайт) URL: [www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/2569.pdf](http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/2569.pdf) (дата обращения 10.08.2016).
3. Софийский И.Ю., Пухлий В.А., Мирошниченко С.Т. Газовые гидраты и энергосберегающие технологии // Сборник научных трудов СНУЯЭиП. – 2011. – Вып. 1(37). – С. 169–177.
4. Сухоносенко А.Л. Термодинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2013.
5. Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future [Электронный ресурс] // Международное энергетическое агентство (официальный сайт). URL: <http://www.iea.org/etp/resourcestoreserves/> (дата обращения 10.05.2016).

### О НЕОБХОДИМОСТИ И ПРОБЛЕМАХ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

И.Е. Абылкаиров, В.Б. Романюк

Научный руководитель доцент Н.П. Макашева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие современного производства невозможно без постоянного и своевременного обновления технологий, совершенствования способов организации производства и труда, поиска новых подходов к повышению эффективности производственной деятельности, снижению издержек, росту производительности труда. Решающим фактором конкурентоспособности предприятия, отрасли и в целом национальной экономики сегодня является инновативность – то есть способность к восприятию, созданию и реализации нововведений. Интенсивность политических, экономических, демографических, культурных изменений выдвигает на первый план новые требования. Умение быстро реагировать на изменения внешней среды, принимать адекватные решения и оперативно внедрять их в производство становится мощным конкурентным преимуществом. Игнорирование этих требований времени неизменно приводит к отставанию и невозможным потерям в конкурентной борьбе. Неслучайно ведущие страны мира рассматривают инновации как ключевой ресурс развития национальных экономик.

Увеличение доли инновационной составляющей в экономике страны обозначено как важнейшая стратегическая цель в концепции долгосрочного социально-экономического развития России. В Стратегии инновационного развития России на период до 2020 года [10] предусмотрен значительный рост таких показателей инновационного развития, как доля инновационной продукции в общем объеме промышленной продукции (до 25–35 %), валовая добавленная стоимость инновационного сектора в валовом внутреннем продукте (до 17–20 %), доля России на мировых рынках высокотехнологичных товаров и услуг (до 5–10 %) и ряд других. Стратегией предусматривалось, что, начиная с 2015 года, инновационное развитие обеспечит дополнительные 0,8 процентных пункта ежегодного экономического роста сверх инерционного сценария развития, при этом общий экономический рост и темпы инновационного развития будут все более взаимосвязаны.

На сегодняшний день доля России на мировом рынке наукоемкой продукции составляет менее 1 %, причем эта доля становится всё меньше. Так, с начала 2000-х годов этот показатель снизился с 0,4 до 0,2 % (для сравнения: доля Китая за это же период возросла с 6 до 40 %) [7]. Эта негативная тенденция прослеживается и по другим показателям, являющимся индикаторами эффективности инновационной деятельности в стране. Так, по расходам на НИОКР Россия отстает от США в 17 раз, от Европейского союза – в 12 раз, от Китая – в 6,4 раза [5].

Анализ динамики показателей инновационной активности свидетельствует, что Россия сегодня значительно отстает в развитии инноваций, что неизменно ведёт к усиливающемуся отставанию в глобальной конкуренции. Задача преодоления этих негативных тенденций и трансформации российской экономики из преимущественно сырьевой в высокоразвитую инновационную требует серьезных изменений во всех сферах, включая отрасли

добывающего комплекса, которые на сегодня являются бюджетообразующими (около 50 % доходов в бюджете Российской Федерации составляют нефтегазовые доходы) [2].

Нефтегазовая сфера является и ещё долгое время будет оставаться одним из генераторов экономического развития России. Нефтегазовый комплекс формирует около 20 % ВВП, 67 % валютных поступлений от экспорта нефти, газа и продуктов переработки в общем объеме экспорта, 25 % объема инвестиций в основной капитал [11].

Продукция предприятий нефтегазовой отрасли широко востребована как на внутреннем, так и на мировом рынке. Между тем, производственный потенциал, которым обладают и используют сегодня предприятия отрасли, во многом был заложен и сформирован еще в советские времена. И в настоящее время наблюдается значительное технологическое отставание от потребностей нефтегазовой отрасли. Так, в экспортных поставках России на инновационную продукцию приходится около 1,5 %, что в десять раз ниже, чем в среднем в мире. Технологическое отставание проявляется и в низком уровне производительности нефтегазового сектора России, который составляет около 35 % от уровня производительности в США [7].

Всё это предопределяет необходимость в кратчайшие сроки вывести нефтегазовую отрасль нашей страны на высокотехнологичный уровень развития. Поэтому в программных заявлениях высшего руководства нефтегазового комплекса жестко поставлена задача повышения конкурентоспособности компаний до международного уровня на основе последних достижений науки и техники [4]. Для решения этой задачи требуется активизация инновационных процессов в отрасли, использование всех возможных резервов для продвижения инновационных продуктов и технологий [9, 1].

М.В. Минасян в своем исследовании роли нефтегазового комплекса в формировании инновационной экономики России отмечает, что на текущий момент для российского нефтегазового комплекса особую актуальность приобретает как внедрение новаций, так и изыскание необходимых капитальных и менеджерских резервов, обеспечение перспектив окупаемости и полигонов апробирования для внедрения разносторонних новаторских решений [8]. В то же время, другой автор исследования данной проблемы отмечает, что у российских предпринимателей и инвесторов в настоящее время отмечается негативное отношение к инновациям. По его мнению, из-за отсутствия условий для мотивации к инновационной деятельности, неэффективного институционального развития, неудачных рыночных реформ, долгой окупаемости и низкой рентабельности инновационных проектов и ряда других факторов у предпринимателей сформировалось отторжение к данному виду деятельности [3].

Проблема негативного восприятия инноваций является серьезным препятствием в развитии инновационных процессов. Об актуальности этой проблемы свидетельствуют многочисленные исследования как западных, так и отечественных специалистов. В менеджменте сформировалось и активно развивается такое направление, как менеджмент изменений, в рамках которого исследуются возможности управления изменениями и способы преодоления негативного отношения к ним.

Причины негативного отношения к инновациям во многом связаны с естественной настороженностью человека к изменениям, последствия которых не всегда ясны для него, последствия которых могут быть непредсказуемыми.

Поэтому важной задачей является грамотная организация работы по преодолению этого негатива, предупреждению сопротивления инновационным изменениям и адаптации персонала к ним.

Причины сопротивления инновационным изменениям могут быть обусловлены как внешними, так и внутренними факторами, носить объективный и субъективный характер. В настоящее время уже достаточно подробно исследованы и систематизированы причины сопротивления инновациям на разных уровнях – личном, коллективном. Выделяют различные формы сопротивления инновациям. Это могут быть пассивные формы, не выражаемые явно, но проявляющиеся в абсентеизме, затягивании выполнения заданий, равнодушии, снижении интенсивности труда. Сопротивление инновациям в открытой форме возможно в виде открытых выступлений против изменений: отказ от реализации инновационных проектов, открытое несогласие с предпринимаемыми действиями, саботаж, нежелание выполнять поставленные задачи и т. п.

Исследования методов, способов и форм преодоления сопротивления активно занимаются менеджеры, социологи, психологи. Так И. Ансофф выделяет четыре группы методов, позволяющих предвидеть, ослабить и держать под контролем сопротивление изменениям: принудительный; метод адаптивных изменений; управление кризисной ситуацией и управление сопротивлением. Дж. Коттер и Л. Шлезингер формулируют шесть способов преодоления сопротивления, которые условно можно подразделить на «мягкие» и «жесткие». Жесткие способы ориентированы на принуждение. В этом случае нужных действий добиваются под страхом наказания. В инновационной деятельности, где велика творческая составляющая, такие способы малоэффективны. Их применение может привести к успеху лишь в исключительных случаях жесткой необходимости и на краткосрочный период. Мягкие способы преодоления сопротивления инновациям предполагают информирование, обсуждение, убеждение, помощь и поддержку. Подобных способов очень много. Практическое их применение повышает эффективность инновационной деятельности в организации, позволяет успешно решать проблемы адаптации персонала к инновационным изменениям.

Задача повышения инновационной активности в ведущем секторе российской экономики требует активного внедрения современных методов стимулирования инновационной деятельности. Необходимо формировать благоприятный климат в трудовом коллективе, внедрять современные технологии работы с персоналом, позволяющие сотрудникам реализовать свой потенциал, повышать восприимчивость к нововведениям.

Литература

1. Амбаев И.Н. Методы и проблемы продвижения результатов инновационной деятельности в России / И. Н. Амбаев, О. А. Косоруков // Экономическая наука сегодня: теория и практика : материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. (Чебоксары, 30 апр. 2016 г.) / ред.: О.Н. Широков [и др.]. – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2016. – С. 105–109.
2. Доклад министра энергетики РФ Александра Новака на национальном газовом форуме. [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/14507.html> (дата обращения 30.01.2017).
3. Корольков В.Е., Якушин А.П. Анализ нефти и её роли в инновационном развитии экономики // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 7 (38). – Часть 3. – С. 51–53.
4. Ларичкин Ф.Д. Проблемы и возможности инновационного развития нефтегазового комплекса: стратегическое видение / Ф. Д. Ларичкин, А. Е. Череповицын, А. М. Фадеев // Вестник МГТУ. – 2011. – Т. 14. – № 2. – С. 447–451.
5. Литвиненко И.Л. О необходимости реализации государственной инновационно-инвестиционной политики в России // Креативная экономика. – 2014. – № 1 (85). – С. 36–46.
6. Любецкий В.В. Мировой рынок технологий и место на нем России // Инновационная наука. Международный научный журнал. – 2015. – № 12. – С. 159–162.
7. Маков В.М. Факторный анализ инновационной деятельности нефтегазового сектора России // Аудит и финансовый анализ. – 2010. – № 2. – С.194–198.
8. Минасян М.В. Роль нефтегазового комплекса в формировании инновационной экономики России // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 7(38). – Часть 3. – С. 81–84.
9. Мурадвердиева Л.А. Инновационные вызовы развития нефтяной промышленности // Креативная экономика. – 2012. – № 12 (72). – С. 82-87. URL: <http://bgscience.ru/lib/4862/> (дата обращения 30.01.2017).
10. Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 г. // Инновационная Россия–2020. URL: <http://www.economy.gov.ru>. (дата обращения 30.01.2017).
11. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа // Бурение и нефть. – 2014. – № 4. – С. 16–22.

**ИНВЕСТИЦИОННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ ДЛЯ КОНТРАГЕНТОВ  
РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**

**О.А. Антоненко, В.Б. Романюк**

*Научный руководитель ассистент А.М. Гринкевич*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Освоение арктического шельфа является приоритетной целью национальной стратегии развития РФ, поскольку позволяет повысить энергетическую безопасность и конкурентоспособность страны.

Не смотря на то, что «шельф» уже получил большое количество налоговых льгот и преференций, требуется комплексное решение к созданию условий для привлечения инвесторов к проектам Арктического шельфа. Налоговое регулирование должно быть одним из условий создания благоприятного инвестиционного климата.

Анализируемые и предлагаемые направления совершенствования системы налогообложения в РФ нефтегазовых месторождений континентального шельфа включают:

- разработку альтернативной системы налогообложения нефтегазовой отрасли России, основанной на налогообложении дохода (прибыли) от реализации нефти – налога на финансовый результат (по сути, предлагается избирательное установление льготного налогового режима для ряда инвестиционных проектов);

- перехода к налогообложению на основе универсального рентного налога, называемого в мировой практике налогом на дополнительный доход на добычу углеводородного сырья, когда уровень нагрузки зависит от рентабельности конкретного проекта, что обеспечивает реальную дифференциацию налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи, стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, так как налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат (предлагается внедрять для новых месторождений гринфилдов) [2];

- стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти с предоставлением точечных (целевых) льгот и преференций, как правило, за счет дополнительных льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (например, налоговых каникул на этапе осуществления основных капитальных вложений), налогу на прибыль, налогу на добавленную стоимость [1];

- дифференциация ставок по налогу на добычу полезных ископаемых по критериям глубины шельфа и геолого-географического положения объекта;

- дифференциация всей системы рентных платежей;

- реформирование прядка и условий взимания экспортной пошлины на нефть (уже реализовано несколько этапов реформирования, получившее название «налоговый манёвр»).

При этом реализуемые реформы затрагивают предприятия, осуществляющие непосредственную добычу и реализацию сырья. Считаем, что разработка морских месторождений Арктики требует иного, комплексного подхода. По-существу, необходимо льготирование и финансовая поддержка создания технологических кластеров



в области морской добычи углеводородов и их переработки, включая систему береговых комплексов снабжения и жизнеобеспечения.

Функционирование морских стационарных платформ включает ряд этапов: установку на шельфе, ввод в эксплуатацию, определение порядка распоряжения, эксплуатацию, демонтаж и консервацию. Реализация данных этапов предполагает участие расширенного количества контрагентов: операторов, подрядчиков, поставщиков. Требуется учитывать и потребность в человеческих ресурсах, организации инфраструктуры, интересы коренного населения, проживающего на соответствующей территории, органов власти.

Следовательно, повышение инвестиционной привлекательности Арктической зоны РФ должно основываться на комплексе мер государственного стимулирования инвестиционной деятельности в труднодоступных, малопривлекательных территориях и бюджетно-финансового характера, и налогово-таможенной направленности, учитывающих интересы всех заинтересованных сторон.

Правильнее говорить о создании кластеров, включающих научно-исследовательские, образовательные, добывающие, обслуживающие организации и органы власти всех уровней и иных заинтересованных сторон, которые, с одной стороны, обеспечат согласование интересов, с другой, позволят получить синергетический эффект от правильной организации взаимодействия и объединения усилий.

Соответственно и развитие и инвестиционная привлекательность территорий должны обеспечиваться при активном и комплексном стимулировании и поддержке со стороны государства.

Выводы.

Систематизируем принципы, на которых должна основываться инвестиционная поддержка разработки Арктического шельфа:

- обязательное оптимальное юридическое присутствие государства, поскольку речь идет о стратегических, не возобновляемых природных ресурсах;
- комплексное (кластерное) освоение территорий с обязательным бережным отношением и сохранением самобытности коренного населения (малочисленных коренных народов Севера);
- приоритетность экологических факторов при принятии любых инвестиционных решений;
- внедрение системы предпочтений и приоритетов, обеспечивающих долгосрочное и полноценное развитие данных территорий (преимущества в переподготовке и использовании трудовых ресурсов, в привлечении организаций-посредников, размещению научных заказов и т. п.);
- создание системы бюджетно-финансовой поддержки (гарантированный рынок гос. заказов, государственный контроль за ценами, изменение пропорций межбюджетного распределения налогов в пользу Северных территорий, предоставление льготных (гарантированных) государственных кредитов или субсидий (в том числе за счет средств Фонда Национального благосостояния, что обеспечит более целевое использование рентного дохода, а именно: воспроизводство минерально-сырьевой базы и обеспечение доходами будущего поколения) и другое;
- корректировка системы налоговых и таможенных льгот и преференций для специализированных кластеров, созданных для освоения морских арктических месторождений.

#### Литература

1. Габелли Г.К. Добыча углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ: используем льготы // Промышленность: бухгалтерский учет и налогообложение. – 2014. – № 3. – С. 30–37.
2. Sharf I.V., Borzenkova D. N., Grinkevich L. S. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 27: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012079, 6 p.] – DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012079> (дата обращения: 28.03.2016).

#### КАДРОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А.В. Антошкина<sup>1</sup>, Д.В. Худяков<sup>2</sup>

Научный руководитель профессор Е.В. Нехода

<sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет,

г. Томск, Россия

На долю Западно-Арктических морей (Баренцево, Карское) приходится 70 % всех выявленных ресурсов углеводородов. В распределении локализованных перспективных и прогнозных ресурсов по выявленным и подготовленным структурам доля Западно-Арктических морей еще выше – 85%. Освоение континентального шельфа Российской Арктики следует считать важнейшей государственной стратегической задачей в первой половине XXI века.

В России к северным территориям относится около двух третей территории Российской Федерации. В тоже время в этих районах постоянно проживает 10,7 млн чел. или 7,4 % населения. В настоящее время в российской арктической зоне добывается и производится около 80 % российского газа, более 90 % никеля и кобальта, 60 % меди, 96 % платиноидов, 100 % барита, производится продукция, составляющая 22 % российского экспорта. Согласно прогнозам Минприроды РФ, в российской Арктике (площадь – 6,2 млн кв. км или 21 % всего шельфа

Мирового океана) сосредоточены запасы в 15,5 млрд т нефти и 84,5 трлн куб. м газа – это примерно 20–25 % общемировых запасов углеводородов [1].

Проблемы освоения ресурсов арктического шельфа.

1. Суровые климатические условия.
2. Присутствие льда.
3. Высокие затраты.
4. Удаленность инфраструктуры поставок.
5. Отсутствие технологий, компетенций и опыта по освоению шельфовых месторождений.
6. Дефицит квалифицированного персонала.
7. Экологические риски.
8. Вопросы логистики.
9. Жесткое расписание реализации проектов («погодное окно»).
10. Необходимость внедрения законодательных инициатив.
11. Необходимость открытия дополнительных авиационных и морских таможенных пропускных пунктов.

На сегодняшний день выявлено более двадцати крупных нефтегазовых месторождения, и в 10 из них перспективность недр уже доказана. Если учесть, что нефтегазовые ресурсы в Западной Сибири истощаются, очевидно, что в стратегической перспективе добыча сырья в Арктическом регионе должна будет расти. В условиях ужесточения мировой конкуренции за обладание энергетическими ресурсами понятно, что задача контроля над Арктикой и разработка арктических ресурсов является для нашей страны стратегической задачей. Поэтому эффективное использование этих богатств, возможно только на инновационном пути развития, так важно для экономики России.

В основе инновационной политики лежит становление новой экономики, основанной на знании. Успешная инновационная деятельность основана на интеграции производства, науки и образования. Рассматривается вопрос о создании Северного федерального университета, который будет готовить специалистов в сфере разработки арктического шельфа.

Стратегия развития Российского Севера содержится в Основах государственной политики РФ в Арктике на период до 2020 года. Основными направлениями являются:

- ликвидация диспропорции в уровне развития северных территорий в сравнении с другими регионами;
- совершенствование транспортной инфраструктуры;
- рост эффективности транспортной составляющей в освоении месторождений углеводородного сырья и в его морском экспорте;
- формирование Северного морского пути в качестве базового элемента арктической транспортной системы;
- охрана окружающей среды и расширение экологического туризма.

В нынешней экономической ситуации особенно важно создать условия для сохранения кадрового потенциала регионов Севера и Арктики. Для этого представляется необходимым не только обеспечить подготовку кадров для регионов Севера, но и принимать меры для закрепления кадров в регионе, путем решения социальных проблем. Например, таких как: предоставление жилья, улучшение сферы образования и здравоохранения, социальных услуг. На рисунке 1 представлены примерные затраты на освоение месторождения в Арктике.

Об исключительных возможностях северных территорий в постиндустриальную эпоху говорит опыт стран Северной Европы. По своим климатическим, географическим, демографическим показателям они очень похожи на северные районы России, однако по уровню развития эти государства далеко шагнули вперед.



Source: Rosneft

Рис. 1. Примерные удельные затраты на освоения месторождений арктического шельфа (долл. США / тонна нефтяного эквивалента)

Принципиально важно извлекать сырье из северных месторождений по максимуму, а не довольствоваться малой долей для получения сиюминутной прибыли. Требуется максимальная ресурсоэффективность добычи. Надо, чтобы технологии, применяемые здесь, были природосберегающими, инновационными, позволяющими извлекать не 30 % нефти из земного пласта, а в два раза больше. Кроме того, у нас практикуется низкий уровень

переработки ресурсов. Поэтому основные инновационные операции должны быть сосредоточены в переработке первичного сырья.

Российскому Северу нужна стратегия, которая превратит этот край в исторически короткие сроки в передовой, динамично развивающийся регион с устойчивой инновационной экономикой и развитой социальной сферой, на длительную перспективу надежно обеспечивающий потребности России в природных ресурсах и высоких технологиях.

Стратегическое значение Арктики для России возрастает. В перспективе она станет для нашей страны ресурсной базой. Таким образом, выделение Арктики в самостоятельный объект государственной политики обусловлено особыми национальными интересами России в этом регионе и его спецификой. До сих пор северные регионы сильно отстают от других регионов в развитии транспортной инфраструктуры.

#### Литература

1. Дмитриев А.Ю. Об оценке компетентности специалистов нефтегазовой компании [Электронный ресурс] = On the evaluation of the competence of oil and gas company specialists / А. Ю. Дмитриев, Д. В. Худяков, В. Б. Романок // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление: научно-технический журнал / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации; Федеральное агентство по недропользованию. – 2016. – № 3. – С. 47–54. – Доступ по договору с организацией-держателем ресурса. URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=26136421>

### ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА НА ПРЕДПРИЯТИИ «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК»

Е.С. Арбузов

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

ООО «Газпром трансгаз Югорск» – 100-процентное дочернее Общество ПАО «Газпром». Крупнейшее газотранспортное предприятие ПАО «Газпром», осуществляющее транспортировку газа с месторождений Севера Западной Сибири (Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, Заполярного и др.) потребителям европейской части страны, странам ближнего и дальнего зарубежья. Протяженность магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» в многониточном исчислении составляет 1,5 тысячи километров. Ежесуточно газотранспортной системой (ГТС) ООО «Газпром трансгаз Югорск» транспортируется до 1,5 миллиардов кубометров газа.

«Рациональное использование природных ресурсов – одно из приоритетных направлений деятельности ООО «Газпром трансгаз Югорск». Компания стремится к минимизации вредного воздействия на окружающую среду и совершенствует собственную систему управления природоохраной. В ноябре 2012 г. ООО «Газпром трансгаз Югорск» успешно прошло международный сертификационный аудит СЭМ на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2004 и корпоративным требованиям ОАО «Газпром».

Безусловно, для любой компании главной задачей является получение прибыли. От этого зависит ее благосостояние. В этом заинтересованы и властные структуры, так как чем успешнее бизнес, тем больше поступает доходов в государственную казну, тем проще решать социальные проблемы. Но есть принципы, через которые нельзя переступить ни власти, ни бизнесменам. Это, прежде всего, вопросы экологии. В данной статье будет рассмотрено, как строится система экологического менеджмента в компании ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Никакие соображения экономического, технического или иного плана не могут быть приняты во внимание, если они противоречат интересам обеспечения безопасности персонала общества, населения, проживающего в районах размещения объектов Общества и охраны окружающей природной среды.

В связи с этим приоритетными направлениями деятельности являются:

1. Обеспечение надежной и эффективной работы газотранспортной системы.
2. Рациональное использование природных ресурсов.
3. Развитие кадрового потенциала.
4. Социальная ответственность.

Общество уделяет большое внимание вопросам охраны окружающей среды, в которых также выделены приоритетные направления:

1. Снижение вредного воздействия на окружающую среду в процессе производственной деятельности.
2. Обеспечение качественного производственного экологического контроля, аудита, мониторинга источников воздействия на окружающую среду и состояния природных объектов.
3. Соблюдение действующего природоохранного законодательства.
4. Совершенствование системы управления природоохранной деятельностью в соответствии с требованиями международных стандартов.

В число корпоративных экологических приоритетов входит экологический менеджмент как эффективный инструмент, который обеспечивает системный подход к вопросам, связанным с состоянием окружающей среды, позволяет включать экологически значимые цели в стратегические направления, а также является инструментом достижения стратегической цели общества – стать лучшей газотранспортной компанией Газпрома.

С целью совершенствования системы управления природоохранной деятельностью в соответствии с

графиком ОАО «Газпром» и решением высшего руководства в обществе внедрена система экологического менеджмента (СЭМ) согласно требованиям международного стандарта ISO 14001:2004 и корпоративными требованиями ОАО «Газпром». В настоящее время область применения системы экологического менеджмента охватывает все основные виды деятельности общества.

Цели внедрения СЭМ являются:

- снижение негативного воздействия на окружающую среду в зоне производственной деятельности компании;
- достижение стратегических целей ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
- упорядочение системы оценки экологических рисков, определение их значимости;
- определение экологических показателей, контроль их выполнения. Рассмотрение их динамики при анализе со стороны руководства;
- совершенствование системы экологического планирования. Контроль выполнения мероприятий;
- интеграция положений охраны окружающей среды в общепроизводственную систему управления предприятия;
- повышение уровня экологического образования и ответственности руководителей и специалистов.

Производственно-хозяйственная деятельность ООО «Газпром трансгаз Югорск» затрагивает интересы тысяч людей. Воздействие на окружающую среду, оказываемое предприятием при осуществлении своей деятельности, определяет его ответственность перед Обществом. Сознавая эту ответственность и отвечая возрастающим требованиям в области экологической безопасности, общество установило стратегические цели в области охраны окружающей среды, приняло на себя обязательства и определило механизмы их выполнения:

- минимизация удельного негативного техногенного воздействия на природную среду (на единицу товарной продукции);
  - достижение статуса лучшей дочерней компании ОАО «Газпром» в области охраны окружающей среды.
- Обязательства:
- гарантировать соблюдение требований законодательных норм РФ и международных стандартов в области охраны окружающей среды;
  - обеспечивать ресурсосбережение и повышение энергоэффективности процессов производства на всех его стадиях;
  - уменьшать негативное воздействие на окружающую природную среду, обеспечивая приоритет предупреждающих действий;
  - расширять и поддерживать взаимовыгодное сотрудничество с заинтересованными сторонами в области охраны окружающей среды;
  - учитывать права коренных и малочисленных народов на сохранение исконной среды обитания;
  - мотивировать, обучать и вовлекать персонал Общества в процессы экологического менеджмента;
  - обеспечивать широкую доступность информации о деятельности Общества в области охраны окружающей среды;
  - устанавливать свои цели и задачи в области охраны окружающей среды на основе Экологической политики и мероприятий по снижению экологических рисков;
  - выделять достаточные организационные, материальные, кадровые и финансовые ресурсы для обеспечения принятых обязательств.

Механизмы реализации обязательств:

- внедрение и поддержание в рабочем состоянии эффективной системы экологического менеджмента, основанной на требованиях международного стандарта ISO 14001 и корпоративных требованиях ОАО «Газпром»;
- целевое планирование действий по снижению экологических рисков и мероприятий по реализации Экологической политики;
- применение эколого-экономических и природоохранных аспектов при разработке проектов и их реализации;
- выделение достаточных организационных, материальных, кадровых и финансовых ресурсов для обеспечения выполнения принятых обязательств;
- проведение технических и организационных мероприятий по недопущению экологических ущербов;
- применение наилучших доступных технологий во всех сферах производства;
- учет экологических факторов при закупках технологий, материалов и оборудования, выполнении работ и услуг подрядчиками;
- проведение и стимулирование научных исследований, направленных на повышение энергоэффективности, снижение негативного воздействия на окружающую среду и экологических рисков;
- страхование высоких экологических рисков;
- совершенствование системы экологического обучения;
- мотивация персонала в целях максимального использования потенциала каждого работника Общества при реализации мероприятий по ресурсосбережению и снижению экологических рисков;
- закрепление в договорах с поставщиками работ и услуг Общества обязательств в области охраны окружающей среды;
- совершенствование системы планирования с целью предотвращения экологических рисков.

Основные положения Экологической политики Общества разработаны в соответствии с Экологической

---

политикой ОАО «Газпром» и основаны на федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, корпоративных требованиях ОАО «Газпром».

Система экологического менеджмента, действующая в ООО «Газпром трансгаз Югорск», внедрена и обеспечивает соблюдение требований ISO (ГОСТ Р ИСО) 14001, экологической политики, выполнение экологических целей и задач, требований природоохранного законодательства, применимых к деятельности общества, а также порядок и последовательность решения экологических вопросов посредством рационального размещения ресурсов, распределения обязанностей и постоянной оценки методов, процедур и процессов. Она определяет полномочия и ответственность руководителей соответствующих структурных подразделений и границы их взаимодействия в вопросах экологического менеджмента.

СЭМ Общества имеет следующую организационную структуру:

- генеральный директор – руководитель комитета по совершенствованию систем управления (ССУ), осуществляющий координацию и общее руководство деятельностью совещательного органа. Комитет ССУ является совещательным органом по вопросам, связанным с постановкой и анализом достижения стратегических целей Общества, внедрения, развития и интеграции элементов эффективной системы менеджмента (СМК – система менеджмента качества, СУР – система управления рисками, СЭМ – система экологического менеджмента, СМПБОТ – система менеджмента профессиональной безопасности и охраны труда).
- главный инженер – представитель руководства по системе экологического менеджмента. В его функции входит организация и руководство проектированием, внедрением и функционированием СЭМ в Обществе, обеспечение соответствия процессов требованиям ISO 14001 и ОАО «Газпром»;
- рабочая группа по совершенствованию СЭМ. Является постоянно действующим органом Общества и создана с целью разработки, последовательного улучшения функционирования СЭМ в структурных подразделениях и в Обществе в целом. В ее состав входит руководство: отдела охраны окружающей среды, группы организационного развития, отдела внутреннего аудита, технического отдела.
- главные инженеры филиалов – уполномоченные по СЭМ филиалов. Их деятельность направлена на обеспечение результативного функционирования и постоянного улучшения СЭМ филиалов.
- инженеры по ООС филиалов – ответственные исполнители по внедрению процедур СЭМ. Их функция – обеспечение внедрения, функционирования всех процедур СЭМ.

Для обеспечения функционирования СЭМ перед Обществом стояла задача разработать основные процедуры системы, провести сертификацию и обеспечить ее совершенствование с учетом существующей практики в Обществе.

На момент внедрения СЭМ, в Обществе уже была внедрена и функционировала система менеджмента качества, что явилось положительным моментом в формировании и документировании процедур СЭМ.

Следствием управления экологическими аспектами является снижение экологических рисков, более качественное планирование природоохранных мероприятий и затрат на них и, в целом, прямое или косвенное снижение негативного воздействия на окружающую среду и повышение имиджа организации.

По итогам 2014 года Обществом были достигнуты все экологические цели:

- Снижение удельных выбросов оксидов азота по товаротранспортной работе на 10,3 % и по топливному газу на 2,2 %.
- Сокращение удельного потребления природного газа на собственные технологические нужды на 7,2 %.
- Снижение сверхлимитной платы на 17,6 %.
- Снижение сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод в природные водные объекты на 9,6 %.
- Снижение доли отходов, направленных на захоронение на 4,1 %.

В результате плодотворной работы всего коллектива, в ноябре 2014 года Общество успешно прошло международный сертификационный аудит СЭМ на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2004 и корпоративным требованиям ОАО «Газпром».

#### Литература

1. Официальный сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения 16.01.2017).
2. Системы экологического менеджмента [Электронный ресурс] / Экологический менеджмент ISO 14000 – Режим доступа: <http://www.ektor.ru/pages/iso.asp?id=6> (дата обращения 16.01.2017).

## СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

К.Н. Ахмадеев, А.М. Гринкевич, А.Ю. Рачилин

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня в мире реализуется несколько стратегий освоения северных и арктических территорий (канадская, американская, норвежская, датско-гренландская, российская), основанных на различных концептуальных подходах и характеризующихся географическими, социально-экономическими, политическими и культурными особенностями стран.

Арктическая политика Канады строится на основании документа под названием: «Северная стратегия Канады: наш север, наше наследие, наше будущее» от 2009 года. Первое направление стратегии состоит в следующем: защита суверенитета страны. Одной из задач для выполнения этого шага состоит в укреплении военного присутствия в данном регионе. Другими словами – осуществлять контроль территории от иностранного вторжения, как на море, так и в воздухе, и на суше. Второе направление, которое довольно популярно среди канадцев – развитие социально-экономической составляющей данного региона. Поддержание социальной системы, здравоохранения, образования для того, чтобы уровень жизни населения севера стал ближе к жителям южных территорий Канады. Государство планирует в ближайшее время выделить на эти цели более 2,5 млрд. долларов. Третьим направлением является защита и сохранение окружающей среды региона. Среди основных задач – экономия энергии и создание национальных парков. Последнее направление заключается в поддержке коренного населения финансовыми и материальными средствами. Таким образом, Канада стремится освоить территорию Севера и сделать её комфортной для проживания местного населения.

Основопологающим документом, регламентирующим деятельность по реализации национальных интересов США в Арктике, являлась директива президента Барака Обамы «Новая арктическая стратегия США», подписанная главой государства 9 января 2009 года. В соответствии с ней предполагается усилить американское присутствие в регионе путем демонстрации морской мощи, гарантировать свободу навигации и пролета воздушного транспорта, а также обеспечить возможность развертывания в нем элементов противоракетной обороны и систем предупреждения о ракетно-ядерном ударе. Администрация Барака Обамы представила 10 мая 2013 года «Национальную стратегию Арктического региона», в которой, в частности, утверждается: «Соединенные Штаты являются приарктическим государством, у которого есть широкие и серьезные интересы в Арктическом регионе. Они связаны с необходимостью обеспечивать национальную безопасность, охранять окружающую среду, ответственно управлять ресурсами, учитывать потребности коренного населения, поддерживать научные исследования и укреплять международное сотрудничество по широкому кругу вопросов». Данный документ предусматривает три основных направления деятельности: «продвижение интересов национальной безопасности США», «ответственное управление ресурсами Арктического региона» и «укрепление международного сотрудничества в регионе». В тексте стратегии также говорится, что Соединенные Штаты планируют подать заявку на расширение границ континентального арктического шельфа. Администрацию Б. Обамы интересуют более 600 морских миль от северного побережья Аляски. Для осуществления этих планов Белый дом намерен добиваться ратификации Конвенции ООН по морскому праву сенатом конгресса США, которая позволит представителям страны обратиться в решающий территориальные споры Международный трибунал по морскому праву в Гамбурге.

Развитию норвежских арктических исследований, как и политике развития северных регионов в целом, уделяется внимание на самом высоком уровне. Роль науки как основного приоритета арктической стратегии Норвегии закреплена в главном документе, определяющем политику Осло на Севере и в Арктике. На сегодняшний день это послание правительства в стортинг «Северные регионы: видение и средства» («*Nordomradene: Visjon og virkemidler*»), принятое в 2011 году. Важно отметить, что в «Стратегии развития Северных регионов» именно наука и образование называется первой из пятнадцати приоритетных областей арктической политики Норвегии. В «Стратегии исследований в северных регионах 2006–2011» обосновывается законное право Норвегии – отстаивать свои интересы, а также нести ответственность за устойчивое развитие Арктики. Авторы стратегии аргументируют это тем, что большая часть территории и национальных вод страны находятся на Севере. Кроме того, в документе подчеркивается, что «на севере Норвегии проживает наибольшая по сравнению с другими государствами доля населения и наиболее активно ведется экономическая деятельность». Также в этом документе выделяется и особая роль Норвегии в защите интересов коренных народов, окружающей и культурной среды Арктики. По мнению авторов «Стратегии исследований северных регионов», к 2020 году Норвегия должна стать ведущим государством в области арктических исследований, получить мировое признание в вопросах управления природными ресурсами. К этому времени Северная Норвегия должна превратиться в сильный регион с развитой инновационной экономикой.

В 2008 году в Дании совместно с Гренландией был разработан документ «Арктика в переломный период: предложения по стратегии для активных действий в Арктическом регионе», в котором была сформулирована датская политика в этом направлении. В августе 2011 г. вышел документ «Стратегия Королевства Дании в Арктике на период 2011–2020 гг.». Оба документа разработаны на единой концептуальной основе и включают в себя разделы, связанные с проведением научных исследований. Основное содержание арктической политики Дании определяется рассмотрением связей со своими северными территориями, стремлением королевства поддерживать статус арктической державы, которая активно участвует в международном сотрудничестве в этом регионе. Дания подтверждает свою приверженность принципу разработки месторождений на шельфе устойчивым образом,

предпосылкой реализации которого на практике является проведение соответствующих НИОКР. Выражается озабоченность по поводу сохранения биологического разнообразия и запасов биологических ресурсов, а также в связи с усилением рисков разливов нефти, повышением нагрузки на арктическую природную среду. Дания поддерживает развитие туризма в её заморских территориях, прежде всего, в Гренландии, так как это позволяет дополнить традиционные виды хозяйственной деятельности местного населения (рыболовство и охота) новыми видами занятости.

Наибольшей проработкой отличаются «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и на дальнейшую перспективу». В документе не только тщательно, в деталях прорисовываются основные направления деятельности государства в различных сферах развития Российской Арктики, но также выделяются этапы осуществления арктической политики России. Стратегическими приоритетами государственной политики России являются: 1) осуществление активного взаимодействия РФ с приарктическими государствами в целях разграничения морских пространств на основе норм международного права, взаимных договоренностей с учетом национальных интересов РФ, а также для решения вопросов международно-правового обоснования внешней границы Арктической зоны РФ; 2) наращивание усилий приарктических государств в создании единой региональной системы поиска и спасения, а также предотвращения техногенных катастроф и ликвидации их последствий, включая координацию деятельности спасательных сил; 3) укрепление на двусторонней основе и в рамках региональных организаций, в том числе Арктического совета и Совета Баренцева/Евроарктического региона, добрососедских отношений России с приарктическими государствами, активизация экономического, научно-технического, культурного взаимодействия, а также приграничного сотрудничества, в том числе в области эффективного освоения природных ресурсов и сохранения окружающей природной среды в Арктике; 4) содействие в организации и эффективном использовании транзитных и кроссполярных воздушных маршрутов в Арктике, а также в использовании Северного морского пути для международного судоходства в рамках юрисдикции РФ и в соответствии с международными договорами РФ; 5) активизация участия российских государственных учреждений и общественных организаций в работе международных форумов, посвященных арктической проблематике, включая межпарламентское взаимодействие в рамках партнерства Россия – Европейский союз; 6) разграничение морских пространств в Северном Ледовитом океане и обеспечение взаимовыгодного присутствия России на архипелаге Шпицберген; 7) совершенствование системы государственного управления социально-экономическим развитием Арктической зоны Российской Федерации, в том числе за счет расширения фундаментальных и прикладных научных исследований в Арктике; 8) улучшение качества жизни коренного населения и социальных условий хозяйственной деятельности в Арктике; 9) развитие ресурсной базы Арктической зоны Российской Федерации за счет использования перспективных технологий; 10) модернизация и развитие инфраструктуры арктической транспортной системы и рыбохозяйственного комплекса в Арктической зоне Российской Федерации.

Свою арктическую стратегию по использованию Северного морского пути начинает разрабатывать и Китай. С тех пор как в Северном Ледовитом океане начал таять лёд, открывая новые морские пути и доступ к огромным запасам полезных ископаемых, Китай с жадностью стал присматриваться к Арктике. Пока что Пекин сдерживается, чтобы не вступать в конкуренцию с другими государствами. Но китайские официальные лица и учёные требуют развития «арктической стратегии», чтобы тоже получить долю подаренных изменением климата возможностей. Таяние арктических льдов открывает Китаю и новые торговые пути. Путь из Шанхая в Гамбург вдоль российского побережья становится на 6 400 км короче традиционного маршрута.

Несмотря на то, что Россия и Канада соперничают в вопросе о разделе арктических пространств, они придерживаются некоторых общих принципов, которые делают возможным их сотрудничество даже в этой проблемной сфере. Во-первых, оба государства выступают за решение спорных вопросов путем переговоров и на основе норм международного права. Именно так Москва и Оттава собираются решать спор относительно подводного хребта Ломоносова, потенциально богатого нефтегазовыми ресурсами. Во-вторых, обе страны выступают за секторальный принцип деления арктических пространств (когда Северный полюс рассматривается в качестве точки, от которой проводятся прямые линии вдоль долгот). Этот принцип им более выгоден, чем так называемый «медианный линейный метод», когда разделение происходит по принципу равноудаленности граничной линии от береговой линии (или базовых точек береговой линии) сопредельных государств. Применение секторального принципа могло бы значительно увеличить контролируемые площади арктических пространств России и Канады. В-третьих, Россия и Канада выступают за закрепление статуса транзитных морских путей в Арктике как внутренних вод, что могло бы принести обоим странам немалые экономические выгоды.

Несмотря на все предпринятые ранее усилия, невысокая активность разработки означает, что в целом континентальный шельф Арктики остается неразведанным. Хотя данные геологии и геофизики для региона выглядят очень привлекательно, разведке и добыче сырья в Арктике сопутствуют технические и коммерческие сложности. Суровый климат, ледовое покрытие во многих зонах создают сложности, преодолеть которые можно только высокой ценой. Инфраструктура очень локализована, а геологоразведочные предприятия всех государств должны мобилизовать оборудование и службы на больших расстояниях. Безопасность окружающей среды является приоритетной, снижение вероятности воздействия рабочих процессов на экологию потребует крупных вложений. Все эти сложности увеличивают период подготовки и влияют на коммерческое качество таких проектов. Учитывая низкую стоимость нефти, достижение уровня разведочных работ, необходимого для создания большой резервной базы, лежит в далеком будущем. Переход от успешной разведки к реальной добыче находится в будущем, еще более отдаленном, особенно учитывая нынешнюю политическую ситуацию.

Литература

1. Официальный сайт информационного агентства «REGNUM». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://regnum.ru> (дата обращения 30.01.2017).
2. Официальный сайт некоммерческого партнерства «Российский центр освоения арктики». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://arctic-rcf.ru/> (дата обращения 30.01.2017).
3. Официальный сайт Российского совета по международным делам. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://russianscouncil.ru/> (дата обращения 30.01.2017).

**СОЦИАЛЬНАЯ АКТИВНОСТЬ КАК ФОРМА УЧАСТИЯ КОМПАНИИ  
В РАЗВИТИИ ТЕРРИТОРИИ ПРИСУТСТВИЯ**

**(на примере предприятий цветной металлургии)**

**Д.С. Белозерова**

*Научные руководители Матюгина Э.Г., Пожарницкая О.В.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Расширение сферы ответственности компаний, связанное с активизацией их роли в поддержании воспроизводственных процессов, обуславливает не только включение в перечень стратегических ориентиров деятельности показателей развития социальной сферы территории присутствия, но и трансформацию форм и инструментов построения взаимодействий с населением, общественными организациями, органами местной власти. Тем самым компания приобретает статус стейкхолдера, формирующего динамику и параметры социально-экономического развития территории – причем, не опосредованно (традиционно как налогоплательщик), а в качестве актора, задающего тренд развития последней. Происходящие при этом изменения среды служат основой адаптации компании к иным условиям хозяйствования, выступая отправной точкой формулирования последующих задач. Это предполагает выявление характеристик социально активной компании, отражающих взаимосвязанное изменение ее состояния, взаимодействий с субъектами различных уровней, хозяйственной среды, что и выступает целью исследования, представленного в данной статье. В качестве фактологического материала, иллюстрирующего основные положения, использованы данные отчетности ГМК «Норникель», практически полностью сосредоточившему российское производство никеля, меди и платиноидов и компании «РУСАЛ», обеспечивающей 100% выпуска первичного алюминия в России [10].

Согласно ИСО 26000:2010 «Руководство по социальной ответственности» (п. 2.18) социальная ответственность определена как ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества; учитывает ожидания заинтересованных сторон; соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения; интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях (См. [4. С. 16]). Данный подход отражает как собственно выполнение регламентов, обеспечивающее легитимность хозяйствования, так и социальные инициативы предприятия. В связи с чем представляется целесообразным исследование деятельности компании через призму социальной активности, понимаемой как формирование и реализация корпоративных социальных инициатив, не только способствующих наилучшему/опережающему выполнению требований законодательства, но и интенсифицирующих динамику развития территории присутствия, обуславливает расширение влияния компании посредством вовлечения в нее субъектов, непосредственно несвязанных с хозяйственной деятельностью последней (местные сообщества, население и т. д.).

Российскими компаниями накоплен определенный опыт в формировании и реализации социальных инициатив, который характеризуется широкой степенью вариативности, что подтверждает наличие собственных определений социальной ответственности у 40,5% обследуемых компаний, причем большая часть оригинальных определений базируется на концепции устойчивого развития, учитывающей экономическое, экологическое и социальное воздействие на общество [4. С. 17–18]. Структура социального инвестирования по секторам экономики РФ по отдельным направлениям приведена в табл. 1. [4. С. 56].

*Таблица 1*

*Направления социального инвестирования (2011 г.)\**

Сектор	Развитие персонала, %	Охрана труда и безопасные условия труда, %	Поддержка местного сообщества, %	Природоохр. деятельность и ресурсосбережение, %
Сырьевой	45,9	20,1	11,0	19,1
Перерабатывающий	42,6	6,6	15,1	15,3
Сфера услуг	42,1	7,8	34,7	2,2
В среднем по компаниям-респондентам	43,5	11,5	20,3	12,2

\*Источник: Ассоциация менеджеров, 2013.



Как свидетельствуют приведенные данные, в составе социальных инвестиций преобладают вложения в развитие персонала и поддержание условий труда (область «внутренней» ответственности), однако, долю финансирования местных сообществ и природоохранной деятельности нельзя признать малозначимой – на нее приходится порядка 30 %.

Деятельность ГК «Норникель» и ОК «РУСАЛ» может быть аттестована как социально активная, поскольку в перечень ключевых экономических воздействий входят как обязательные, предписанные законодательством компоненты (например, осуществление налоговых платежей в бюджеты), так и инициативные. Примером инициативных форм может выступать вклад компаний в развитие социальной инфраструктуры («Норникель» осуществляет строительство второго этапа спортивно-развлекательного комплекса «Арена-Норильск», финансирует проект по установке детских игровых комплексов в г. Мончегорске и Печенгском районе и др.), курирование определенной сферы (обе компании уделяют внимание сфере образования). Следует отметить, что особо значима деятельность этих предприятия в городах, находящихся за Полярным кругом, где расположена большая часть основных производственных активов «Норникеля» (Норильск и Таймырский (Долгано-Ненецкий) муниципальный район, Кольский полуостров), самый северный из заводов РУСАЛ расположен в г. Кандалакше Мурманской области – это единственный в мире алюминиевый завод в Заполярье. Отчасти это влияет на территориальное распределение социальных проектов, вложение средств в развитие инфраструктуры – при участии «Норникель» создан Московский филиал АО «Авиакомпания «Таймыр», внедрена современная высокоскоростная Интернет-связь, осуществляется сотрудничество с природными заповедниками Таймыр в рамках реализации благотворительной программы Заполярного филиала и др. [6, 3,12,13].

Таким образом, деятельность предприятия связана с удовлетворением требований и ожиданий общества, что указывает на обязательную и добровольную составляющую ответственности бизнеса [9]; однако необходимо отметить и характер реализации социальных инициатив – эпизодический, периодический, перманентный [5,12] – что позволит судить о встраивании социальных приоритетов в ориентиры деятельности компании.

Социальная активность компании «Норникель» (инициативный компонент) представлена такими формами активности как системная благотворительность (практика социальных инвестиций с использованием грантового распределения средств, заключение соглашений о сотрудничестве и др.), адресная помощь, оказываемая по обращениям граждан и организаций (аттестована как эпизодическая деятельность). Признаком, указывающим на социальную ориентированность бизнеса, является трансформация организационной структуры, связанная с формированием специальных служб, специализирующихся на реализации социальных проектов, что наблюдается в каждой из рассматриваемых компаний. Так, «Норникель» выделяет в составе Группы активы социальной направленности; РУСАЛ в 2004 г. основал Центр социальных программ, представители которого работают в регионах присутствия компании. Однако для оценки социальной активности компании данного «маркера» будет недостаточно, т. к. он отражает лишь трансформацию внутренней среды бизнеса, не позволяя отследить проявление/следствие реализации соответствующих мер во внешней среде, расширение хозяйственных взаимодействий и т.д. Признаки социальной активности компании приведены в таблице 2.

Таблица 2

Признаки социально активной компании (социальная сфера)

Признак	Содержание	Примеры	
		ГМК «Норникель»	ОК «РУСАЛ»
Наличие программ благотворительности	Указывает на социальную активность, выходящую за рамки традиционной сферы	Благотворительная программа «Мир новых возможностей», включающая три приоритетных направления: «Партнерство», «Инновации» и «Развитие»	Программы «Территория РУСАЛа», «Помогать – просто», «Формула будущего», Программа развития социального предпринимательства
Учет местных инициатив	Целевая ориентированность программ	Направление «Партнерство» реализуется для поддержки инициатив представителей местного сообщества. В рамках направления в 2014 г. проведен конкурс социальных проектов (91 победитель, грантовый фонд 100 млн. руб.)	Программа «Территория РУСАЛа» направлена на улучшение жизни в регионах присутствия, предполагает поддержку социальных проектов и гражданских инициатив в области образования, культуры, спорта и активного отдыха
Организация диалога с местным сообществом	Наличие обратной связи, вовлечение населения в социальную деятельность компании	В 2014 г. в г. Норильске и Мончегорске проведен форум социальных технологий «Партнерство. Инновации. Развитие», посвященное социальным инициативам местных сообществ	Разработана система общественного онлайн-голосования на Интернет-сайте партнера Компании, портала «Йополис», где жители города присутствия могут проголосовать за понравившийся проект

Наличие соглашений	Формирование институциональных основ сотрудничества	Рамочное Соглашение о сотрудничестве между ОАО «ГМК «Норильский никель» и правительством Красноярского края; Соглашение между Федеральной службой РФ по надзору в сфере природопользования и ГМК «Норильский никель»; Соглашение о взаимодействии и сотрудничестве между Министерством регионального развития, Красноярским краем, муниципальным образованием г. Норильск и ОАО «ГМК «Норильский никель» по модернизации и развитию объектов социальной, инженерной инфраструктуры	Соглашение РУСАЛа и Администрации Кемеровской области по объединению усилий сторон в целях эффективной работы Новокузнецкого алюминиевого завода и укреплению его роли в социально-экономическом развитии Кузбасса; Четырехстороннее соглашение о поддержке социального предпринимательства между Центром инноваций в социальной сфере компании РУСАЛ, Центром содействия малому и среднему предпринимательству г. Красноярск, городским бизнес-инкубатором и банком «Союз»
Реализация совместных проектов и программ	Вовлечение в программы субъектов различных уровней, выявление форм сотрудничества	В 2014 г. на Петербургском международном экономическом форуме подписано Соглашение о взаимодействии в рамках реализации целевой комплексной программы закрытия устаревшего никелевого производства и решения экологических и социальных задач между «ГМК «Норильский никель», Минэкономразвития, Минпромторгом, Минприроды, правительством Красноярского края и администрацией г. Норильска	В 2014 г. социальные программы ОК выиграли два федеральных Президентских гранта, получили федеральную субсидию Минэкономразвития, а также субсидии Агентства по реализации программ общественного развития Красноярского края и министерства социальной защиты населения Республики Хакасия
Участие компании в формировании стратегий развития территории	Усиление роли компании в формировании тренда развития территории	Сотрудники ОАО «Кольская ГМК» принимали участие в разработке проекта Стратегии социально-экономического развития Мурманской области до 2020 г., сотрудники Заполярного филиала ОАО «ГМК «Норильский никель» - в разработке проекта Инвестиционной стратегии муниципального образования г. Норильск до 2030 г.	Программа «Формула будущего» направлена на вовлечение инициативных молодых сотрудников Компании в развитие собственного предприятия и участие в жизни города
Участие в международных, общероссийских и региональных мероприятиях	Позиционирование компании как социально активной, формирование имиджа	В декабре 2014 г. при организационной поддержке ОАО «ГМК «Норильский никель» в Государственной Думе РФ состоялся круглый стол «Социально-культурные аспекты сохранения и развития коренных малочисленных народов Севера в условиях освоения Арктики. Правовое урегулирование»	Деятельность АНО «Центр инноваций в социальной сфере» получила в 2014 г. общественное признание на федеральном и региональном уровнях. Компания стала победителем премии «Импульс добра» Фонда региональных социальных программ «Наше будущее»

Поскольку социальная активность помимо собственно социальной сферы охватывает и природоохранную, как определяющую качество жизни населения, в т.ч в аспекте поддержания здоровья и трудоспособности, охарактеризуем деятельность компаний. ОК РУСАЛ и ГМК «Норникель» рассматривают данную деятельность как неотъемлемый компонент производственного процесса, подкрепляя данный факт наличием политик в данной сфере, внутренних регламентов. Так, Стратегическими направлениями деятельности ОК РУСАЛ (к 2020 г.) в рамках Экологической политики являются: достижение нормативов выбросов в атмосферу, установленных законодательством стран присутствия; создание систем замкнутого оборотного водоснабжения; отказ от

оборудования и исключение отходов, содержащих полихлорированные бифенилы (ПХБ); создание корпоративной системы менеджмента для управления экологическими аспектами и рисками и сертификация предприятий на соответствие стандарту ISO 14001 и др. Компания вовлекает в данный процесс и других субъектов, что указывает на экологизацию ее хозяйственных взаимодействий, возникновение своего рода кластера субъектов, заинтересованных в реализации активной политики. Например, РУСАЛ заявляет о содействии созданию современной нормативно-правовой базы в части охраны окружающей среды при производстве алюминия и глинозема; заключены долгосрочные договоры с гидроэлектростанциями Сибири с целью производства 85% алюминия с использованием возобновляемой и экологически чистой гидроэлектроэнергии; подписан меморандум о намерениях с Программой развития ООН (первая российская компания, опубликовавшая отчет о корпоративной реализации Глобального договора ООН); РУСАЛ - член Российского национального комитета содействия программе ООН по окружающей среде.

Каждая компания инициативно реализует природоохранные проекты (см. табл. 3).

Таблица 3

*Примеры проектов компаний*

ГМК «Норникель»	ОК РУСАЛ
<ul style="list-style-type: none"> <li>• объединенная дирекция заповедников Таймыра в 2014 г. вошла в число победителей конкурса социально значимых проектов благотворительной программы «Мир новых возможностей», получив от Компании финансирование 5,6 млн руб. на реализацию двух проектов: «Обустройство туристско-экскурсионного района оз. Лама – оз. Глубокое – оз. Собачье», «Летний полевой эколого-этнографический лагерь «Экологический десант»;</li> <li>• выделены средства на строительство визит-центра государственного природного заповедника «Пасвик», включенного в Перспективный список водно-болотных угодий международного значения;</li> <li>• адресная помощь Лапландскому государственному природному биосферному заповеднику (одна из крупнейших охраняемых природных территорий в Европе)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• участие в обустройстве и открытии визит-центров и экологических троп в ООПТ, содействие в развитии их инфраструктуры;</li> <li>• «День Енисея» – совместный проект с Русским географическим обществом по очистке берегов реки Енисей от мусора и по обустройству специальных мест для отдыха;</li> <li>• совместный проект с Русским географическим обществом по изучению и сохранению снежного барса (ирбиса);</li> <li>• совместно с национальным фондом «Страна заповедная», Центром экологических проектов, заповедниками и национальными парками Алтае – Саянского экорегиона реализует проект «Экологический мониторинг в зоне влияния предприятий ОК РУСАЛ».</li> </ul>

Социальная активность привносит изменения в организацию деятельности самой компании, построения взаимодействий с другими субъектами и состояние среды хозяйствования, проявления их приведены ниже:

1. Трансформация состояния компании связана с созданием внутренних служб, специализирующихся на выявлении и реализации социальных инициатив/программ благотворительности; перераспределением финансовых потоков; формированием соответствующих внутренних регламентов и т. д. Так, в 2014 г. в рамках программы «Формула будущего» 150 молодых сотрудников ОК РУСАЛ вместе с представителями местных общественных и молодежных организаций прошли обучение разработке и организации социальных проектов;
2. Трансформация взаимодействий с другими субъектами проявляется во включении в систему сложившихся взаимодействий социального компонента, а так же становлении новых форм сотрудничества, допуская, в том числе, вовлечение новых субъектов (например, деятельность компании «Норникель» по соблюдению прав коренных малочисленных народов Крайнего Севера);
3. Трансформация среды предполагает изменение регламентов хозяйствования, в т.ч. посредством внедрения новых институциональных норм. Так, на Петербургском международном экономическом форуме (2014 г.) подписано Соглашение о взаимодействии (ОАО «ГМК «Норильский никель», Минэкономразвития, Минпромторгом, Минприроды, правительство Красноярского края и администрация г. Норильска) в рамках реализации целевой комплексной программы закрытия устаревшего никелевого производства, согласно которому в 2014 г. досрочно осуществлено обнуление экспортных пошлин на нелегированный никель и медные катоды, образовавшиеся финансовые ресурсы компания направляет на реализацию мероприятий программы (в том числе экологические и социальные).

Инициатором вносимых изменений выступает компания как субъект, ориентированный на активную деятельность в социальной сфере, выходящую за рамки законодательных предписаний. Это оказывает возмущающее воздействие на состояние других субъектов, побуждая их либо уклониться, либо приступить к согласованию совместной деятельности (отозваться). Результатом выступает изменение условий хозяйствования, ибо имидж социально ориентированной компании (периодическая или перманентная формы) предполагает

переход от ожиданий общества к совместной деятельности (не исключен вариант, что общество уже будет побуждать компанию к реализации новых социальных инициатив). Например, «Норникель» реализует практику проведения диалогов с заинтересованными сторонами на территориях присутствия с участием представители законодательных и исполнительных органов власти, органов местного самоуправления, образовательных учреждений, некоммерческих организаций и др. с целью получения обратной связи о событиях, которые участники диалогов рассматривали как существенные.

Необходимо отметить и расширение круга субъектов, вовлекаемых с процесс реализации социальных инициатив. Изначально речь идет лишь о населении, выступающем своего рода «потребителем» предоставляемых благ; однако по мере обогащения спектра направлений происходит вовлечение в данную деятельность органов государственной и местной власти (яркий пример компании «Норникель» по реализации программы закрытия производства), банков (компания «РУСАЛ»), других субъектов, не имеющих непосредственного отношения к хозяйственной деятельности компании (участие в симпозиумах, конференциях, организация форумов и т. д.). Это позволяет говорить о вовлечении в процесс выявления и реализации социальных инициатив большинства субъектов, рутинизации их поведения, а так же рассмотрения социальных ориентиров как эндогенных факторов, формирующих поведение и принятие решений субъектами.

Эволюция социальной активности, основанная на переходе от эпизодической к перманентной форме, предполагает изменение статуса населения – от требований (отражает базовый уровень) до совместной деятельности, что обуславливает выявление инструментов его включения в инициацию и реализацию социальных проектов компаний. Компаниями «Норникель» и «РУСАЛ» разработаны формы привлечения местных сообществ, их участия в обсуждении реализуемых мер. Существенные трансформации происходят и в институциональной сфере, охватывающие микро- и макроуровни: разрабатываются новые регламенты работы компаний, заключаются соглашения о сотрудничестве с региональными и федеральными органами власти.

Встраивание социальных ориентиров деятельности в ряд стратегических приоритетов компании способствует становлению имиджа компании, его деловой репутации; происходит расширение сфер влияния компании; формируется возможность активного воздействия на благосостояние территории.

#### Литература

1. Братющенко С.В. Социальная ответственность предпринимательства (обзор концепций) // Актуальные проблемы социально-экономического развития: взгляд молодых ученых. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2005. – С. 166-178. [Электронный ресурс]. URL: [http://nesch.ieie.nsc.ru/wrk/Soc\\_otvets.htm](http://nesch.ieie.nsc.ru/wrk/Soc_otvets.htm) (дата обращения: 25.01.2016).
2. ГМК «Норильский никель». Отчет о корпоративной социальной ответственности за 2013 год. – 159 с. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nornik.ru/investoram/godovye-otchety/soczialnyie-otchetyi> (дата обращения: 23.12.2015).
3. ГМК «Норильский никель». Отчет о корпоративной социальной ответственности 2014 г. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.nornik.ru/assets/files/2014/2014\\_NN\\_CSO.pdf](http://www.nornik.ru/assets/files/2014/2014_NN_CSO.pdf) (дата обращения: 18.01.2016).
4. Доклад о социальных инвестициях в России — 2014: к созданию ценности для бизнеса и общества / Ю. Е. Благов (и др.); под общ. ред. Ю. Е. Благова, И. С. Соболева. – СПб.: Авторская творческая мастерская (АТМ Книга), 2014. – 144 с.
5. Матюгина Э.Г. Инвестиции в развитие территории как инструмент формирования социально ответственного имиджа компании (на примере НКК) / Э.Г. Матюгина, Н.А. Ярушкина // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 1 (Ч. 1). – С. 1098–1102.
6. Норникель объявил о создании авиакомпании «Таймыр» Взгляд. Деловая газета. [Электронный ресурс]. URL: <http://vz.ru/news/2009/2/10/254929.html> (дата обращения: 13.01.2016).
7. Отчет об устойчивом развитии ОК «РУСАЛ» за 2014 год. – 106 с. [Электронный ресурс]. URL: <http://sr.rusal.ru/archive/> (дата обращения: 13.01.2016).
8. Официальный сайт компании «Норникель». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.nornik.ru/> (дата обращения: 23.01.2016).
9. Официальный сайт компании «РУСАЛ». [Электронный ресурс]. URL: <http://rusal.ru/> (дата обращения: 25.12.2015).
10. Развитие российской металлургии в 2014 году. Отраслевой отчет // Национальное рейтинговое агентство. – 2015. – С. 8 [Электронный ресурс]. [http://www.ra-national.ru/sites/default/files/other/metallurg\\_2014.pdf](http://www.ra-national.ru/sites/default/files/other/metallurg_2014.pdf) (дата обращения: 21.12.2015).
11. Battaglia A. and Tremblay D.G. (2011) 22@ and the Innovation District in Barcelona and Montreal: A Process of Clustering Development between Urban Regeneration and Economic Competitiveness. Hindawi Publishing Corporation Urban Studies Research Volume 2011, Article ID 568159, 17 pages doi:10.1155/2011/568159.
12. Pogharnitskaya O.V., Konovalov V.V., Belozeroва D.S., Strelnikova A.B., Dmitrieva N.V. Treatment of petroleum-contaminated water resources: modern techniques // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 20. Сер. «XX International Scientific Symposium of Students, Postgraduates and Young Scientists on “Problems of Geology and Subsurface Development”» 2016. С. 012026.
13. The Prince’s Charities (2009), Accounting for Sustainability, Connected Reporting in Practice: A Consolidated Case Study, Research Publications, London.
14. WBCSD (2005), Sustainable development reporting. Striking the balance, Research Publications, Geneva
15. Werbach, Adam (2009), When Sustainability Means More Than Green, McKinsey Quarterly, Issue 4, p. 74–79.

## ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

Т.С. Бибикова

*Научный руководитель, старший преподаватель кафедры ЭПР, Глызина Т. С.  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В современных условиях высококвалифицированные кадры являются важным конкурентным преимуществом организации, которое можно использовать в течение длительного времени. В условиях современного функционирования организаций все больше возрастает значение интеллектуальной деятельности работника, роста его производственной и общей культуры, умения воспринимать и обрабатывать научную информацию. Рост культурно-технического уровня работников является одним из важнейших условий развития предприятия в целом. Предприятие может повысить свою эффективность, если работники четко понимают цели и задачи развития компании, стратегию [3]. Обучение и повышение квалификации работников позволяет наиболее полно раскрыть их возможности, поскольку причастность персонала к реализации задач компании повышает рост мотивации сотрудников. В настоящее время фирмы стремятся осуществлять не просто традиционную подготовку и переподготовку сотрудников, а их обучение и развитие, отвечающие потребностям бизнеса.

Повышение квалификации сотрудников не только увеличивает производительность труда и увеличение прибыли, но положительно влияет внутреннюю среду компании в целом [2]:

- раскрытие потенциала и способностей работников;
- сплочение и улучшение социально-психологического климата коллектива;
- рост мотивации;
- привлекательность компании для новых сотрудников;
- перспективы развития компании на рынке, и т. д.

Образование кадров – это важнейший фактор экономического роста в стране. Успех предприятия напрямую зависит от эффективности работы его сотрудников. Поэтому проблема обучения персонала актуальна для многих компаний.

Потребность в поддержании профессионализма работников практически постоянна. Развитие новой техники и технологий, изменение стратегии и структуры организации, необходимость освоения новых видов деятельности, изменения во внешней среде оказывают значительное влияние на содержание работы сотрудника и результаты его труда. Появление новых технических средств, применяемых в процессе труда на производстве, требует специальной подготовки рабочих [4]:

Реализация стратегии, ориентированной на клиентов организации, невозможна без соответствующей подготовки персонала, непосредственно взаимодействующего с потребителями.

Знания, умения и навыки людей приобретаются различными способами, в частности:

- в ходе обучающих программ с участием преподавателей;
- путем отработки навыков работы на практике;
- в процессах наблюдения и осмысления опыта;
- на собственном опыте путем проб и ошибок;
- в процессе совместной работы в сотрудничестве с коллегами и руководителем;
- самостоятельно, по собственной инициативе и др.

Другими словами, обучение – это процесс формирования и развития компетенций, необходимых для эффективной работы.

Обучение на рабочем месте характеризуется непосредственным взаимодействием сотрудников с менеджером в ходе повседневной работой. Этот фактор является наиболее дешевым и оперативным, облегчает вхождение в учебный процесс работников. Обучение может предусматривать приглашение внешнего преподавателя (бизнес-тренера) для удовлетворения определенных потребностей для расширения компетенции сотрудников.

Основными методами обучения на рабочем месте являются:

- «копирование» – работник прикрепляется к опытному специалисту, в результате взаимной работы копирует действия сотрудника;
- делегирование – возможная передача специалистом определенной области задач с полномочиями принятия решений по строго оговоренному кругу вопросов;
- метод усложняющихся заданий – определенная программа действий работника, выстроенная по структуре важности, от простых решений и действий до более сложных. Последний этап – самостоятельное принятие решения и выполнения поставленной задачи;
- наставничество – занятия специалиста со своим персоналом в ходе ежедневной работы;
- ротация – работника переводят на новую должность или отправляют на новое место работы на определенный срок для расширения профессиональных знаний, повышение квалификации или получения новой профессии [1].

Таким образом, применение образовательных технологий для обучения персонала организации является важнейшим инструментом, с помощью которого руководство повышает компетенцию и профессионализм персонала. Влияние профессионального обучения работников на экономический рост заключается в том, что работники, обладающие необходимым объемом знаний, умений и навыков, обеспечивают более высокую производительность и качество труда при рациональном использовании материальных ресурсов. Возникает возможность формирования определенной культуры, свойственной и отличающей данную организацию на рынке.

Литература

1. Дейнека А.В., Беспалько В.А. Управление человеческими ресурсами: учебник для бакалавров. – М.: Дашков и К°, 2013. – 392 с.
2. Ерёмкина Е.В., Ретинская В.Н. Управление персоналом: Уч.-метод. пособие. – Пенза: Издательство Пензенского государственного университета, 2007. – 86 с.
3. Казакова Ю. Обучение персонала как инструмент реализации стратегических целей на предприятии нефтегазовой отрасли: ВКР, науч. рук. Глызина Т.С., ТПУ, Томск. – 2016. – 83 с.
4. Управление человеческими ресурсами. [Электронный ресурс]. URL: [http://studme.org/13340203/management/vidy\\_obucheniya](http://studme.org/13340203/management/vidy_obucheniya) (дата обращения 28.02.2017).

**ГОРОД И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ**

**Е.С. Болтанова**

*Д.ю.н., профессор кафедры природоресурсного, земельного и экологического права  
Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Городское пространство включает в себя взаимосвязанные между собой земельную поверхность, воздушное и подземное пространство. Недропользование в городах – это, прежде всего, освоение подземного пространства и использование подземных вод. Как известно, рост численности населения крупных городов мира и все увеличивающаяся плотность населения в городах резко обостряют проблемы развития мегаполисов. Во всех развитых странах ведется значительная работа по созданию сетей канализации, строительству тоннелей – водопроводов и других коммуникаций, возведению объектов транспортного назначения (метрополитенов, автомобильных и железнодорожных дорог и др.). Одним из эффективных путей решения транспортной, экологической и иных проблем городов является освоение их подземного пространства.

Для крупных городов пользование недрами выражается в строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Закон РФ от 21.02.92 г. № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон о недрах) не содержит понятия или хотя бы перечня подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. В Методических рекомендациях по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, рекомендованных к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 №11-17/0044-пр, под подземными сооружениями понимаются объекты промышленного, культурного, оборонного и коммунального назначения, создаваемые в массиве горных пород на некотором расстоянии от дневной поверхности (п. 3.3.1). В Методических указаниях по лицензированию пользования недрами для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, утв. МПР РФ 22.06.1998 г., содержится перечень сооружений (объектов) различного назначения, размещаемых в выработках: технические системы, требующие особых условий эксплуатации (в том числе обеспечивающие научные исследования); сооружения транспортного и энергетического назначения (линии метрополитена, путепроводы глубокого заложения, тоннели, электростанции различных типов и т.д.); хранилища газонефтепродуктов; др.

С учетом действующего законодательства, специфики функционирования подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, можно предложить следующее их определение. Подземное сооружение, не связанное с добычей полезных ископаемых, – это строительная система, имеющая расположенную ниже земной (дневной) поверхности подземную часть, предназначенную для пребывания людей, хранения имущества, размещения производства, перемещения людей и грузов, выполнения иных хозяйственных (в т.ч. производственных) процессов различного вида, кроме извлечения полезных ископаемых и использования отходов горнодобывающего и связанного с ним перерабатывающих производств.

Федеральное законодательство фактически не содержит специальных норм, регулирующих предоставление земельных участков для строительства подземных объектов в городах, а также отношения собственно по возведению (реконструкции) таких объектов. Закон о недрах в целом ориентирован на правовое регулирование отношений по разведке и добыче полезных ископаемых, освоению месторождений. В соответствии с Законом о недрах предоставление участков недр в пользование для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, разрешается только после проведения государственной экспертизы геологической информации и производится на основании административного правового акта – решения компетентного органа. Решение о предоставлении права пользования участком недр принимается на основе заявки заинтересованного лица. К сожалению, на уровне федерального закона не установлены правовые последствия подачи двух и более заявок на участок недр для строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Такие последствия могут быть установлены органами государственной власти субъектов Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования на своих территориях в рамках предоставленной им компетенции по установлению порядка пользования участками недр местного значения. Для устранения возможных споров требуется закрепить в Законе о недрах, что при наличии двух и более заявок на участок недр для строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, основными критериями определения недропользователя являются: эффективность мероприятий по охране недр и окружающей среды, научно-технический уровень использования участков недр, вклад в социально-экономическое развитие территории, сроки строительства подземных сооружений. Это положение могло бы найти закрепление в специальной статье (разделе) Закона о недрах, отражающей специфику правового регулирования отношений по строительству подземных сооружений,

не связанных с добычей полезных ископаемых.

Права и обязанности пользователя недр возникают с даты государственной регистрации лицензии на пользование участком недр, при предоставлении права пользования участком недр на условиях соглашения о разделе продукции – с даты вступления такого соглашения в силу. Подземные сооружения, не связанные с добычей полезных ископаемых, подлежат ликвидации или консервации по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами (ст. 9, 26 Закона о недрах).

Положением о порядке лицензирования пользования недрами, утвержденным Постановлением Верховного Совета РФ от 15.07.1992 г. № 3314-1, предусмотрено, что «лицензия на право строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, удостоверяет право пользования определенными участками недр для подземного хранения нефти, газа, захоронения вредных веществ и отходов производства, сброса сточных вод и иных нужд» (п. 6.8). Также действует специальный Порядок рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для целей строительства нефте- и газохранилищ в пластах горных пород и эксплуатации таких нефте- и газохранилищ, для размещения отходов производства и потребления, для размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья, утв. приказом Минприроды России от 27.04.2015 г. № 193. Приведенные положения толкуются в судебно-арбитражной практике таким образом, что строительство иных подземных сооружений (на строительство которых не распространяются названные выше положение и порядок) не требует получения лицензии и принятия решения о предоставлении недропользования.

С учетом ограничений использования территорий населенных пунктов в городах могут иметь место следующие виды деятельности, требующие специального оформления недропользования: по хранению нефти, газа путем размещения подземных резервуаров (например, мелких нефтебаз, автозаправочных станций), сбросу сточных вод, строительству и эксплуатации транспортных тоннелей, магистральных и промысловых трубопроводов под водными объектами. Захоронение отходов в населенных пунктах запрещено (см. ст. 12 ФЗ от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»). Соответственно, в остальных случаях федеральное законодательство освоение подземного пространства городов не включает в общую схему получения права недропользования. При этом следует учесть три важных момента.

Во-первых, в законе о недрах особо выделены участки недр федерального значения и участки недр местного значения, правовое регулирование использования которых осуществляется различными нормами. Именно участки недр местного значения являются основными объектами использования для строительства подземных объектов в городах. При этом в составе участков недр местного значения названы участки недр, используемые для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых. Поскольку Закон о недрах строительство и эксплуатацию подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, называет в качестве классификационного критерия выделения участков недр местного значения (ст. 2.3), то именно на уровне федерального законодательства надлежит четко закрепить понятие таких сооружений. Можно предложить под подземными сооружениями местного и регионального значения, не связанными с добычей полезных ископаемых, понимать подземные сооружения, не связанные с добычей полезных ископаемых, необходимые для осуществления компетентными органами полномочий соответственно по вопросам местного значения и переданных органам местного самоуправления государственных полномочий либо по вопросам, отнесенным к ведению субъектов Российской Федерации и его органов.

Во-вторых, Закон о недрах разрешает собственникам и арендаторам земельных участков, землевладельцам и землепользователям осуществлять в границах данных земельных участков без применения взрывных работ строительство подземных сооружений на глубину до пяти метров в порядке, установленном законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации (ст. 19).

В-третьих, в силу п. 1 ст. 18 Закона о недрах участки недр местного значения предоставляются в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, в порядке, установленном законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации.

Специалисты отмечают о необходимости разработки инженерно-геологического картирования городского подземного пространства, что «позволит реально оценивать возможность безопасного строительства (...) и существенно сократит на стадии изысканий продолжительность строительного цикла» [1]. Данные таких исследований наряду с информацией о функциональных зонах и параметрах их планируемого развития, определенных генеральным планом поселения, городского округа, схемой территориального планирования муниципального района, могут и должны быть положены в разрабатываемые карты градостроительного зонирования и градостроительные регламенты в части подземного пространства муниципальных образований. Зонирование территории муниципального образования должно быть вертикальным и горизонтальным. Вертикальное зонирование более сложное, оно особенно требует учета геологических, топографических и иных условий, обеспечения связи подземных сооружений с наземными зданиями, сооружениями и иными объектами.

Как можно заметить, положения, предусмотренные федеральным законодательством о недропользовании, практически не работают при освоении подземного пространства городов. Недостаток правового обеспечения резко снижает уровень инвестиционной привлекательности подземного строительства в городах. Активное использование подземного пространства остро нуждается в специальном правовом регулировании и отчасти решить эту проблему способны законодательные органы субъектов РФ (в части использования участков недр местного значения).

Литература

1. О недрах: Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.07.2016) // СЗ РФ. 1995. № 10. Ст. 823.
2. Об отходах производства и потребления: Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. от 28.12.2016) // СЗ РФ. 1998. № 26. Ст. 3009.
3. Кулагин Н.И. Концепции комплексного освоения подземного пространства города // Сборник материалы Международного форума «Комплексное освоение подземного пространства мегаполисов – как одно из важнейших направлений государственного управления развитием территорий». – СПб.: Изд-во СПбГУ, 2012. – С. 11.

**НАЛОГОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ И СУБСИДИРОВАНИЕ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ США**

**А.В. Большунов**

*Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В последнее время в информационном поле появляется информация о замене налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) налогом на финансовый результат (НФР) и налогом на добавленный доход (НДД). По мнению аналитиков, из-за высоких налоговых нагрузок, обусловленных в большой степени необходимостью уплаты НДПИ, конечный коэффициент извлекаемых запасов (КИН) на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами, в условиях низкого качества добываемой нефти в России, не соответствует современным требованиям к политике ресурсо-эффективного недропользования. Предприятия, сталкивающиеся с такими проблемами, не могут эффективно вести свою деятельность без налоговых льгот по уплате НДПИ. Ввиду индивидуальных геологических и технологических особенностей, нефте-газодобычи льготы необходимо устанавливать также индивидуальные под каждый объект разработки. Данная ситуация требует разработки более гибкого механизма правоприменения этой системы. При замене НДПИ на НФР и НДД, в отличие от действующего НДПИ, НФР и НДД, взимаются не со стоимости добытой нефти, а учитывают расходы на ее добычу и поэтому не нуждаются в индивидуальном регулировании тарифа льготы, при осложненных условиях добычи.

Эффективность и пользу для бюджета Российской Федерации этого нововведения можно проанализировать, глядя на опыт стран, не использующих НДПИ, например, США. США является страной, где применяется эффективная налоговая ставка (аналог НФР), и не используется НДПИ. Нефтегазовые доходы играют важную роль в формировании бюджета США. Основная доходная база бюджета США формировалась и по сегодняшний день продолжает формироваться за счет налоговых сборов от нефтегазодобывающих компаний.

Опираясь на статью, опубликованную информационным агентством USA today: «Companies paying the most in income taxes» или «Компании, выплачивающие самый большой налог на прибыль», не трудно заметить, что огромную долю налоговых сборов взимается именно с нефтегазодобывающих компаний.

*Таблица 1*

*Рейтинг предприятий США, заплативших самые большие налоги в 2012 г.*

	Компания	Налоговые выплаты в 2012 году, миллиард. \$	Эффективная налоговая ставка, %
1	ExxonMobil	31.05	39.4
2	Chevron	20.0	43.2
3	Apple	14.21	25.4
4	Wells Fargo	9.1	32
5	Wal-Mart	7.98	31
6	ConocoPhillips	7.94	51.5
7	JPMorgan	7.63	26.4
8	Berkshire Hathaway	6.92	31.1
9	IBM	5.30	24.2
10	Microsoft	4.57	22.8
	TOTAL:	114.70	

Из таблицы 1 видно, что самая большая сумма уплачена нефтяными компаниями. ExxonMobil, Chevron и ConocoPhillips в совокупности заплатили \$ 59 миллиардов долларов в 2012 году. Величина эффективных налоговых ставок ExxonMobil – 39,4 %, Chevron – 43,2 % и ConocoPhillips – 51,5 % выше, чем у остальных американских корпораций. Усредненная ставка по остальным корпорациям из списка около 27 %, что в 1,7 раза меньше, чем платят нефтегазовые компании.

Однако на практике, суммы налогов, уплаченные нефтегазовыми компаниями, являются неполными, и нефтегазовые компании сильно уменьшают своё налоговое бремя за счет пробелов в налоговом законодательстве и сильного лоббирования своих интересов.

Из доклада «Taxpayers CommonSense», в США в 20 крупнейших нефтяных и газовых компаний заплатили 11,7% в виде налогов с 2009 по 2013 г. Это значительно меньше, чем установленная законом ставка корпоративного



налога в размере 35 %. Компании достигли таких низких ставок в значительной степени из-за «специальных положений» в налоговом кодексе, позволяющих субсидировать большую налоговую нагрузку.

На сегодняшний день нефтяная и газовая промышленность является одной из крупнейших и наиболее прибыльных отраслей в мире, однако пользуется различными налоговыми льготами и вычетами, зачастую эффективность списания которых, не поддается аудиту.

Рассмотрим вычеты, льготы, и уловки при подсчете налогооблагаемой базы, на которые идут нефтегазодобывающие компании США.

#### Вычеты из налогооблагаемой базы: Нематериальные затраты

В Нефтегазовой промышленности используется налоговый вычет с доходов при исследовательской и экспериментальной деятельности. Все геологоразведочные проекты, исследования и эксперименты (R&E) подлежат вычету из дохода до налогообложения. При этом максимальная сумма вычета не ограничена. Расходы исследований и экспериментов (R&E) определяются как разумные затраты, понесенные для деятельности, направленной на предоставление информации, которая позволит устранить неопределенность в отношении разработки или совершенствования технологий добычи природных ресурсов. Неопределенность существует, если имеющаяся информация не устанавливает, как разработать или усовершенствовать продукт или технологию.

#### Вычет затрат на бурение скважин (IDC): Нематериальные затраты

Нематериальные затраты на бурение (IDC) включают затраты на проектирование проектов разработки, проектов бурения, проектов изготовление буровых платформ, а также зарплаты специалистов, топливо, ремонт, пережатка и расходные материалы, связанные с бурением скважин и подготовкой технико-промышленных территорий для освоения и разработки месторождений. Затраты на бурение (IDC) могут представлять от 60 до 80 % затрат на общее освоение скважины, включая все виды пуско-наладочных работ, проводимых на скважине. IDC вычет позволяет квалифицированным разработчикам природных ресурсов вычесть все эти затраты немедленно (единообразно). Интегрированные производители нефти и газа таким образом могут значительно занижать налогооблагаемую базу, в отличие от предприятий других отраслей, которые должны нести все затраты за счет средств налог с которых уже уплачен.

Другие материальные капитальные затраты на бурение могут быть вычтены из их коммерческого дохода в течение определенного периода времени за счет амортизационных отчислений, основанный на классе актива, например, 5, 7 или 10 лет, в некоторых случаях до 20 лет (рассчитывается из полезного срока службы скважины). Списание на нематериальные расходы является уникальным для разработчиков природных ресурсов, которые могут претендовать на этот вывод, так как этот вывод не подлежит никакому ограничению максимальной суммы, в отличие от малого бизнеса, правила списания вычетов которого жестко регламентируются.

Объединенный комитет по налогам и сборам США считает, что отмена нематериального бурения и затраты на разработку нефтяных и газовых скважин сэкономят налогоплательщикам \$ 13,7 млрд в течение 10 лет.

#### Вычет на истощение актива

Вычет на истощение актива теоретически основывается на принципе, компания должна быть в состоянии вычесть из своего дохода стоимость актива на часть потерянной стоимости. Другими словами, истощение аналогично амортизационных отчислений на капитальные затраты завода и оборудования. Расходы вычитаются из доходов до того, как чистая прибыль облагается налогом. Этот вывод должен позволить восстановить стоимость аренды для нефтяных и газовых скважин, а также стоимость других природных ресурсов. Общий вычет никогда не будет превышать 100 % в течение срока службы скважины, так что приближает точный вычет капитальных затрат, которые покроют все затраты, связанные с приобретением или арендой участка разработки.

Номинально вычет процента истощения предназначен для того, чтобы позволить нефтяной и газовой промышленности вычесть затраты на приобретение прав на нефтяные и газовые ресурсы. На практике же законодательно механизм подсчета процента истощения (налогового вычета) не привязан к стоимости приобретения участка и к коэффициенту извлечения нефти, концепция восстановления капитальных затрат, следовательно, не выполняется и фактически позволяет делать определенную часть валового дохода без взимания налогов. Это позволяет нефтегазовым компаниям «скользящий» вычет в процентах от валового дохода от каждой скважины.

Вычет на истощение доходов был впервые принят в 1926 году. Тогда вычет был установлен на уровне 27,5 % для нефтяных и газовых скважин, а также ограничивается до 50 % от чистой прибыли от скважины. В 1975 году процент истощения вычет был уменьшен до 15 %, а ограничение было установлено на уровне 65 % от чистой прибыли. Наиболее заметным изменением было то, что интегрированные нефтяные компании – те, которые работают с нефтеперерабатывающими заводами, а также добыча нефти и газа из бурения – были ограничены от уплаты вычета на истощение актива. В 1990 году ограничение было пересмотрено снова, процент истощения отчислений в размере до 100 % от чистой прибыли Установка лимита на 100 % означает, что вычет может компенсировать весь чистый доход – производитель может заплатить нулевой налог на доход при определенных обстоятельствах.

#### Вычет работ восстановления нефтеносных свойств пластов

Вычет затрат на усиление добычи нефти включает в себя различные методы повышения производительности добычи нефти и газа. Методы позволяют увеличить количество нефти или газа, извлеченного (КИН), и продлить

срок службы скважины. Основными методами восстановления нефтеносности являются:

- гидроразрыв пласта (ГРП);
- химико-физические воздействия на пласт.

Нефтяная и газовая промышленность предложила вычет работ по восстановлению нефтеносных свойств пластов, стандартное возмещение затрат. Компании считают, что работы по восстановлению полезны лишь на исключительно короткий период (период полезности), и получают вычет стоимости немедленно, и избегают капитализации и амортизации затрат в течение срока службы полезности. А аргументы, что восстановление может поддерживать производство из скважины в течение определенного периода времени, и необходимости поэтапного списания амортизационных и капитальных расходов, не действуют, т. к. налоговые и другие органы не вправе решать целесообразно и насколько целесообразно было то или иное техническое решение предпринятое предприятием.

#### Амортизация периода геологических и геолого-физических затрат

Геологические и геофизические оценки (ГГО) являются мероприятиями, которыми нефтяные и газовые компании занимаются, чтобы определить, где нефть и газ могут быть расположены, и в каком количестве, а также определить, где бурение может быть наиболее подходящим. Деятельность может включать в себя сейсмические исследования, электромагнитные обзоры, другие виды дистанционного зондирования, пробное бурение и другие методики. В законе об энергетической политике 2005 года указано, что налоговый вычет для геологических и геофизических оценок нефтяных и газовых небольших компаний должен быть признан амортизационной период – 24 месяца. Для крупных интегрированных нефтяных компаний, срок амортизации составляет семь лет. Даже этот длительный период не привязан к реальной полезности информации, полученной из оценок ГГО.

ГГО непосредственно не дают доход. Инвестиции в ГГО дают свой вклад в доход компании и увеличение капитализации за счет прироста активов, в течение всего срока использования компанией имущества (актива). Таким образом, результаты ГГО инвестиции являются основным активом, стоимость которого должна быть признана в течение периода полезности полученной информации.

Семь лет не является крайним периодом оценки, полученная информация в ходе геологических и геолого-физических процедур может быть полезна в течение всего срока разработки. Текущее положение просто предоставляет налоговые субсидии для нефтегазовых компаний.

Объединенный комитет по налогам и сборам подсчитал, что изменение этого периода амортизации к равномерному 7 лет позволит сэкономить налогоплательщикам \$ 1,25 млрд в течение 10 лет.

#### Льготы налогообложения: Льгота на поддержание внутреннего производства

США ранее создавали стимулы для экспорта промышленных товаров за счет исключения экстра-территориального дохода (ЕТИ). Эта субсидия была признана незаконной в рамках Всемирной торговой организации (ВТО) и была отменена в 2004 году. Вычет был включен в американский закон о создании рабочих мест в 2004 году в попытке заменить преимущество, что американские экспортеры, теряя, таким образом, допустимой доход в соответствии с правилами ВТО. По сравнению с ЕТИ, значительно расширили спектр деятельности, которая не может претендовать на благо.

Примерно одна треть всей корпоративной активности в США в настоящее время имеет право на этот вычет, в том числе горнодобывающая промышленность, добыча нефти, сельское хозяйство, строительство, архитектура, машиностроение и производство программного обеспечения.

Характер добычи нефти и газа таков, что рабочие места, связанные с добычей нефти и газа из скважин США не может быть перемещен за границу. Нефтегазовые компании обладают многими спектрами непроизводственной деятельности, которые создают существенную экономическую выгоду и много высококвалифицированных рабочих мест, не поддержанных экстра-территориальному переносу из-за высокой стоимости подготовки специалистов и необходимости поддержки их образованности. Высокий уровень, предъявляемый к квалификации персонала, не позволяет создавать много рабочих мест. Предприятия не обязаны демонстрировать новые рабочие места, созданные в результате деятельности.

Уровень отечественного производства остается неизменным, введением вычета производственной деятельности не помогло. Почти десять лет после вступления в силу уровень отечественного производства продолжает свое устойчивое снижение по сравнению с 1950-х годов. Бюро трудовой статистики сообщает, что сектор обрабатывающей промышленности приходится лишь 8,1 % отечественных рабочих мест в 2010 году, и дальнейшее снижение до 7 % к 2020 году.

Объединенный комитет по налогам и сборам подсчитал, что ограничение на вычет дохода, приходящийся на отечественное производство нефти, природного газа, а также их первичные продукты, позволит сэкономить налогоплательщикам \$ 21,8 млрд в течение 10 лет.

#### Уловки при подсчете налогооблагаемой базы: Last-In (LIFO) и First-Out (FIFO)

LIFO представляет собой метод оценки стоимости запасов компании по отношению к стоимости товаров, проданных в данном году. Валовая прибыль налогоплательщика от продажи товаров определяется путем вычитания стоимости проданных товаров от валовой выручки. Налогоплательщики, для которых производство, приобретение или продажа товаров является существенным фактором, приносящих доход должен поддерживать инвентарный учет для определения стоимости товаров, проданных в течение налогового периода.

Себестоимость проданных товаров, как правило, определяется путем сложения инвентаризации налогоплательщика в начале года до покупок, сделанных в течение года и вычитания инвентаризации налогоплательщика в конце года. Методы, используемые для учета запасов включают в себя FIFO, который предполагает элементы, приобретенные в конце года налогоплательщиком, а также метод LIFO, который предполагает элементы, приобретенные в течении года налогоплательщиком.

LIFO является концептуальным порождением «базового фондового метода», который ведет свое происхождение в Соединенном Королевстве более ста лет назад. Базовый метод предполагает поддержание минимального количества запаса (база запаса) товарно-материальных запасов, который следует рассматривать в качестве основного средства на сумму первоначальной стоимости приобретения. Верховный суд США отменил метод базового запаса для целей налогообложения в 1930 году. Конгресс принял LIFO в Законе о вырубке в 1939 году.

LIFO позволяет компаниям отсрочить платеж по увеличению стоимости их товаров, даже если увеличения не имеют ничего общего с общей инфляцией, т.е с явной целью LIFO.

Цена на нефть зависит от множества факторов – таких, как вопросы безопасности и глобальные сдвиги в спросе, которые увеличили стоимость нефти гораздо больше, чем общий уровень инфляции. С 2005 по 2013 год, цена на устье скважины нефти выросла почти на 130 %, по сравнению с ростом на 32 % по индексу цен производителей для всех производственных и рост на 21 % потребительских цен. Но, так как нефтяные и газовые компании используют LIFO, не существует никакого различия между увеличением стоимости запасов в результате инфляции и других факторов.

LIFO также создает явно ложные предположения о товарно-материальных запасах нефтяной компании. До тех пор, как продажи компании не превышают свои покупки, его инвентаризация считается, что товар ранее не был продан. Компания, которая использовала LIFO в течение многих лет и сохраняет свои уровни запасов, будет теоретически иметь товар в его инвентаризации, начиная с тех времен, когда он начал использовать LIFO, который мог быть до тех пор, как 75 лет назад.

#### Мастер товарищества с ограниченной ответственностью (МТОО)

Мастер товарищества с ограниченной ответственностью (МТОО) представляет собой партнерство, или общество с ограниченной ответственностью с интересами, которые торгуют на открытом бирже или на внебиржевом рынке, как и акций в корпорации. МТОО имеют все характеристики, обычно связанные с корпорациями. МТОО могут свободно передаваться на публичных рынках. МТОО подчиняются тем же принципам бухгалтерского учета и отчетности публичных компаний, а также правила о ценных бумагах, которые применяются к публично торгуемым компаниям. Тем не менее, инвесторы защищены от личной ответственности за действия или бездействие, единственный их риск это потеря инвестиций.

МТОО, в отличие от корпораций, облагаются налогом на прирост капитала, исключая налог на прибыль для этих публичных организаций и создание значительное преимущество для них в доступе капиталовложений.

Опираясь на опыт США, можно сделать следующие выводы:

При отказе использование НДС в своей налоговой политике и замене его на НФР и НДС, российские нефтегазодобывающие компании смогут уменьшить свои налоговые выплаты в бюджет РФ за счет уменьшения налогооблагаемой базы. Так как бюджет РФ состоит преимущественно из доходов от нефтегазового сектора экономики, решение о замене НДС негативно скажется на выполнении социальных обязательств, лежащих на плечах правительства.

#### Литература

1. Ebeh Ezeoha A., Ogamba E. Corporate tax shield or fraud? Insight from Nigeria // International Journal of Law and Management. – 2010. – Т. 52. – № 1. – С. 5–20.
2. Engel E. M. R. A., Galetovic A., Raddatz C. E. Taxes and income distribution in Chile: some unpleasant redistributive arithmetic // Journal of Development Economics. – 1999. – Т. 59. – № 1. – С. 155–192.
3. McIntyre R. et al. Corporate taxpayers & corporate tax dodgers. – 2011.
4. McIntyre R.S., Nguyen T.D.C. Corporate income taxes in the 1990s. – Washington, DC: Institute on Taxation and Economic Policy, 2000.
5. Сайфиева С. Н. О налоговом маневрировании в российской экономике // Евразийский Союз Ученых. – 2015. – № 6-1 (15). – С. 149-153.

## ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ АВОПАРКА НА ГАЗОМОТОРНОМ ТОПЛИВЕ В РОССИИ

Т.О. Валетова

*Научный руководитель старший преподаватель Е.М. Вершкова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Еще в 2013 году премьер-министр Д.А. Медведев отметил, что уже многие страны уделяют особое внимание газомоторному топливу: «Мы почти ничего не делаем, если так по-честному говорить. В то время как значительная часть производителей этим занимается. Есть мировые тренды, и мы их не можем игнорировать. Автомобили на природном газе – один из самых перспективных видов транспорта. Затраты топлива в два раза ниже, чем у дизельных двигателей, и в два раза ниже, чем у бензиновых» [2].

Правительство РФ ищет способ сделать газомоторное топливо более привлекательным для частных лиц и организаций уже несколько лет, однако, без какого-либо существенного продвижения. Автомобильных газовых наполнительных компрессорных станций (АГНКС) в России насчитывается всего 303, из них 238 принадлежат Группе компаний «Газпром». В это время обычных АЗС в стране около 46 тысяч, и их количество ежегодно растет [5].

По оценке «Газпрома», по России ездят около 86 тысяч автомобилей с газовыми силовыми установками (Министерство энергетики России оценивает их число в сто тысяч единиц), причем на протяжении двух лет этот показатель практически не менялся. Речь идет о машинах, работающих на сжиженном (сжатом) или сжиженном природном газе (в качестве автомобильного топлива используется метан). Для сравнения, в 2004 году в России были зарегистрированы всего 40,5 тысяч газобаллонных автомобилей. Основные регионы потребители в России Ставропольский край, Краснодарский край, Кабардино-Балкария и Северная Осетия, Челябинская, Свердловская и Ростовская области. Общий спрос на сжиженный природный газ ежегодно составляет в среднем 340 миллионов кубометров [5, 3].

Гораздо более развит парк автомобилей, работающих на сжиженном углеводородном газе (пропан-бутан), являющемся продуктом переработки попутного нефтяного газа. Его производителями в России выступают нефтедобывающие компании. В 2015 году Министерство энергетики России подготовило доклад о развитии газового транспорта в стране, согласно которому количество автомобилей, работающих на пропан-бутане составляет около миллиона единиц. Заправочных станций, продающих такой газ, гораздо больше – чуть больше трех тысяч. Таким образом, общее количество газобаллонных автомобилей в России составляет 1,1 миллиона единиц или 2,2 процента общего размера автомобильного парка страны. По данным АвтоСтата, размер российского автопарка сегодня составляет приблизительно 49 млн машин. Большую часть зарегистрированного автопарка, 84 % или примерно 41,08 млн единиц, составляют легковые автомобили. На легкую коммерческую технику приходится 8 % от общего объема (3,95 млн машин), на грузовые авто – 7,5 % (3,69 млн шт.), а еще немного меньше 1 % – на автобусы (0,39 млн шт.) [1, 4].

Какого-либо продуманного плана по развитию рынка газомоторного топлива в России не существует. В своем докладе в 2015 году Министерство энергетики отметило несколько «важных» шагов, которые предприняли власти для перевода автопарка на газ. В их числе – внесение в Госдуму законопроекта «Об альтернативном топливе» и добавление незначительных поправок в этот документ. При этом стоит отметить, что власти так и не подготовили концепцию использования альтернативных видов моторного топлива на средне- и долгосрочную перспективу. Отсутствуют и какие-либо государственные программы по переводу муниципальной техники на газомоторное топливо [1].

Несмотря на то, что, по большому счету, для распространения газобаллонных автомобилей в России практически ничего не сделано, власти регулярно заявляют о необходимости скорейшего и как можно более масштабного перехода на использование газомоторного топлива. Оно дешевле, эффективнее и экологичнее традиционных бензина и дизеля. При этом Правительство даже не попыталось перенять зарубежный опыт, хотя в других областях законодательской деятельности равнение, например, на Европу стало очень модным (практически ни один дорожный законопроект сегодня не создается без учета британского или немецкого опыта).

На основании данных некоммерческой Национальной газомоторной ассоциации самыми большими автопарками на газомоторном топливе располагают Пакистан, Иран, Бразилия, Италия, Индия и Аргентина. В этих странах действуют государственные программы по развитию газобаллонного транспорта. Например, в Иране компании, располагающие газовыми автомобилями, имеют больше шансов получить государственный заказ. Кроме того, ввоз иностранного автомобильного газового оборудования и систем для газозаправочных станций налогом не облагается. В Пакистане полностью запрещено использование дизельного топлива на малых и средних автомобилях, а государство выдает льготные кредиты населению на переоборудование машин для работы на газе. В Италии запрещено строить АЗС без блока заправки природным газом, а в Индии газобаллонные автомобили не облагаются транспортным налогом [5].

Правительства многих стран мира заинтересованы в развитии рынка газовых автомобилей по нескольким причинам, основной из которых является поддержание экономики (при этом экологичность газомоторного топлива хотя и упоминается, но во главу угла нигде не ставится). Перевод автомобильного парка государственных корпораций, частных организаций и городского транспорта на газомоторное топливо позволит значительно снизить существенную статью расхода бюджета (цена на метан в среднем в 3–4 раза ниже цен на бензин). Немаловажным фактором считается и срок службы газобаллонных автомобилей, износ силовых установок которых после переоборудования для работы на газу уменьшается в два-три раза. При этом увеличение количества газозаправочных станций позволит создать дополнительное количество рабочих мест.

Литература

1. Информационный портал «АвтоСтат». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.autostat.ru/> (дата обращения: 04.02.2017).
2. Информационный портал «Вслух.ru». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vsluh.ru/> (дата обращения: 04.02.2017).
3. Информационный портал «Министерство энергетики». [Электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 04.02.2017).
4. Информационный портал «Национальная газомоторная ассоциация». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ngvrus.ru/> (дата обращения: 04.02.2017).
5. Информационный портал «Сеть АГНКС Газпром». – [Электронный ресурс]. URL: <http://gazprom-agnks.ru/> (дата обращения: 04.02.2017). [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gks.ru/> (дата обращения: 04.02.2017).

**ДОБЫЧА НЕФТИ В ГАНЕ**

**Гайамфи-Ибоа Эбинизер, Т.С. Глызина**

**Научный руководитель доцент И.В. Шарф**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Республика Гана (Republic of Ghana) – это государство, которое находится в Западной Африке, граничащей на севере и северо-западе с Верхней Вольтой, на западе – с Берегом Слоновой Кости и на востоке – с Того. Площадь составляет 238,5 тыс. км<sup>2</sup>. Территория страны разделена на восемь областей. Экономика страны характеризуется в области производства аграрного сырья, а также добычей и экспортом золота и алмазов.

Основные нефтегазовые месторождения были обнаружены у берегов Ганы. По оценкам, запасы нефти в них приближаются к 3 млрд баррелей. Среди африканских стран, Гана считается одной из самых политически стабильных. В связи с разработкой и освоением новых месторождений углеводородов, Гану в перспективе можно будет считать одной из нефтедобывающих стран. История разведки углеводородов в Гане составляет четыре периода. В первый (с 1896 по 1969 гг.) и второй (с 1970 по 1984 гг.) периоды все исследования и разработки проводились под влиянием иностранных государств. В 1985 году была создана национальная нефтегазовая корпорация (GNPC) Ганы для наблюдения и возможного прямого участия в разведочных работах (третий этап). Четвертый этап (современный), GNPC был реорганизован и направлен на партнерское участие, с применением современного оборудования, с коммерческими иностранными компаниями для поиска, разведки месторождений и последующей добычи углеводородов. Для повышения статуса компании сотрудникам GNPC необходимо пройти обучение и переподготовку в развитых странах, обладающими новейшими технологиями (США, Евросоюза, России).

Месторождения нефти в Гане

В 2007 году было открыто крупнейшее нефтяное месторождение в Гане, получившее название «Юбилейное». Нефть была обнаружена на поисково-разведочных скважинах Mahogany-1 (M-1) и Huedua-1 (H-1), пробуренных Kosmos Energy LLC в заливе Тано бассейна Гвинеи. Суммарные извлекаемые запасы месторождения оцениваются приблизительно в 1,8 млрд баррелей нефти. В 2015 году добыча составила на месторождении 102600 баррелей, с ожиданием до 120 000 баррелей нефти в сутки. Разработкой этого месторождения занималась российская компания «Лукойл», но в результате этот заказ получил консорциум во главе с британской Tullow Oil.

Таблица 1

*Компании, действующие на месторождении «Юбилейное» в Гане*

Компания	Доля участия
Tullow Oil	35,48 %
Kosmos Energy	24,08 %
Anadarko	24,08 %
GNPC	13,64 %
Petro SA	2,73 %

Многие компании мира подали заявки на получение лицензий на разработку месторождений и работы на территории Ганы. Это были Kosmos Energy, Tullow Гана Limited, Anadarko, Vanco, Лукойл и др.

Таблица 2

Компании, участники на получение лицензий на разработку месторождений в Гане

Компания	Сервисные Компании
GNPC – Ghana National Petroleum Corporation	Schlumberger
Tullow Oil	Baker Hughes
Cosmos Energy	Weatherfield
Лукойл	Transocean
Anadarko	MODEC
Sabre Oil	SINOPEC
ENI	
Petro SA	

Таблица 3

Новые месторождения нефти Ганы

Компании, работающие на месторождениях	Месторождения	Тип углеводорода	Статус
1 GNPC	Ebony	Газоконденсат	Разведка
2 DWT/Tullow Oil	Tweneboa-1	Газоконденсат	В производстве
3	Tweneboa-2	Нефть	В производстве
4	Owo/Enyenra-1	Нефть	В производстве
5	Ntomme	Нефть и газ	В производстве
6	Wawa	Нефть и газ	Разведка
7 WCTP/Kosmos Energy	Odum-1	Тяжелой нефти	Разведка
8	Teak-1	Нефть и газ	Оценка
9	Teak-2	Газ	Оценка
10	Banda-1	Нефть	Разведка
11	Mahogany Deep	Легкая нефть	Оценка
12	Akasa-1	Легкая нефть и газ	Оценка
13 OCTP/ENI	Sankofa-1	Газ	Оценка завершена
14	Gye Nyame-1	Газ	Оценка завершена
15	Sankofa East	Нефть и газ	Разведка
16 DWTCTP/HESS	Paradise-1	Нефть	Разведка
17	Hickory north	Нефть	Разведка
18	Almond	Нефть	Разведка
19	Beech	Нефть	Разведка
20	Pecan	Нефть	Разведка
21	PN-1	Нефть	Разведка
22	Cob	Нефть	Разведка
23 DWCTP/LUKOIL	Dzata-1	Нефть и газ	Оценка

В Гане средний доход на душу населения составляет ниже \$ 300–400 в год, поэтому перспектива развития и увеличения добычи нефти в будущем будет составлять положительную динамику роста экономики. На основании принятого налогового режима при цене 65 долларов за баррель доходы в бюджет страны по расчетам Правительства Ганы будет составит от \$ 828 млн до \$ 1 млрд в год за период 2016–2029 гг. Эти данные сопоставимы с доходами, полученными суммарно от экспорта какао-бобов и добычи золота. Согласно государственной политике, предполагается, что добыча нефти будет самостоятельным сектором экономики Ганы и не будет оказывать отрицательного влияния на развитие традиционных областей экономики страны.

#### Литература

1. Ndaba V. POLL-Oil flows may catapult Ghana. URL: <http://af.reuters.com/article/ghanaNews/idAFLDE60K09X20100122?sp=true>
2. Tullow Ghana Ltd. Development: Draft Non Technical Executive Summary of Environmental Impact Statement. URL: [http://www.elaw.org/system/files/Jubilee+Field+Draft+EIA+Non+Technical+Executive+Summary\\_6+Aug+09.pdf](http://www.elaw.org/system/files/Jubilee+Field+Draft+EIA+Non+Technical+Executive+Summary_6+Aug+09.pdf)
3. Korosec K. Ghana's Jubilee Field Keeps Getting Bigger, and the Bidding War Does Too. URL: <http://industry.bnet.com/energy/10002310/ghanas-jubilee-feld-keeps-getting-bigger-and-the-bidding-war-does-too/>

**ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ  
НА РЫНКЕ ИНГИБИТОРОВ АСПО**

**А.В. Граубергер**

*Научный руководитель доцент И.В. Шарф*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одним из аспектов ухудшения качественных и количественных характеристик сырьевой базы углеводородов является рост доли так называемой тяжелой нефти, которая характеризуется наличием в составе высоких концентраций асфальтосмолисто-парафиновых отложений (АСПО), солей тяжелых металлов и серы. В связи с этим возникает востребованность в деэмульгаторах, ингибиторах коррозии, ингибиторах и растворителях АСПО, используемых в составе химических реагентов при добыче и подготовке нефти. Данные ингибиторы могут сокращать дозировку реагентов и повышать эффективность. Это могут быть присадки депрессорно-модифицирующего, депрессорно-диспергирующего действия. Разработка таких ингибиторов является приоритетным направлением современной нефтепромышленной химии.

Ингибиторы большей частью закупаются за рубежом, однако в условиях реализации в России политики импортозамещения актуализируется задача увеличения на рынке доли отечественных ингибиторов, а также компонентов для их производства, что немаловажно для снижения стоимости конечной продукции без ухудшения качественных характеристик как самого химического реагента, так и конечного продукта – добытой нефти (Таблица 1). В качестве примера можно привести присадку ДП-65, которая не производится в России, и, как следствие, реализуется на российском рынке по достаточно высокой цене [2].

*Таблица 1*

*Стоимость импортных ингибиторов АСПО*

Название ингибитора	Стоимость руб./тонна
OFC-D:	635 000
Separol WF 01	720 000
ALCO 732	520 000

\*Стоимости ингибиторов приведены в оценочных целях и могут отличаться от стоимости на данный период времени.

Другим фактором рынка ингибиторов помимо высокой цены зарубежной продукции является то, что составляющие компоненты активной основы ингибиторов обновляются достаточно редко (примерно раз в 10 лет), что вызывает ситуацию некоторого застоя на рынке. Таким образом, перед отечественными компаниями стоит задача разработки новых депрессорных присадок и получения на их основе широкого ассортимента композиционных реагентов, являющихся активной основой большинства современных ингибиторов образования АСПО.

Крупными отечественными производителями сырьевых компонентов для ингибиторов образования АСПО (растворителей, депрессорных присадок и т. п.) в России являются следующие предприятия: ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Казаньоргсинтез», ООО «Синтез-Ока», ОАО «Уралхимпласт», ЗАО «Каустик», ОАО «Химпром», АО «Омскнефтеоргсинтез». Компании, производящие ингибиторы, обычно концентрируются вокруг таких нефтехимических комплексов.

В настоящее время производимые ингибиторы подразделяются по воздействию на ингибиторы комплексного и однонаправленного действия. Эти вещества, выполняющие одновременно роль нескольких реагентов, существенно упрощают нефтепромышленную подготовку нефти, так как снижают удельный расход и риски несовместимости реагентов.

При этом существуют ингибиторы образования АСПО с различными положительными побочными эффектами, например, ингибирование коррозии, гидратообразования, деэмульгирование, ингибирование солеотложения, снижение вязкости нефти. К сожалению, маркетинговая стратегия компаний предполагает широкую рекламу именно ингибиторов комплексного воздействия, которые по существу ими не являются. Как правило, производитель сознательно изменяет дозировку, которая существенно отличается от эффективной и экономически целесообразной по основному направлению применения данного реагента.

На основании указанных выше моментов был проведен анализ специальной технической литературы и электронных ресурсов, по результатам которого был составлен список наиболее популярных и эффективных реагентов для ингибирования образования АСПО выпускаемых одним из крупнейших производителей в России ОАО «НИИНефтепромхим» (Таблица 2) [1].

Исходя из того, что компании в своей продукции не указывают в полном свете характеристики товаров, для адекватной оценки эффективности полученных и испытанных ингибиторов АСПО было предложено применять расчетный коэффициент. Коэффициент представляет собой отношение степени ингибирования АСПО и Церезина-75 каждым реагентом к расходу этого реагента при испытаниях на «холодном стержне» и рыночной стоимости тонны реагента. При этом в расчетах принимается степень ингибирования не менее 50 % масс каждого из реагентов, что определяет высокую эффективность реагента при данной концентрации.

Стоимость промышленно производимых ингибиторов АСПО была определена, исходя из данных предприятий-производителей, а коммерческая стоимость разработанных нами композиций и их прототипа –

ингибитора ДП-65/ТюмИИ-77, рассчитана в экономическом обосновании создания предприятия по производству данных реагентов мощностью 350 тонн/год. Расчет произведен в соответствии с нормами UNIDO. Данные о коммерческой стоимости реагентов представлены в таблице 3, а сводная диаграмма значения коэффициентов степень ингиб./расход/стоимость для каждого реагента на рисунке 1 [2].

Таблица 2

Примерная стоимость отечественных ингибиторов АСПО

Наименование реагента	Описание	Дозировка	Физико-химические свойства	Стоимость Руб./тонна
СНПХ-2005	Депрессатор, предназначен для ингибирования образования АСПО и снижения вязкости нефти	150-300 г/тв отдельных случаях 1000 г/т	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> =820-920; доля активной основы 10-15%; Т заст. °C=(-2;+7)	375 000
СНПХ-7909	Ингибитор образования АСПО эффектом деэмульгатора	50-200 г/т	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> ≥900;доля активной основы≥35%; Тзаст. =-40°C	293 000
СНПХ-7912М	Ингибитор образования АСПО-деэмульгатор	25-100 г/т	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> ≥920;доля активной основы41-46%; Тзаст. ≥-35°C	320 000
СНПХ-7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> ≥850;доля активной основы ≥20%; Тзаст. =-40°C	390 000
СНПХ-7920М	Ингибитор образования АСПО комплексного действия, снижает коррозионную активность на 60-70%	100-200 г/т для ингибирования коррозии 30 г/т	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> ≥900; Тзаст.=-40°C	350 000
СНПХ-7963	Реагент комплексного действия (ингибитор образования АСПО, деэмульгатор, ингибитор коррозии, регулятор вязкости)	Ингибирование образования АСПО 50-200 г/т; ингибирование коррозии 30 г/тонну; снижение вязкости 200-300 г/тонну	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> ≥900;доля активной основы≥46,5%; Тзаст. =-40°C	320 000
СНПХ-ИПГ-11	Ингибитор образования АСПО игидратообразования	не более 200г/тонну	$\rho$ при 20°C кг/м <sup>3</sup> ≥820;Тзаст.=-40°C	410 000

Таблица 3

Сравнение стоимости отечественных ингибиторов АСПО и их зарубежных аналогов

Марка реагента	Seraflux-3153	ДП-65/ ТюмИИ-77	ТПФ-3/422	ТОП-31/211	СНПХ-4002
Стоимость реагента руб./тонну	270 000	190 000	173 000	170 000	60 000



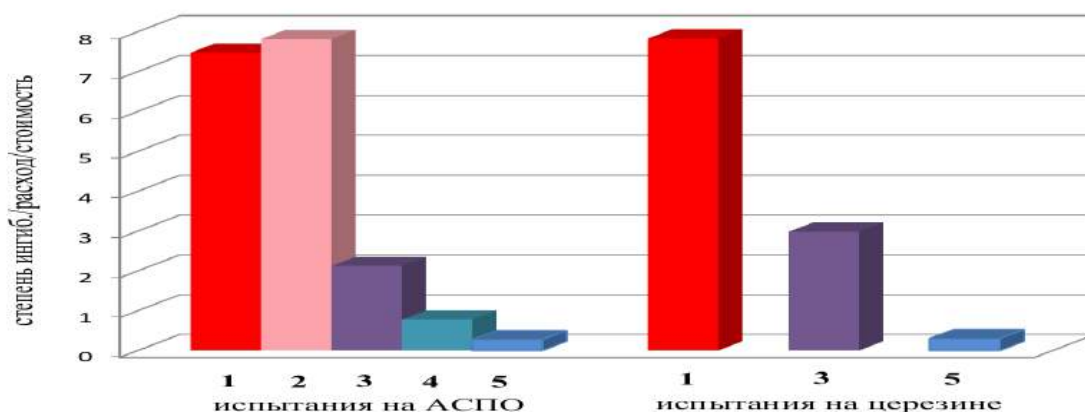


Рис. 1. 1 – ТПФ-3/422; 2 – ТОП-31/211; 3 – ДП-65/ТюмИИ-77; 4 – СНПХ-4002; 5 – Sepaflux-3153

Разработанные композиции показали высокие результаты при испытаниях на АСПО, что в сочетании с экономическими характеристиками (рис. 1) в несколько раз увеличивает их конкурентные преимущества при выборе реагента для обработки нефтедобывающих скважин. Техно-экономические показатели ингибитора ТПФ-3/422 при испытаниях на резине 75, позволяют рекомендовать его к применению не только во внутрискважинном оборудовании, но и в магистральных нефтепроводах. При этом в состав разработанных композиций вошли не самые эффективные, в индивидуальном плане, депрессоры и модификаторы, что указывает на возможное наличие синергетического эффекта в данных реагентах. Техническим результатом проведенных исследований стала разработка двух композиционных ингибиторов АСПО бинарного действия с улучшенными технико-экономическими показателями в сравнении с прототипом и промышленными образцами [2]. Стоимость данных ингибиторов значительно ниже стоимости своих зарубежных и отечественных аналогов, таких как Separol, Alco, СНПХ [2], что закладывает основы для повышения конкурентоспособности отечественных компаний.

Таким образом, основным направлением реализации политики импортозамещения в сфере производства химических реагентов необходимых для добычи и подготовки нефти является разработка отечественных компонентов для производства ингибиторов.

#### Литература

1. Каталог нефтепромысловых реагентов. [Электронный ресурс] // НИИнефтепромхим (официальный сайт). URL: <http://neftpx.ru> (дата обращения 20.12.2016).
2. Нелюбов Д.В. Новые ингибиторы АСПО бинарного действия. – Тюмень: Изд-во Тюменский государственный университет. – 2015. – 389 с.

### РОЛЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

С.А. Гузенко, Т.С. Глызина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с Программой инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года, приоритетом инновационной деятельности группы компаний установлено достижение наибольшей эффективности по таким направлениям как поддержание высокого уровня наших запасов, добыча углеводородов, обеспечение надежности поставок, конкурентоспособность, инвестиционная привлекательность и планирование развития Компании.

Вышеприведенные интересы Компании включают в себя экономически устойчивое развитие газотранспортной системы, организационно-экономический механизм которого будет рассмотрен в данной работе.

Эффективность экономии газового сырья может быть рассчитана по всем газосберегающим мероприятиям:

$$\Delta S = Q_{\phi} - Q_{ni} \quad (1)$$

где  $\Delta S$  – экономия газа з.ч. счет  $i$ -го мероприятия;

$Q_{\phi}$  – расход газа;

$Q_{ni}$  – предполагаемый расход газа после учета мероприятия.

Интегральный показатель эффективности экономии газового сырья содержит в себе:

1. эффективность общей экономии газа от общего числа мероприятий. Показатели в этом случае можно определить через формулу:

$$S = \sum_{i=1}^n \Delta S_i \quad (2)$$

где  $S$  – общая экономия газа при газоснабжении;

2. относительную эффективность экономии газового сырья от общего числа газосберегающих мероприятий можно определить через следующую формулу:

$$E_y = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta S_i \times C_{cp}}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (3)$$

где  $E_y$  – показатель эффективности проведенных мероприятий до экономической стабильности всей системы газоснабжения;

$C_{cp}$  – средняя цена на газ для потребителей конкретного региона;

$C_i$  – общие затраты на проведение  $i$ -го мероприятия для экономии газового сырья.

Главными мероприятиями для обеспечения экологически устойчивого развития газотранспортной системы, является резервирование, обслуживание, ремонт систем, а также диагностика объектов системы или ее отдельных частей. Каждое мероприятие применяется по причине экономической целесообразности, для обеспечения экономически приемлемых рисков. Также установлено, что экономические потери на обеспечение устойчивости к надежности связаны экспоненциальной зависимостью от количества затрат (рис.1).

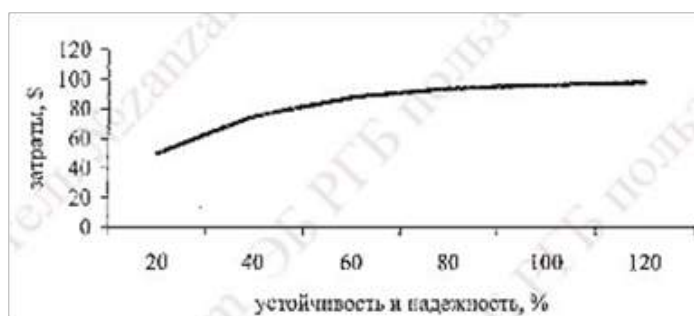


Рис. 1. График зависимости капиталовложений от устойчивости и надежности системы. Заимствовано из источника [6]

Рыночный показатель эффективности от вложений в мероприятия по устойчивости и надежности, выражается через формулу:

$$E_n = (П - И) / И \quad (4)$$

где  $П$  – прибыль от произведенных вложений;

$И$  – вложения (инвестиции).

В самом простом случае задача сводится к максимальному увеличению общей прибыли, которая может быть выражена через следующую формулу:

$$П - И - K(x) - U(x) \rightarrow \max/x \quad (5)$$

где  $K(x)$  – инвестиции в надежность системы газоснабжения;

$U(x)$  – величина вероятного урона;

$x$  – параметры на которые влияют вложения, отображая показатель надежности системы.

При ограниченных прибылях данная зависимость примет вид:

$$(П - И - K(x) - U(x)) / (И + K(x)) > \text{Ендоп} \quad (6)$$

где Ендоп – вторичный показатель устойчивости и надежности, который зависит от постоянно изменяющихся условий рынка.

Величину вероятного ущерба  $U(x)$  принимают, как среднестатистический ущерб  $U_{cp}(x)$ , который возникает во время отказов на линейных объектах транспорта газового сырья. Величина  $K(x)$  предполагает убытки для обеспечения надежности системы.

Показателем эффективности воздействия экономических вложений на устойчивость и надежность газотранспортных объектов и систем, является предотвращенный ущерб от отказов оборудования. Выражается следующим образом:

$$Y = (П1 + П2 + П3 + П4 - S_i) \times K_i \quad (7)$$

Где  $П1$  – ущерб принесенный отказом или повреждением оборудования;

$П2$  – ущерб вследствие потерь газового сырья;

$П3$  – экологическая составляющая ущерба;

$П4$  – убытки вследствие восстановления оборудования;

$S_i$  – выплаты страховых компаний;

$K_i$  – коэффициент достоверности, который определяется экспертным путем.

Ущерб вследствие повреждения оборудования при транспортировке газового сырья определяется по формуле:

$$\Pi_1 = P_1 \sum_{i=1}^n C_i K_i \quad (8)$$

где  $P_1$  – вероятность появления отказа;

$C_i$  – стоимость пострадавших или разрушенных объектов транспорта газа;

$K_i$  – коэффициент возможного ущерба;

$n$  – количество отказавших объектов.

Затраты вследствие утечки газа определяются по следующей формуле:

$$\Pi_2 = P_2 \sum_{i=1}^m C_i V_i t_i \quad (9)$$

где  $P_2$  – вероятность утраты газового сырья при авариях и отказах оборудования;

$C_i$  – цена газа на оптовом рынке;

$V_j$  – расход теряемого газа;

$t_i$  – время утечки газа при аварии или отказе;

$m$  – количество элементов системы с утечками газа.

Ущерб для окружающей среды возможно определить по следующей формуле:

$$\Pi_3 = P_3 \sum_{k=1}^n C_k F_k \quad (10)$$

где  $C_k$  – затраты на единицу площади или объема, которые находятся в зоне аварии;

$F_k$  – совокупная площадь либо объем участков, попавших в зону аварии.

Убытки  $\Pi_4$  на восстановление работоспособности объекта транспортировки газового сырья можно выразить следующим образом:

$$\Pi_4 = \frac{C_p L_p K_t (L_e - L_n)}{L_e} \quad (11)$$

где  $C_p$  – затраты на ремонт 1 км трассы линейного газопровода;

$L_p$  – длина ремонтируемого участка газопровода;

$K_t$  – коэффициент достоверности;

$L_e$  – длина участка трубы, подлежащей ремонту полностью;

$L_n$  – длина участка трубы, подлежащей ремонту частично.

С учетом вышеприведенных выражений, для определения эффективности показателей мероприятий, направленных на обеспечение экономически устойчивого развития и надежности объектов и систем транспорта газового сырья, эффективности развития региональной системы газоснабжения в общем виде, представляется в виде выражения:

$$\Xi_k = \frac{Q E_y E_n}{C_e + C_x + C_n} \quad (12)$$

где  $Q$  – общий доход от внедрения организационно-экономических мероприятий для обеспечения надежности объектов транспорта газового сырья;

$E_y$  – показатель эффективности вложений для обеспечения устойчивости газотранспортных систем;

$E_n$  – показатель эффективности вложений для обеспечения надежности;

$C_e$  – убытки на создание и функционирование региональной системы обеспечения экологической устойчивости и надежности;

$C_x$  – убытки на контроль качества процесса создания к эксплуатации объекта;

$C_n$  – убытки на внедрение мероприятий обеспечения и повышения качества объектов транспортировки газа.

#### Литература

1. Аграфенин С.И., Перов С.Н. Методология обеспечения надежности трубопроводах систем при их проектировании // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 112–116.
2. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
3. Боксерман Ю.И., Ремизов В.В., Смирнов В.А. Проблема целостности системы газоснабжения. – М.: МТЭА, ИНЭИ РАН, 1995.
4. Борисов Л.Б. Большой энциклопедический словарь. – М.: Научный мир, 2002. – 895 с.
5. Будзуляк Б.В. Методы повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции. – М: СЮО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 171 с.
6. Литвин А.В. Организационно-экономический механизм обеспечения экологически устойчивого развития газотранспортной системы: дис. ... к.э.н.: 08.00.05. – Ростов-на-Дону, 2007. – 189 с.
7. Программа инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года // Инновации в России – М. 2011. [Электронный документ]. URL: <http://innovation.gov.ru/sites/default/files/documents/2016/15708/4146.pdf> (дата обращения: 22.01.2017).
8. Хэнсен Б. Л. Контроль качества. – М: Прогресс, 1968. – 520 с.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ SAP  
НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРЕДПРИЯТИИ**

**Д.Н. Дирина, А.А. Веденяпина**

*Научный руководитель старший преподаватель Е.М. Вершкова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Для управления предприятием как единым комплексом необходим соответствующий инструментарий – в первую очередь, информационная система как один из главных инструментов управления. В данной статье производится оценка экономической эффективности внедрения системы SAP на нефтегазовом предприятии.

В настоящее время, обобщая международный опыт, можно уверенно сказать, что внедрение автоматизированных систем помогает значительно повысить надежность производственных активов и снизить риски и последствия отказов оборудования на любом предприятии. Во многом успех функционирования предприятия зависит от эффективности управления им в условиях рыночной непредсказуемости, инфляционных и финансовых кризисов, жесткой конкуренции. Решения играют важную роль в системе управления. Процесс принятия управленческих решений отражает реальные проблемы, связи и отношения, сложившиеся в организации, а непрерывная последовательность выработки решений характеризует постоянный процесс управления.

Более того, изучение только процесса выработки и реализации решений дает возможность оценить содержательную сторону управления, так как сущность управления раскрывается в умении принятия решений. В настоящее время основной целью управления производственными активами является непрерывное обеспечение оптимального баланса между производительностью оборудования, затратами на его содержание и рисками отказов с целью выполнения стратегических целей предприятия.

На эффективную работу предприятия влияет огромное количество факторов, которые необходимо учитывать для достижения стратегических целей организации. Существующие информационные системы управления (ИСУ) служат для решения данной задачи, планирования работы предприятия, составления прогнозов для достижения конкурентных преимуществ. На сегодняшний день выделяются несколько международных классов информационных систем управления предприятием (ИСУП):

- MRP – система, предназначенная для планирования и заказа материалов в зависимости от потребности.
- MRP II – дополнена компонентами сбыта, маркетинга, бухгалтерского учета, управлением финансами и управлением производством система MRP.
- ERP системы – следующий этап развития информационных систем, дополняющий MRP компонентами планирования ресурсов распределения, проведения технического обслуживания, управления человеческими ресурсами и др.
- SCP – система учета поставок.
- CRM – системы управления отношениями с клиентами.

ERP II системы в настоящее время являются наиболее полными и современными информационными системами управления предприятием. Помимо стандартных для предшествующих систем процессов оптимизации и автоматизации производственных процессов, ERP II предлагают концепцию совместной работы нескольких предприятий в электронном пространстве. Другими словами, ERP II – это целая бизнес-стратегия предприятия определенной отрасли с характерными для нее приложениями – отраслевое решение. В отличие от ERP, новые системы разделяют внутреннюю информацию с партнерами с целью достижения стратегических целей предприятия и отрасли в целом. Основными поставщиками ERP-систем являются Oracle и SAP на международном уровне, Галактика и 1С – на российском рынке [2]. Одним из лидеров в сфере информационных систем управления нефтегазовым предприятием является компания SAP – разработчик программного комплекса [3].

Данная система позволяет автоматизировать следующие основные процессы нефтегазового предприятия:

- техническую паспортизацию технических объектов (систем, установок, оборудования);
- контроль технического состояния производственных активов;
- управление техническим обслуживанием и ремонтами оборудования;
- управление планом диагностики;
- управление проектами;
- управление закупками и запасами;
- управление технологическим транспортом и специальной техникой.

В результате внедрения ИСУП SAP на нефтегазовом предприятии экономический эффект достигается за счет экономии трудовых, материальных и финансовых ресурсов на основе:

1) снижения трудоемкости алгоритмизации программирования и отладки программ (задач) за счет использования программного средства в процессе разработки автоматизированных систем и систем обработки данных;

2) сокращения расходов на оплату машинного времени и других ресурсов на отладку и сдачу задач в эксплуатацию;

3) снижения расходов на материалы;

4) ускорения ввода в эксплуатацию новых систем;

5) улучшение показателей основной деятельности предприятий в результате использования программных средств.

Расчет экономической эффективности внедрения SAP может быть основан на принципах комплексной

оценки эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в компании.

Смета затрат на разработку и внедрение SAP включает следующие статьи:

- заработная плата исполнителей основная и дополнительная;
- отчисления в социальные фонды;
- налоги, входящие в себестоимость программного средства;
- материалы;
- спецоборудование;
- машинное время;
- расходы на командировки;
- прочие затраты;
- накладные расходы и другие.

Внедрение новой автоматизированной системы управления производством на базе SAP в нефтегазовой компании позволяет обеспечить такие технико-экономические параметры, как:

- сокращение трудоемкости расчетов и отладки программ за счет использования нового программного средства;
- экономия машинного времени;
- сокращение расходов на оплату машинного времени и других ресурсов;
- сокращение сроков разработки автоматизированной системы;
- повышение оперативности и точности решения задач.

Нами был произведен расчет основных показателей экономической эффективности инвестиционного проекта [3], который показал, что срок окупаемости (дисконтированный) составит 5,8 месяцев, внутренняя норма рентабельности составляет 140,8 %, а рентабельность инвестиций – 514,7 %. Рассчитанные показатели эффективности внедрения SAP находятся на высоком уровне, поэтому предлагаемый проект рекомендован к реализации, т. е. на нефтегазовом предприятии рекомендуется использовать ИСУП SAP.

#### Литература

1. Веретенникова О.Б., Майданик В.И. Проблемы разработки финансовой стратегии фирмы // Сборник статей практической конференции консультантов по управлению и организационному развитию «Управленческое консультирование». – Екатеринбург, 2014.
2. Казанцева А.Ю., Вершкова Е.М., Боярко Г.Ю. Сравнительный анализ ERP-систем в сфере управления персоналом // Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 718–719.
3. Официальный сайт компании SAP. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/index.htm> (дата обращения 12.03.2016)
4. Стёпочкина Е.А. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие / Е. А. Стёпочкина. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 366 с.

### МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Я.В. Другова, В.В. Надин

Научный руководитель доцент А.А. Вазим А.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время заметно ухудшилось состояние разрабатываемых нефтегазовых месторождений. Все месторождения отличаются между собой по геолого-физическим свойствам, которые оказывают существенное влияние на весь процесс разработки, а также на степень истощенности запасов.

В данной статье рассматриваются актуальные вопросы, которые связаны эксплуатацией нерентабельных нефтедобывающих скважин и методами стимулирования эксплуатации данных скважин.

С каждым годом количество маргинальных скважин существенно увеличивается по мере истощения запасов месторождения, а также происходит существенное повышение налогов в нефтедобывающей промышленности, данными налогами облагаются как маргинальные, так и рентабельные скважины.

В связи с такими условиями прекращение эксплуатации нерентабельных скважин невозможно, так как это нанесет большой ущерб государству, за счет того что сокращаются доходы бюджета и потому, что происходит безвозвратная потеря в недрах невозпроизводимого углеводородного сырья, а также могут возникнуть дополнительные проблемы в социальной сфере, из-за сокращения рабочих мест [2]. В связи с вышеперечисленным, проблема нерентабельности скважин является актуальным вопросом, и только применение методов стимулирования данных скважин может существенно повлиять на добычу нефти и сокращение маргинальных скважин.

Существует алгоритм (рисунок 1), по которому нефтедобывающие предприятия оценивают эффективность дальнейшей эксплуатации скважины. С помощью данных показателей и выделяют нерентабельные скважины.



Рис. 1. Алгоритм оценки экономической эффективности эксплуатации скважин

В данной статье мы разберем несколько методов стимулирования эксплуатации низкорентабельных скважин на примере компании «Газпром – Восток». За последние пять лет на данном предприятии замечается ухудшение основных производственных показателей (таблица 1).

Таблица 1

Основные производственные показатели по исследованному предприятию за 2012-2015гг. [1]

Наименование показателя	Е д и н и ц а измерения	2012	2013	2014	2015
Объем производства продукции (нефть добытая)	тн.	9 852 958	9 656 856	9 939 050	9 989 365
Объем реализации нефти	тн.	9 613 852	9 545 758	9 788 818	9 988 638
Среднегодовая цена реализации нефти	руб./тн.	11 214	10 875	11 626	12 822
Выручка от реализации нефти	млрд.руб.	111,974	99,120	113,806	124,968
Доля от общего объема выручки	%	89,1	88,9	94,1	94,2
Эксплуатационный фонд скважин	скв.	2652	2701	2803	2927
Действующий фонд скважин	скв.	2210	2185	2190	2190
Бездействующий фонд скважин	скв.	485	574	571	568
Неработающий фонд скважин	скв.	509	512	515	520

Из таблицы 1 видно, что объем реализации нефти за первые два года упал. Также показатель бездействующего фонда к действующему за данный период заметно увеличился, это говорит о том, что данному предприятию было экономически выгоднее вывести скважину в бездействующий фонд, чем продолжать эксплуатацию. Но к концу 2014 года на предприятие ввели несколько методов стимулирования эксплуатации низкорентабельных

скважин, что также повлияло на эффективность добычи нефти.

Методы стимулирования эксплуатации низкорентабельных скважин на предприятии:

1. Технологический комплекс обработки призабойной зоны – данный метод позволяет повысить продуктивность как рентабельных, так и маргинальных скважин.
2. Активизация системы ППД – данный метод направлен на обеспечение оптимального баланса отборов жидкости, нефти и закачки воды.
3. Технологический комплекс водоизоляционных работ – данный метод направлен на снижение обводненности добываемой продукции и увеличение дебита нефти.

Также в России приняты меры по уменьшению низкорентабельных скважин, путем государственного стимулирования. Данное стимулирование включает в себе два подхода – экономический и административный. Административный подход включает в себя наказание нефтедобывающего предприятия путем лишения лицензии на право пользования недрами, если данную скважину признают нерентабельной или нарушены условия разработки месторождения. Экономический подход включает в себя применения особого режима налогообложения. Существует два варианта налогового режима: введение понижающих коэффициентов к НДС и налоговые вычеты при эксплуатации нерентабельных скважин. Если сравнивать эти два варианта, то налоговые вычеты при эксплуатации нерентабельных скважин имеет больше достоинств. Например, это минимальное снижение доходов бюджетов, минимальное внесение поправок в законодательство, максимальная экономическая целесообразность в выработки нефтяных месторождений и др.

В связи с вышеперечисленным можно сделать вывод о том, что на данном предприятии используются три метода стимулирования эксплуатации нерентабельных скважин. Данные методы, безусловно, влияют на уменьшения количества маргинальных скважин, а также на добычу нефти и доходы компании. Также если применять систему налогообложения НДС, то государство и недропользователь полностью окупают свои издержки за счет того, что получают дополнительные доходы. Соответственно, это является экономически выгодным и для одной и для другой стороны.

#### Литература

1. ВостокГазпром. [Электронный ресурс]. URL: <http://vostok.gazprom-neft.ru> / Годовые отчеты за период 2012-2015 гг. (дата обращения: 04.02.2017).
2. Гамилова Д.А. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации. [Электронный ресурс]. URL: [http://ogbus.ru/authors/Gamilova/Gamilova\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Gamilova/Gamilova_1.pdf) (дата обращения: 04.02.2017).
3. Коровин В.А. Методика экспресс-оценки рентабельности освоения нефтяных месторождений. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.oilnews.ru/5-5/metodika-ekspress-ocenki-rentabelnosti-osvoeniya-neftyanyx-mestorozhdenij/> (дата обращения: 04.02.2017).

### ПРИЧИНЫ НЕЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИЙСКИХ ОСОБЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗОН

Е.М. Дума

*Научный руководитель Е.М. Вершкова, старший преподаватель  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день особые экономические зоны (ОЭЗ) прочно вошли в мировую хозяйственную практику и являются неотъемлемой частью международных экономических отношений. Таким образом, можно говорить, что ОЭЗ – это интегрированный инструмент устойчивого экономического развития [1].

Однако, являясь мощным инструментом в развитии экономики, в России данный механизм до сих пор не приносит запланированных результатов, обозначенных в процессе создания ОЭЗ [2]. Проблема функционирования российских особых экономических зон является актуальной сегодня и обсуждается во многих научных дискуссиях в связи с тем, что в России опыт функционирования ОЭЗ не имеет ощутимых итогов ни в привлечении инвестиций, ни в создании новых рабочих мест, ни в качестве развития «депрессивных» регионов. В Астраханской области в настоящее время идет работа по формированию особой экономической зоны «Лотос». ОЭЗ «Лотос» ориентирована также на реализацию программ импортозамещения в нефтегазовом секторе, портовом хозяйстве, в сфере железнодорожного транспорта и других отраслях [7].

Почему так происходит? И на основании каких показателей мы понимаем, что в стране ОЭЗ функционируют неэффективно – вот с чем хотелось бы разобраться в данной статье.

Для оценки эффективности особой экономической зоны недостаточно одного показателя для исследования. Например, большой объем привлеченных инвестиций на один бюджетный рубль может быть следствием успешной договоренности всего с одним крупным резидентом или небольших затрат государства: ни то ни другое не гарантирует, что в зоне созданы привлекательные условия для инвесторов и оптимальная инфраструктура. Поэтому при анализе работы ОЭЗ принято использовать комплекс факторов [3].

Так, Минэкономразвития РФ ежегодно оценивает каждую ОЭЗ по пяти группам количественных показателей: эффективность ОЭЗ в целом и отдельно ее управляющей компании, деятельность ее резидентов, эффективность государственных вложений в развитие зоны, влияние зоны на социально-экономическое развитие региона. Каждая зона получает оценку по 5-балльной шкале, затем Минэкономразвития составляет собственный рейтинг [13].

Есть и международные рейтинги особых экономических зон, в которых принимают участие и российские ОЭЗ. FDI Intelligence (подразделение Financial Times, специализирующееся на прямых инвестициях) составляет международный рейтинг, выделяя несколько лидирующих зон в различных регионах мира [5]. Для оценки зон специальное жюри изучает материалы об условиях для инвесторов, предоставленные самими ОЭЗ, их национальными кураторами и резидентами.

В настоящий момент в России создано 24 ОЭЗ: девять из них промышленного типа, пять технологического типа, семь туристического типа и три логистического типа. Лидеры среди них пока бессменны – это «Алабуга» в Татарстане и Липецкая ОЭЗ: и та и другая имеют высший балл в рейтинге Минэкономразвития и отмечены наградами FDI Intelligence. Среди российских производственных зон они лидеры по привлеченным инвестициям. Но в других ОЭЗ ситуация складывается иначе, и попробуем разобраться с чем это связано [11].

Одной из ключевых проблем является проблема неэффективности использования инвестиций в процессе развития и функционирования ОЭЗ. В сентябре 2013 года на официальном сайте Счетной Палаты Российской Федерации был опубликован отчет о результатах контрольного мероприятия «Аудит эффективности использования государственных средств, направленных на создание и развитие особых экономических зон». Исходя из данного документа видно, что за семь лет (2006–2013 гг.) государство вложило в развитие особых экономических зон около 112 миллиардов рублей. Фактически к началу 2014 г. управляющими компаниями были произведены работы на сумму 52 миллиарда рублей – это лишь малая доля (26 %) от ожидаемой к 2017 году стоимости [10].

Вторая проблема связана с дефицитом компетентных кадров в созданных ОЭЗ. В некоторых особых экономических зонах производство носит отличительный характер (например, ядерная химия, медицина, и т. п.), и из-за этого подбор действительно стоящих специалистов сегодня стоит очень остро [8].

Данную проблему поможет решить опыт создания инжиниринговых центров (ИЦ), которые ориентированы на инновационные отрасли промышленности. Такой центр существует в Томске, целью которого является оказание инжиниринговых услуг по организации технического обеспечения разработки новых продуктов на всех стадиях.

Еще одним вариантом решения возникшей проблемы может быть сотрудничество резидентов с университетами и техникумами по подготовке и возможной переподготовке требуемых им специалистов, а также создание на территориях ОЭЗ специальных образовательных центров для завершения обучения студентов из других регионов с учётом специфики компаний-резидентов.

Подводя итог, стоит отметить, что в Российской Федерации имеются разнотипные проблемы в этой сфере, и существование ОЭЗ еще не гарантирует того, что регионы, в которых они были созданы с легкостью и без особого напряжения выйдут вперед [5].

Сегодня можно утверждать, что создание и функционирование ОЭЗ в России только в небольшой степени достигло поставленных целей, как на местном, так и на государственном уровне. При осуществлении этой новой задачи возникло множество трудностей, разрешение которых предстоит в ближайшем будущем. Зоны нового поколения формируются как сетевые технопарки, объединения интеллектуальные, кадровые, технологические и финансовые возможности нескольких городов региона. Возможности особых экономических зон широки как в мире, так и в России. Качественная работа зон в Российской Федерации будет успешна только в том случае, если удастся создать максимально прозрачную и эффективную экономическую систему с проработанной нормативно-правовой базой, минимальными бюрократическими механизмами и максимальной конкуренцией. Таким образом, качественная работа ОЭЗ является важнейшим фактором развития экономики России и отражается на нефтегазовом комплексе страны. Как правило, они создаются в экономически отсталых районах страны, где критерием отбора выступают показатели безработицы и средней величины доходов на душу населения.

#### Литература

1. Особая экономическая зона [Электронный ресурс] // Википедия [wikipedia.org](http://wikipedia.org). 2014. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Особая\\_экономическая\\_зона](https://ru.wikipedia.org/wiki/Особая_экономическая_зона) (дата обращения 14.10.2016 г.).
2. Попова М.В., Рубцов Н.М., Попова Д.Б., Каптюхин Р.В. Исследование основных подходов к трактовке и содержанию понятия «особая экономическая зона» // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ». – 2015. – Т. 7. – № 2. URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/19EVN215.pdf> (дата обращения: 21.10.2016).
3. Рязанцева М.В. Особые экономические зоны как инструмент развития регионов // Межд. журн. экспериментального образования. – 2013. – № 10. – С. 141–143.
4. Якушова Е.С. О роли стратегического управления при создании особых экономических зон // Современные научные исследования и инновации. – 2014. – № 3 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2014/03/31823> (дата обращения: 21.10.2016).
5. Кучинская А.В., Липски С.А. Условия создания особых экономических зон и определения прилегающей к особым экономическим зонам территории в Российской Федерации [Электронный ресурс] // Имущественные отношения в Российской Федерации – 2014 – № 3. – С. 34–38. URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=21258624> (дата обращения 15.11.2016 г.).
6. Информация о специальных экономических зонах КНР [Электронный ресурс] // Портал внешнеэконом. информ. VED.GOV.RU. 2014. URL: [http://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/about\\_cn/laws\\_ved\\_cn/special\\_area\\_cn/](http://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/about_cn/laws_ved_cn/special_area_cn/) (дата обращения 21.10.2016).
7. Лютова М. Особые экономические зоны в России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/about\\_cn/laws\\_ved\\_cn/special\\_area\\_cn/](https://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/about_cn/laws_ved_cn/special_area_cn/)



- vedomosti.ru/newspaper/aRticles/2015/(дата обращения 21.10.2016).
8. 06/10/595934-osobie-ekonomicheskie-zoni-v-rossii (дата обращения 10.10.2016).
  9. О проекте «Особые экономические зоны». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.russez.ru/oez/> (дата обращения 10.10.2016).
  10. Безпалов В.В. Проблемы функционирования особых экономических зон в России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://sibas.info/conf/eco\\_nom/xlv/40576](http://sibas.info/conf/eco_nom/xlv/40576) (дата обращения 12.10.2016).
  11. Официальный сайт Счетной палаты Российской Федерации: Деятельность СП. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://audit.Gov.ru/activities/bulleten/> (дата обращения 21.10.2016).
  12. Ходова С.С., Вершинина В.А. История формирования свободных портов в Китае // Междунар. журнал приклад. и фундам. исслед. – 2015. – № 8. – С. 592–597.
  13. Милонов В.С. Открытие Китая внешнему миру: временной и пространственный аспекты (этапы, особенности) // Науч.-аналит. обзор. – М., 2013. – С. 51–54.
  14. Готовая инфраструктура ОЭЗ [Электронный ресурс] // Министерство эконом. развития РФ ECONMY.GOV.RU. 2013. URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/sez/preferences/infra> (дата обращения: 24.09.16 г.).
  15. Налоговые льготы для резидентов особых экономических зон. [Электронный ресурс] // Министерство эконом. развития РФ ECONMY.GOV.RU. 2013. URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/sez/preferences/taxconcession/> (дата обращения 27.09.2016 г.).

## АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

И.А. Епифанова, С.В. Шатыло

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Томскнефть» – предприятие, осуществляющее добычу нефти и газа на территории Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа. Оно было создано в июле 1993 г., когда состоялась приватизация производственного объединения «Томскнефть», учрежденного в январе 1966 г. [3].

ОАО «Томскнефть» ВНК принадлежат лицензии на разработку более 30 нефтегазовых месторождений. Кроме того, дочернему обществу Томскнефти, компании «Томск-Петролеум-унд-Газ», принадлежат лицензии на разведку и разработку еще двух участков.

Месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК – одни из старейших в стране. Для них характерна высокая степень выработанности и обводненности. Крупнейшим месторождением Компании является Советское, которое было открыто в 1962 г. и введено в эксплуатацию в 1966 г. Месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК хорошо обеспечены транспортной инфраструктурой. ОАО «Томскнефть» ВНК является крупнейшим налогоплательщиком в Томской области, и обеспечивает долю 30 % от налоговых платежей в бюджет области. Добыча углеводородов составляет до 65 % от общего объема добычи углеводородов в Томской области [2].

Забота об окружающей среде является неотъемлемой частью корпоративной культуры Компании и обеспечивает ее устойчивое развитие. Для предотвращения возможного негативного воздействия Компания берет на себя обязательства и предпринимает все необходимые действия по обеспечению охраны окружающей среды, сохранению и восстановлению природных ресурсов, в том числе постоянно совершенствуя продукцию.

В Компании разработана политика с учетом требований законодательства Российской Федерации, в том числе Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», международного стандарта ISO 14001 и OHSAS 18001 и лучших мировых практик в области охраны окружающей среды.

Первое подтверждение соответствия требованиям ISO 14001 и OHSAS 18001 ОАО «Томскнефть» ВНК получила еще в 2008 году. С тех пор в компании ежегодно проводится инспекционный аудит, а один раз в три года – ресертификационный (более глубокое исследование). Для этого на предприятии в течение нескольких дней работают внешние аудиторы.

Ежегодно в ОАО «Томскнефть» ВНК проходят несколько сотен проверок различных контролирующих органов. Но есть такие проверки, которые инициирует сама компания. Сертификация на соответствие работы предприятия требованиям международных стандартов – дело добровольное, но дающее ряд преимуществ при участии в тендерах и конкурсах, а также повышающее имидж компании как среди партнеров по бизнесу, так и среди жителей Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа.

По результатам ресертификационного аудита ИСУ ПБ, ОТ и ОС, проведенного в период с 26 по 29 августа 2014 года ООО «Ростехсерт» (г. Екатеринбург), Обществу были выдан сертификат соответствия требованиям: системы экологического менеджмента ISO 14001:2004 (сертификаты Quality Austria № 01549/0 от 04 сентября 2014 г.) Область сертификации входят: Добыча, подготовка нефти и попутного газа, поддержание пластового давления, внутривидовая и межвидовая транспортировка трубопроводом нефтесодержащей жидкости и газа, а также товарной нефти и подготовленного газа.

Политика компании ОАО «Томскнефть» ВНК в области окружающей среды на прямую связана с политикой окружающей среды компании ОАО «НК «Роснефть» и подтверждается положением № ПЗ-05.02 П-01 ВЕРСИЯ 1.00

Деятельность Компании в области охраны окружающей среды основана на следующих принципах:

- соблюдение требований законодательства и других применимых к деятельности Компании требований

- в области охраны окружающей среды, включая нормы международного права;
- сохранение благоприятной окружающей среды и биологического разнообразия;
  - баланс интересов Компании и Общества при использовании природных ресурсов;
  - нетерпимость к экологическим рискам;
  - инновационность при внедрении экологических технологий;
  - приоритетность предупреждающих мер над мерами, направленными на локализацию и ликвидацию последствий опасных событий;
  - открытость и достоверность отчетности Компании в сфере охраны окружающей среды;
  - преемственность и последовательность при достижении целей и задач в области охраны окружающей среды [2].

В компании на 01.10.2015 г. выявлено 1164 экологических аспектов, в том числе 185 – умеренных и 59 – значимых. На рисунке 1 показано распределение значимых экологических аспектов по направлениям деятельности компании.

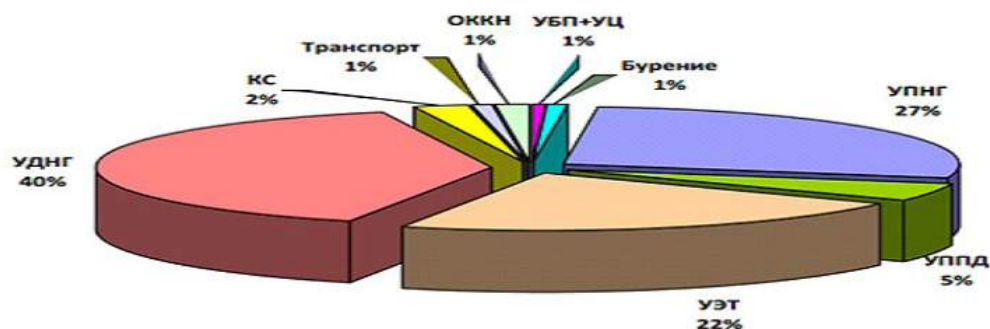


Рис.

1. Значимые экологических аспектов по направлениям деятельности компании

Выделены экологические аспекты, оказывающие наибольшее негативное воздействие на окружающую среду. К ним можно отнести: утечки нефтесодержащей жидкости, воды и газа при разгерметизации оборудования, текущий и капитальный ремонт скважин, выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа, буровой раствор, жидкая фаза отходов бурения (буровой фугат), работы по наливу нефти, нефтесодержащей жидкости и газоконденсата в автоцистерны. Для снижения значимых экологических аспектов и снижения уровня негативного воздействия на окружающую среду в «Реестре значимых промышленных рисков ОАО «Томскнефть» ВНК установлены мероприятия по снижению (для каждого экологического аспекта).

В отчете по анализу функционирования интегрированной системы управления пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 год показаны и проанализированы результаты снижения значимости экологических аспектов по сравнению с 2014 годом:

- Снижение уровня экологического аспекта «Утечки нефтесодержащей жидкости, воды и газа при разгерметизации оборудования (дренажной ёмкости, площадочных трубопроводов, фонтанной арматуры)» за счёт снижения количества отказов трубопроводов УЭТ (управления эксплуатации трубопроводов) и удержания удельного показателя загрязнения земель на уровне 2014 года;

- Снижение уровня экологического аспекта «Выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа» за счёт увеличения общей доли утилизации газа до 89,1 %.

ОАО «Томскнефть» ВНК обладает лицензией № 054 00116 от 28.05.2014 г. на осуществление деятельности по обезвреживанию и размещению отходов I–IV класса опасности. В 2015 г. внесены изменения в законодательство по обращению с отходами, на основании которых данная лицензия будет действовать до 01.01.2019 г. на деятельность по обезвреживанию и захоронению отходов I–IV класса опасности при условии неизменности производственного процесса. Распределение источников выбросов вредных веществ в компании за 2015 г. представлены на рисунке 2.



Рис. 2. Основные источников выбросов вредных веществ за 2015 г

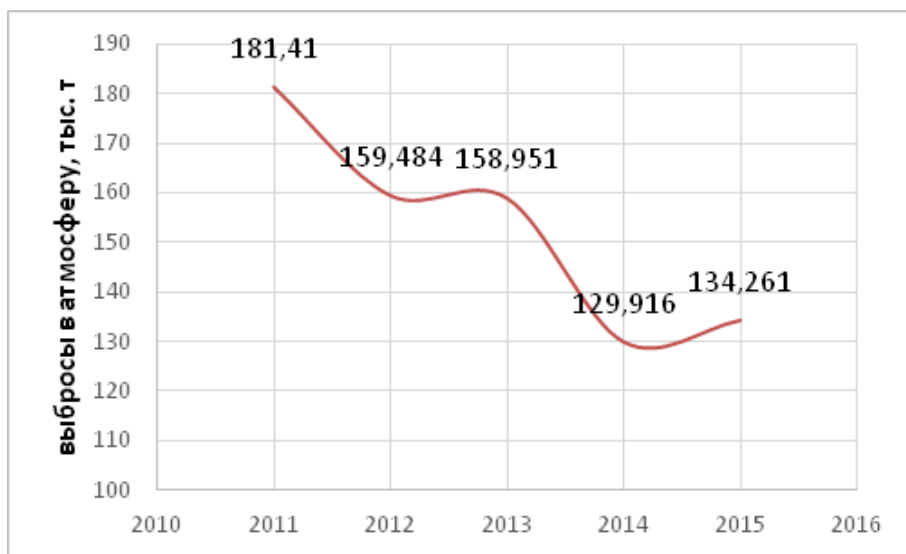


Рис. 3. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

В Обществе планомерно проводятся работы, направленные на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, благодаря чему, происходит их снижение. На рисунке 3 показан общий объем загрязняющих веществ. В 2015 году процент выбросов в атмосферу оксида углерода составил 53 %, углеводородов 27 %, 19 % составили выбросы летучих органических соединений и 1 % выбросов оксида азота.

Количество нефтесодержащих отходов и нефтешламов в 2015 г. уменьшились на 13 % по сравнению с 2014 г. и на 12 % снизилось содержание нефтезагрязненного грунта. Площадь рекультивированных земель в отчетном году, с учётом переходящих с предыдущих отчетных периодов участков, составляет 77,7 га. Площадь земель, загрязнённых высокоминерализованной пластовой водой (сеноман), на 01.01.2015 г. по месторождениям Общества составляла – 4,3 га, на 01.01.2016 г. – 3,7 га. Общество не имеет выпусков сточных вод в водные объекты. Отведение сточных вод от его объектов осуществляется по ежегодно заключаемым договором на водоотведение сторонними специализированными организациями, которыми самостоятельно разрабатываются установленным порядком проекты НДС (нормативы допустимых сбросов), оформляются разрешительные документы на сбросы сточных вод.

Можно отметить тот факт, что финансовые вложения Общества в охрану окружающей среды по-прежнему остаются на высоком уровне. Реализованные мероприятия, направленные на снижение влияния образующихся в Обществе отходов на состояние окружающей среды за 2015 год составили:

- капитальный ремонт шламонакопителей, полигонов ТБО (твердых бытовых отходов) – 11 385,29 тыс. руб.;
- проектно-изыскательские работы под строительство природоохранных объектов – 3 634,20 тыс. руб.;
- затраты по сбору ртутисодержащих ламп и демеркуризации – 275,64 тыс. руб.;
- затраты на вывоз и передачу сторонним организациям твердых бытовых отходов и отходов производства на захоронение – 19 626,44 тыс. руб.;
- затраты на сбор, вывоз и хранение металлолома на площадки временного хранения – 19 434,51 тыс. руб.;
- затраты на прием, накопление нефтесодержащих отходов на шламонакопителях – 10 992,15 тыс. руб.;
- затраты на вывоз обезвреженных нефтесодержащих грунтов и почв на участки, подлежащие рекультивации – 22 580,79 тыс. руб.

В 2015 году Общество достигло следующих результатов:

- Снижение выбросов в атмосферу вредных веществ в результате сжигания попутного нефтяного газа на факелах (уровень утилизации (полезного использования) достиг 89,1 %).
- Уменьшение целевого удельного показателя загрязнения земель в результате отказов трубопроводов УЭТ (управление эксплуатации трубопроводов).
- Реализованы в полном объёме программы производственного контроля, производственного экологического и аналитического контроля.

За 2015 год в компании было проведено 45 проверок производственного экологического контроля за соблюдением природоохранного законодательства подразделениями Общества при осуществлении деятельности, а также договорных обязательств в области экологической безопасности подрядными организациями, оказывающими ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепромысловые услуги. Было выявлено 82 нарушения, 74 из них устранены в 2015 году. Наиболее повторяющиеся составляют: загрязнение земельных участков, включая земли лесного фонда, вследствие разгерметизации трубопроводов, основной причиной которых является коррозионный износ металла труб. В целях снижения отказов на трубопроводах по названной причине Обществом реализуется целевая программа повышения надежности трубопроводов, диагностика, ингибирование, осмотр трасс, в том

числе с привлечение беспилотных аппаратов [1].

В целом, функционирование системы экологического менеджмента обеспечено достаточным количеством ресурсов и распределением ответственности между всеми сотрудниками Общества. Улучшение системы экологического менеджмента достигается применением определенных для этого процедур внутреннего аудита, анализа со стороны руководства, а также выполнения корректирующих и предупреждающих действий.

Таким образом, после проведенной оценки системы экологического менеджмента в ОАО «Томскнефть» ВНК можно сделать вывод о том, что рассматриваемая система позволяет наладить эффективное управление значимыми экологическими аспектами деятельности данной организации, что в будущем, безусловно, приведет к улучшению экологических, эстетических (имидж организации, «образованность» персонала, «чистота» производства) и экономических показателей предприятия. Заключение специалистов подтверждает, что система экологического менеджмента, охраны труда и промышленной безопасности ОАО «Томскнефть» ВНК соответствуют требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001.

#### Литература

1. Отчет по анализу функционирования интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 год. [Электронный документ]?? Ссылка на строку отчета! URL: ... (дата обращения 20.02.2017).
2. Роснефть (официальный сайт). [Электронный ресурс] URL: [www.rosneft.ru](http://www.rosneft.ru) (дата обращения 20.12.2016).
3. Томскнефть (официальный сайт). [Электронный ресурс] URL: [www.tomskneft.ru](http://www.tomskneft.ru) (дата обращения 16.01.2017).

### ЮРИДИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЯ В СФЕРЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

**А.С. Зенкова**

*Научный руководитель профессор Е.С. Болтанова*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Юридическая ответственность за правонарушения является одной из наиболее значимых тем науки и правоприменения. Отношения в сфере недропользования подлежат особой охране. Это связано с тем, что недра – это природный объект, который является неотъемлемой частью экосистемы, и одновременно природный ресурс, который используется с целью извлечения полезных ископаемых. Учитывая специфику объекта, возникает необходимость рассмотреть вопрос о видах ответственности, которые предусмотрены за нарушения в сфере недропользования.

Статья 49 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» прямо устанавливает, что лица, виновные в нарушении законодательства Российской Федерации о недрах, несут административную, уголовную ответственность в порядке, установленном законодательством Российской Федерации. Кроме того, в силу статьи 51 лица, причинившие вред недрам вследствие нарушения законодательства Российской Федерации о недрах возмещают его добровольно либо в судебном порядке. Таким образом, можно выделить 3 вида ответственности, которые могут наступить за совершение правонарушений в сфере недропользования: уголовно-правовая, административно-правовая и гражданско-правовая ответственность.

Уголовный кодекс Российской Федерации охраняет наиболее важные общественные отношения с целью защиты общества от противоправных посягательств. Устанавливая уголовно-правовые запреты, государство выражает свое отрицательное отношение к тем деяниям, которые способны причинить вред и защищает интересы всего общества. Уголовная ответственность за нарушения законодательства о недрах предусмотрена ст. 216 УК РФ, ст. 253 УК РФ и ст. 255 УК РФ. Составы, предусмотренные ст. 216 УК РФ и ст. 255 УК РФ являются материальными. Объективная сторона преступления, предусмотренного статьей 216 УК РФ, состоит в нарушении правил безопасности, которые предусмотрены при ведении горных, строительных или иных работ. Уголовная ответственность по статье 216 УК РФ, наступает, если противоправное деяние повлекло по неосторожности причинение тяжкого вреда здоровью человека, либо крупный ущерб (часть 1 статьи 216 УК РФ), смерть человека (часть 2 статьи 216 УК РФ), смерть двух и более лиц (часть 3 статьи 216 УК РФ). Объективная сторона преступления, предусмотренного статьей 255 УК РФ, заключается в нарушении правил охраны и использования недр при проектировании, размещении, строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации горнодобывающих предприятий и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, а равно самовольная застройка площадей залегания полезных ископаемых. Уголовная ответственность по статье 255 УК РФ, наступает, если противоправное деяние повлекло за собой причинение значительного ущерба. Общественная опасность, указанных преступлений заключается в том, что их совершение приводит к совершенно нежелательному и порой необратимому результату. В результате подобного рода посягательств возникают общественно-опасные последствия: нарушается целостность природных компонентов, становится невозможно рационально и эффективно использовать природные ресурсы, под угрозой оказывается жизнь и здоровье человека. Состав, предусмотренный статьей 253 УК РФ, является формальным, для привлечения к уголовной ответственности достаточно самого факта нарушения законодательства РФ о континентальном шельфе и об исключительной экономической зоне РФ.

Следует отметить, что природе все компоненты окружающей среды не находятся изолированно друг от

друга, а напротив, пребывают в постоянном и неразрывном единстве. Закон о Недрах от 21.02.1992 № 2395-1 определяет, что недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения. Из этого определения следуют два вывода, во-первых, недра, это часть земной коры, которая связана с таким компонентом окружающей среды как земля, во-вторых, совершенно очевидно, что недра располагаются под землей. Из этого следует, что в случае нарушения специальных правил, которые установлены при осуществлении определённых видов деятельности, вред будет неизбежно причинен не только недрам, но и земле. С учетом объективной взаимосвязи двух данных объектов, необходимо учитывать ущерб, который причиняется земле, поскольку данный природный объект является для человека жизненно необходимым природным ресурсом.

Административная ответственность является видом юридической ответственности, которая наступает за совершение лицом административного правонарушения. КоАП РФ определяет административное правонарушение как противоправное, виновное действие (бездействие) физического или юридического лица, за которое КоАП РФ или законами субъектов РФ об административных правонарушениях установлена административная ответственность (ч.1 ст.2.1 КоАП РФ). Таким образом, административная ответственность – это закономерный результат правонарушения, негативная реакция государства на совершенное противоправное деяние. Для характеристики административных правонарушений большое значение имеет его юридический состав. Это совокупность элементов юридического характера, позволяющая осмыслить его внутреннюю структуру. В качестве таких элементов выступают: объект, объективная сторона, субъект, субъективная сторона. Объект административного правонарушения – это то, на что оно посягает, какие общественные отношения оно нарушает.

Административные правонарушения в сфере недропользования в зависимости от объекта посягательства можно разделить на три группы:

- 1) Административные правонарушения, посягающие на общественные отношения собственности (статья 7.3 КоАП РФ, 7.4 КоАП РФ, 7.5 КоАП РФ);
- 2) Административные правонарушения, посягающие на общественные отношения в области охраны окружающей среды и природопользования (статья 8.9 КоАП РФ, статья 8.10 КоАП РФ, статья 8.11 КоАП РФ, часть 1, часть 3 статьи 8.17 КоАП РФ, 8.19 КоАП РФ).

Таким образом, действующее административное законодательство исходит из того, что недра – это одновременно природный объект и природный ресурс. Двудеиная специфика объекта определяет характер охраняемых общественных отношений, а также меры и методы административно-правового воздействия, применяемые за противоправные посягательства.

Гражданско-правовая ответственность установлена статьей 51 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах». В силу указанной статьи лица, причинившие вред недрам, вследствие нарушения законодательства РФ о недрах возмещают его добровольно, либо в судебном порядке. Исходя из содержания статьи 1.2 Закона от 21.02.1992 №2395-1 «О недрах» недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью. Следует отметить, что действующее законодательство различает такие понятия как недра и участок недр. В силу части 1 статьи 130 ГК РФ к недвижимым вещам относятся участки недр. Исходя из положений указанной статьи, участок недр понимается гражданским законодательством как недвижимая вещь. В силу специфики объекта статьей 1.2 Закона от 21.02.1992 №2395-1 «О недрах» установлено, что участки недр не могут быть предметом купли-продажи, дарения, наследования, вклада, залога или отчуждаться в иной форме. Исходя из положений указанных статей, недра (участок недр) – это недвижимая вещь, которая находится в собственности государства и не подлежит отчуждению. Основная цель гражданско-правовой ответственности – возместить вред, который возник вследствие нарушения законодательств РФ о недрах.

Ответственность – это в первую очередь механизм, на который возложены определённые задачи. Поэтому, в настоящее время за совершение правонарушений в сфере недропользования предусмотрены различные виды ответственности. Это связано со спецификой охраняемых общественных отношений, двудеиной природой объекта, которому причиняется, либо потенциально может быть причинен вред, объективной необходимостью эффективного и своевременного применения к правонарушителю мер юридической ответственности.

#### Литература

1. Гражданский кодекс Российской Федерации часть 1 от 30 ноября 1994 г. № 51-ФЗ. // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 1994. – № 32. – Ст. 3301.
2. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30 декабря 2001 г. № 195-ФЗ. // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 2001. – № 1, Ч. 1. – Ст. 1.
3. О недрах: закон Российской Федерации от 21 фев. 1992 г. // Российская газета. – 1992. – 5 мая.
4. Уголовный кодекс Российской Федерации от 13 июня 1996 № 63-ФЗ. // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 1996. – № 25. – Ст. 2954.
5. Болтанова Е.С. Применение норм об административной ответственности за правонарушения в сфере строительства // Российское правосудие. – 2014. – № 10 (102). – С. 24–34.
6. Козлов Ю.М. Административное право: учебник. / Ю.М. Козлов. – М.: Юрист, 1999.

**АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ BAYTEX ENERGY CORP**

**С.Е. Калашников, Т.С. Глызина**

*Научный руководитель доцент И.В. Шарф*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Baytex Energy Corp – это нефтегазовая корпорация, центр которой находится в Calgary, Alberta. Компания занимается добычей, разработкой и производством сырой нефти и природного газа в осадочном бассейне в Западной Канаде и в Eagle Ford в США.

Канада. Peace River. Компания Baytex приступила к работе на данном месторождении в 1999 г. Доказанные запасы месторождения составляют 73,6 млрд барр. нефт. экв. Суточный дебит составляет 13 100 барр. нефт. экв./день. Средняя стоимость скважин – 2,8 млн долларов США с дебитом 300–500 барр. нефт. экв./день.

Канада. Lloydminster. Компания Baytex приступила к работе на данном месторождении в 1993 г. Доказанные запасы месторождения составляют 33,2 млрд барр. нефт. экв. Суточный дебит составляет 10 200 барр. нефт. экв./день. Средняя стоимость скважин – 0,75 млн долларов США с дебитом 70–80 барр. нефт. экв./день.

США. Eagle Ford. Компания Baytex приступила к работе на данном месторождении в 2014 г. в результате покупки компании Anrigo Oil & Gas Limited. Доказанные запасы месторождения составляют 203,4 млрд барр. нефт. экв. Суточный дебит составляет 38 300 барр. нефт. экв./день. Средняя стоимость скважин – 5,2 млн долларов США с дебитом 1000–1200 барр. нефт. экв./день.

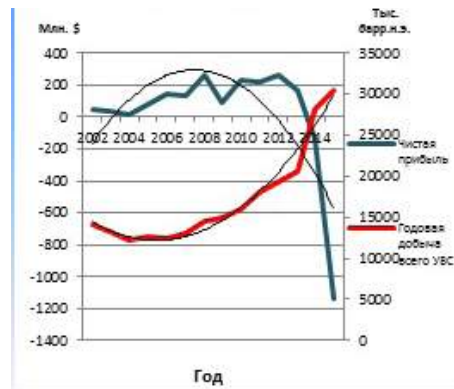
Анализ статистических данных. Корреляция.

Формула, по которой мы производим расчет коэффициента корреляции Пирсона:

$$r_{xy} = \frac{\sum(x_i - \bar{x}) \times (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \times \sum(y_i - \bar{y})^2}}$$



**Рис. 1. Корреляция добычи УВС и выручки от продажи**



**Рис. 2. Корреляция добычи всего и чистой прибыли**

Исходя из рисунка 1, коэффициент корреляции Пирсона по равен 0,77, выручка компании прямо пропорциональна уровню добычи.

Исходя из рисунка 2, коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен -0,68, однако если рассмотреть корреляцию за период с 2002 по 2014 год, исключая 2015 год, коэффициент Пирсона будет равен 0,89. Это связано с тем, что в 2015 годах наблюдалось резкое снижение цен на углеводороды.

Таким образом, можно утверждать о наличии высокой степени связи между добычей и чистой прибылью компании, только в периоды стабильных цен на углеводороды. Частое повторение кризисных годов, когда цены на нефть и газ резко падают, вносит значительные изменения в динамику рассматриваемых показателей, и уже нельзя говорить о связи между добычей и чистой прибылью.

Что касается структуры доходов и расходов, то основными доходными статьями доходов от продажи УВС компании является продажа нефти, а наиболее значительными расходными статьями являются операторские услуги, плата налога на пользование недрами, динамика остается неизменной.

Для оценки связи между чистой прибылью и налогами совместили их графики на рисунке 3 и рассчитали коэффициент корреляции Пирсона, на всём рассматриваемом периоде равен -0,14, однако если рассмотреть корреляцию за период с 2002 по 2014 год, коэффициент Пирсона будет равен 0,56. Можно сделать вывод о наличии средней степени связи между добычей и налоговыми выплатами компании, только в периоды стабильных цен на углеводороды.

Величина налога на единицу углеводородного сырья – важный показатель, по которому можно судить о налоговой нагрузке на отрасль. Величина налога на единицу продукции в рассмотренный период менялась в довольно широких пределах: от 11,8\$ /барр.н.э. (в 2015 году) до 1,25 \$/барр.н.э. (в 2005 году). Это связано с косвенной привязкой налога к ценам на углеводороды.

Совместив графики между ценами на продукцию и стоимостью акций компании (рис.4), а так же рассчитав

коэффициент корреляции Пирсона оценка между связями будет очевидна. Коэффициент корреляции Пирсона на всем рассматриваемом периоде равен 0,59, что говорит о средней степени связи между ценами на продукцию и стоимостью акций компании. При устойчивом же росте цен данные акции выглядят перспективным вложением, так как используемые компанией технологии, вероятно, будут очень востребованы в будущем, когда «легкой» нефти останется очень мало, так как компания в основном занимается добычей тяжелой нефти.



Рис. 3. Корреляция подоходного налога и чистой прибыли



Рис. 4. Корреляция цен на продукцию и стоимости акций

По результатам анализа была обнаружена зависимость между рядом показателей, характеризующих деятельность предприятия, по которым можно сделать следующие выводы:

- изменение цен на углеводороды оказывает сильное влияние на финансовые и производственные показатели компании: при снижении цен на продукцию происходит обесценивание активов;
- значительное обесценивание активов приводит к снижению прибыли и даже убыткам, что негативно сказывается на инвестиционной привлекательности компании – падает цена на акции;

Таким образом, компания в настоящее время находится в отрицательной динамике прибыли, сокращает добычу и разведку запасов, и изменение этой ситуации в ближайшем будущем маловероятно. Возможное слияние данной компании с более крупной, как вариант выхода из кризисной ситуации.

#### Литература

1. Официальный сайт Baytex Energy Corp. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.baytexenergy.com/> (дата обращения 16.02.17).
2. Финансовая статистика 2015 Baytex Energy Corp. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.baytexenergy.com/files/pdf/investorrelations/Financial%20Statements/2015%20Annual%20FS%20FINAL.pdf>

### РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОГО ТУРИЗМА

Д.С. Калашникова, А.А. Алаев, С.А. Иштунов

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Правительством Мурманской области одним из стратегических направлений развития до 2020 года и на период до 2025 года определено обеспечение устойчивого экономического роста. От того, насколько уверенно чувствуют себя предприниматели, какие планы они строят, во многом зависит устойчивость роста экономики региона, а значит – уровень и качество жизни людей. Поэтому Мурманская область должна стать регионом, привлекательным для бизнеса, и, развивая свой потенциал и конкурентные преимущества на основе модернизации действующих и создания новых современных высокотехнологичных производств, обеспечить уверенный и сбалансированный рост экономики. Неотъемлемой составляющей данного направления является повышение роли туризма в экономическом и социально культурном развитии региона. Исходя из поставленных задач, к приоритетам государственной политики Мурманской области в сфере развития туризма отнесены:

- развитие туристско-рекреационного комплекса региона, формирование туристской информационной среды;
- развитие арктического туризма и расширение экологически безопасных видов туристской деятельности в Арктике;
- обеспечение рационального природопользования и развития экологически безопасных видов туризма в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера;
- повышение конкурентоспособности регионального туристического продукта;
- развитие туристской инфраструктуры и повышение качества предоставляемых туристских услуг;
- поддержка и продвижение народных и художественных ремесел;
- поддержка и продвижение мероприятий, имеющих туристскую привлекательность (развитие событийного туризма);

- усиление роли туризма в просвещении и формировании духовно- нравственной основы развития общества;
- реализация воспитательной и культурно-познавательной функции туризма в работе с молодежью;
- повышение безопасности туристской деятельности с учетом экологических и социально-культурных рисков при использовании туристских ресурсов.

В Мурманской области внедряется комплексный подход к социально- экономическому развитию путем реализации эффективной кластерной политики. Создание и развитие кластеров является эффективным механизмом привлечения инвестиций и активизации экономической интеграции. Согласно Стратегии социально-экономического развития Мурманской области до 2020 года и на период до 2025 года, в Мурманской области формируется туристско-рекреационный кластер, который будет состоять из нескольких направлений: горнолыжный туризм, экологический туризм, рекреационное рыболовство, активный туризм (сплав и подъем по рекам, снегоходный, пеший и велосипедный туризм), этнокультурный туризм, круизный и деловой туризм в Мурманске. Региональный туристско-рекреационный комплекс будет ориентирован, в первую очередь, на активно формирующийся в России средний класс, а также зарубежных контрагентов.

Туристский и рекреационный кластер имеет пространственно-распределенную структуру с ярко выраженными функциональными центрами. Центры отвечают за прием и распределение туристского потока. Основные центры локализованы в Мурманске (деловой и конгресс-туризм, туризм одного дня с последующей организацией туров по Мурманской области, стартовая точка круизного туризма) и в Кировско-Апатитском районе (активные виды туризма, в том числе горнолыжный туризм, в более долгосрочной перспективе - центр приема туристов для организации туров в Ловозерский район). Вспомогательные центры в перспективе возникнут в Терском, Ловозерском и Печенгском районах. Первые поселения поморов на Кольском полуострове, петроглифы Канозера). Реки с крупной и стабильной популяцией лососевых, живописная природа имеют потенциал для развития здесь широкого спектра туристических продуктов. К туристическим продуктам можно отнести:

- морские прогулки;
- морские фото – сафари и экскурсии для наблюдения за морскими животными и птицами;
- «знакомство с бытом поморов» с плаванием на традиционных поморских судах;
- организация 3-5-дневных морских экскурсий «Кандалакша – Соловки»;
- рыболовные туры по принципу «поймал-отпусти»;
- пешие маршруты;
- сплавы по рекам и их комбинации.

Организационно-методический и координационный центры кластера предполагается создать на основе существующих специализированных ассоциаций туристской Мурманска. В формировании научно-образовательного модуля будут задействованы Институт экономических проблем КНЦ РАН, МГТУ, Мурманский государственный гуманитарный университет, Мурманская академия экономики и управления, Международный институт бизнеса и образования и другие научные и образовательные организации. Интенсивное развитие регионального туристско-рекреационного комплекса в свою очередь будет способствовать созданию на втором этапе реализации Стратегии кластера северного дизайна и традиционных ремесел, деятельность которого будет ориентирована как на внутри российское потребление, так и на внешние рынки.

При своей ярко выраженной пространственно-распределенной структуре, обусловленной развитием индивидуального, ручного производства продукции традиционных ремесел, а также стилизованных или новых творчески смоделированных и уникальных видов продукции, формируемый кластер имеет ярко выраженный колорит и узнаваемость. Он будет локализован в местах компактного проживания саамов и старожильческого населения, в первую очередь в Ловозерском и Терском районах.

#### Литература

1. Адашова Т.А. Особенности развития арктического туризма / Современные проблемы сервиса и туризма. – 2014. – № 1. – С. 112.
2. Семухина Е.В. Туристский потенциал арктической зоны Российской Федерации // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2015. – Т. 22. – С. 26–30. URL: <http://e-koncept.ru/2015/95228.htm> (дата обращения 02.02.2017).



**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТОВ  
ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**П. Ю. Калинин, Е.Я. Саксонова**

*Научный руководитель доцент М. Р. Цибулькикова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Комплексный подход к проектированию месторождений нефти и газа приобретает все большее значение. Реализация этого подхода, в связи с ситуацией истощения запасов нефти и газа ведущих месторождений России и изменением экономических условий, а также влиянием кризисных явлений в экономике, крайне важна. Это делает актуальным вопрос увеличения гибкости планирования развития нефти и газо добывающих компаний на перспективу. Решить этот вопрос может разработка комплексных программ «Пласт–обустройство–экономика».

Использование комплексного подхода к проектированию месторождений нефти и газа более эффективно на этапах начала планирования: разработки концепции проекта и оценки составляющей эффективности освоения месторождений. При необходимости, корректировки на начальных этапах запуска проекта, минимальные финансовые расходы и трудовые затраты, напрямую влияют на итоговый результат. Корректировки на более поздних стадиях повлекут за собой необходимость привлечения гораздо больших средств и может негативно повлиять на конечный результат. Из этого следует, что комплексное планирование реализации проекта становится важнейшим инструментом принятия решений на ранних стадиях проектирования и прогнозирования освоения месторождений.

Выработка подходов планирования и выработки концепции в ряде ведущих зарубежных компаний, таких как: Chevron, Shell, BP, было связано с необходимостью разработки эффективных вариантов эксплуатации и обустройства месторождения, экономически и технологически выгодных.

Для создания единой комплексной модели месторождения в разных компаниях внедрялись индивидуальные программы, разработанные различными компаниями. В них предусматривался обмен сведениями между модулями (пласт, поверхность, экономика). Основная идея разработки алгоритмов было связано с это изысканием эффективной методики проектирования.

Основной чертой комплексного подхода к проектированию западными специалистами, является учёт неопределённости информации проектных данных, влияющими на итоговый результат: NPV, добычу газа и нефти. Неопределённости означают, отсутствие части сведений об экспериментальном объекте. В этих условиях более логичным является применение методов вероятного моделирования. На разработку такого подхода направлен настоящий эксперимент, определяющий его значимость.

Сегодня наметилась серьезная востребованность в увеличении гибкости развития месторождений на перспективу. Это привело в необходимости разработки комплексной модели «Пласт–обустройство–экономика». Интегрированное планирование дало возможность решить ряд основных вопросов эксплуатации месторождений с хорошей эффективностью, а именно:

1. Провести мониторинг текущего состояния компании. Подобрать наилучшие пути развития инфраструктуры месторождений, в том числе, организовать систему сбора информации о продукции скважин и логистики добываемой продукции.
2. Разработать шаги по эффективной эксплуатации нефтепромысловых объектов, а именно:
  - определить оптимальный темп бурения новых скважин;
  - организовать учёт активов инфраструктуры предприятия;
  - оптимизировать обустройство объектов на поверхности с учётом необходимых ограничений;
  - произвести расчёт коэффициентов сложности условий планового запуска кустовых площадок и объектов.

С целью эффективного решения этих вопросов произведена разработка первичной цифровой модели обустройства месторождений с использованием программы для ЭВМ «Комплекса Инструментов для Нефтяного инжиниринга», общей модели обустройства, структуры сбора базы данных. Такой подход позволяет провести качественную оценку экономического эффекта от освоения месторождений.

Для реализации этой идеи, первоначально, были сформированы дисциплинарные команды, в состав которых входили узкие специалисты по разработке, наземному обустройству, технологиям добычи нефти. Следующим этапом стало развитие инструментов комплексного проектирования.

Интегрированный проект в корне отличается от уже существующих тем, что позволяет совместить информацию о деятельности департаментов нефтяной компании и её дочерних предприятий.

Вследствие обширности территории и специфики районов добычи нефти (действующий фонд ОАО «Нефтегазовая компания «Роснефть» по состоянию на 1 января 2016 год составлял 17576 скважин), комплексное проектирование было проведено на базе КНИПИ.

С целью эффективности решения обозначенных выше вопросов, активно внедрился и проходит дальнейшее модернизирование уникальный программный комплекс «Геология и добыча». Он состоит из трех модулей:

1. «Разработка». Включает в себя: материальный баланс пласта месторождения и моделей-прокси.
2. «Обустройство». Сюда входит: разработка моделей расположения на топографической карте объектов; расчёты гидравлики трубопроводов; профиль дизайн и финансовый баланс объектов; расчёт энергопотребления; выбор оборудования насосной станции.
3. «Экономика». Включает в себя расчеты финансовых показателей: рентабельности, инвестиций и других.

Все модули неразрывно связаны и между ними происходит обмен данными. Практическое использование программного продукта позволило эффективно решить ряд вопросов:

1. Выбор наиболее эффективного отхода при кустовании скважин.

2. Выбор оптимального размера кустовой площадки. Снижение размеров и объёма отсыпки кустовой площадки гарантируется за счёт сокращения расстояния между скважинами.
  3. Подбор наиболее эффективного темпа бурения новых скважин.
  4. Методы оценки рентабельности кустов и технико-экономический рейтинг бурения новых скважин.
- Для оценки экономического эффекта от строительства установок раннего сброса воды на объектах Приобского месторождения использовались данные расчётов ОПЕХ (операционных затрат).

Расчет показал следующие данные:

Дебит:

- жидкости, м<sup>3</sup> в сутки – 29516;
- нефти, т/сутки – 6534;
- воды, т/сутки – 21912;
- накопленный дисконтированный доход (NPV), млн. рублей – 225,2;
- внутренняя норма прибыли (IRR) – 579 %;
- рентабельность инвестиции – 5,8;
- DPP, число лет – 1,2.

Для сравнения, ниже представлен расчёт экономической эффективности расширения УПСВ 4 Барсуковского месторождения в классическом варианте. В расчёте использовались фактические сведения по уровням добычи жидкости, нефти и воды, согласно которым были рассчитаны показатели экономической эффективности расширения месторождения. Данные приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Экономическая эффективность расширения УПСВ-4**

Показатели	Годы										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Добыча нефти, млн.т.	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,04	1,04	1,02	1	0,9	10,8
Добыча жидкости, млн. м <sup>3</sup>	16,1	14,9	14,4	14,4	15,2	16,1	16,5	16,7	16,7	16,2	157,1
Затраты всего (орех+сарех), млн. руб.	597,5	54,3	54,3	54,3	54,3	54,3	54,3	54,3	54,3	54,3	1086
Доходы + экономия, млн.руб.	370,4	26,5	27,8	29,3	30,9	32,9	35	37,5	40,3	43,5	674,3
Затраты на строительство водопровода, млн. руб.	344,9										344,9
Экономия затрат на перекачку жидкости, млн.руб.	18,3	20,1	22,1	24,3	26,8	29,5	32,4	35,6	39,2	43,1	291,5
Накопленный дисконтированный поток наличности, млн.руб.	-172,8	-150,7	-131,4	-114,4	-99,5	-86,3	-74,5	-64,1	-54,7	-46,3	

Выводы: В ходе расчёта эффективности расширения УПСВ4 Барсуковского месторождения по новой комплексной программе «Пласт – обустройство – экономика», были выяснены инвестиционные вложения в проект (46 252 тыс. рублей), при ставке дисконтирования 20 %, IRR= 11,9 % и PI = 0,77. Комплексная оценка показала, что расширение УПСВ4 не соответствует требованиям проекта. Ранее, применение других программ, этого выявить не могли. Расчёт показал актуальность применения метода раннего сброса попутно добываемой воды с использованием трубных устройств на ряде месторождений ОАО «Нефтегазовая компания «Роснефть».

Научная новизна результатов работы от применения комплексной программы показала необходимость:

1. Проведения разработки первой цифровой комплексной модели обустройства месторождений в комплексе программ «Геология и Добыча», формированию программы инвестиций на обустройство новых скважин, организации геологоразведочных технических мероприятий под плановые сценарии и фактические условия.
2. Разработки методики комплексного проектирования, реализации правил эффективного развития месторождений, направленных на поиск и выявлении лучшего варианта их развития.
3. Разработки методов выявления резервов объектов инфраструктуры по дополнительной добыче жидкости для различных объектов системы нефтедобычи. Внедрения метода расчёта обводнённости добываемой продукции на выходе из объектов подготовки нефти при перевыполнении плановых показателей по объёму входящей жидкости. Доказано, что при большом отклонении обводнённости добываемой нефти от планового срока работы сепараторов, прогноз качества подготовки, страдает значительно. Приоритетным методом прогноза выбран способ симуляции отстоя жидкости с изначальным приспособлением расчётной модели под фактический режим действия сепараторов.
4. Разработки алгоритмов эксперимента чувствительности сведений проектов нефтегазового комплекса к динамике добычи нефти.

**Литература**

1. Абрамов А.В. Методы и алгоритмы определения резервов наземной инфраструктуры нефтяных месторождений и их практические приложения (часть 2) [Текст]// Научно-технический вестник ОАО «Нефтегазовая компания «Роснефть». – 2014. – № 34. – С. 55–59.

2. Алексеева А.И. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности [Текст] // – г. Москва: Финансы и статистика, 2013. – 672 с.
3. Вавилов Н.В. Система мониторинга обустройства месторождений [Текст] // Тезисы докладов V научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». – г. Уфа, 2012. – С. 14.
4. Хасанов М.М. Системно-структурированный подход к проектированию [Текст] / М. М. Хасанов, В. Н. Суртаев, П.А. Тарасов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 71-75.
5. Стандарт ОАО «Нефтегазовая компания «Роснефть» «Подготовка, экспертиза и защита интегрированных проектов разработки месторождений» (№ П1-01.03 С-0007), утвержден Приказом ОАО «Нефтегазовая компания «Роснефть» от 17.06.2014.

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА ОБУСТРОЙСТВА ПРИРАЗЛОМНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П.Ю. Калинин

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькиова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время инвестиционная деятельность представляет собой один из наиболее важных аспектов функционирования коммерческой организации. Причинами, обуславливающими необходимость вложения инвестиций в проект обустройства Приразломного нефтяного месторождения, является обновление имеющейся материально-технической базы, наращивание объемов производства, освоение новых видов деятельности. Приразломное месторождение на сегодняшний день является единственным действующим в России проектом по добыче углеводородов на шельфе Арктики. Основным объектом обустройства месторождения является морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная». Для достижения намеченных целей и соответствующих результатов предполагает осуществление определенных единовременных и текущих затрат. Проект является широкомасштабным.

Нефтедобывающая морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» была создана специально для разработки Приразломного месторождения. Она обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение, добычу, хранение нефти, подготовку и отгрузку готовой продукции. Приразломное нефтяное месторождение открыто в 1989 году. Расположено на шельфе Печорского моря. Извлекаемые запасы нефти составляют более 70 млн. тонн. Средний уровень добычи нефти более 6 млн. тонн в год. Фонд скважин 36 шгук. Продуктивные горизонты относятся к пермско-каменноугольным отложениям и залегают в интервалах на глубине 2 300–2 700 метров [6]. В 2011 г. на шельфе Печорского моря была установлена первая российская морская стационарная ледостойкая платформа (МСЛП) для освоения нефтяного месторождения Приразломное.

«Приразломная» проектировалась с учетом характеристик арктического региона и рассчитана на эксплуатацию в экстремальных природно-климатических условиях, отвечает самым жестким требованиям безопасности и способна выдержать максимальные ледовые нагрузки. Устья всех скважин, которые планируется пробурить на месторождении, находятся внутри платформы. Основание одновременно является буфером между скважиной и открытым морем. Кроме того, установленное на скважинах оборудование призвано предотвратить возможность неконтролируемого выброса нефти или газа. Отгрузочная линия по перекачке нефти на танкер оборудована системой аварийной остановки и закрытия, которая срабатывает мгновенно. Круглосуточный контроль состояния «Приразломная» обеспечивает специальная система, состоящая более чем из 60 датчиков, моментально реагирующих на изменения в ее работе.

Общественная значимость проекта определяется стратегией «Газпрома». На шельфе РФ, начиная с 2017 года, предлагается комплексный подход к обустройству месторождений Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей. В основе подхода лежит разработка групп близко расположенных месторождений, что позволяет оптимизировать затраты и создает условия для совместной разработки крупных и относительно небольших морских месторождений. В Печорском море планируется совместная разработка Приразломного и Долгинского нефтяных месторождений. Результаты реализации проекта окажут прямое влияние на стоимость конечного продукта, экологическую и социальную обстановку [6].

Инвестиции, задействованные в проекте были направлены на обустройство месторождения, повышение эффективности добычи нефти и оптимизацию текущих затрат путем применения инновационных ресурсосберегающих технологий. Оценка проекта осуществлялась по различным критериям. Проект по разработке и обустройству нефтяного месторождения включает бурение добывающих и нагнетательных скважин, строительство выкидных трубопроводных линий, пунктов налива, установки подготовки нефти (УПН), резервуарного парка, дожимных насосных станций на месторождениях, магистрального нефтепровода, объектов производственной инфраструктуры (водоснабжение и канализация, электроснабжение, автодороги, базы производственного обслуживания).

Разбуривание месторождений осуществлялось вертикальными скважинами. Для транспортировки добываемой нефти применялся трубопроводный транспорт. Исходная информация, характеризующая технико-технологические, организационные и маркетинговые параметры проекта разработки и освоения нефтеносного участка (объемы добычи нефти, нормы расхода отдельных видов ресурсов, объем бурения), заимствована из соответствующих разделов ТЭО проекта. Остальная установочная информация, отражающая условия проведения

расчетов, информация о макроэкономической ситуации готовилась экономистами-менеджерами проекта [5].

В таблице 1 приведены общие установочные данные, характеризующие условия проведения расчетов, в том числе: длительность расчетного периода, длительность одного интервала планирования, тип расчета.

Расчетный период определялся исходя из срока жизни проекта и требований к детализации расчетов.

Таблица 1

Параметры расчетов (по состоянию на 01.09.2016 г.)

Параметры расчетов	Выбор параметров
Жизненный цикл проекта, интервалов	10
Интервал расчета	один год
Валюта для расчета	рубль
Учет инфляции и неоднородности цен	без инфляции
Количество видов капитальных затрат	16
Количество элементов текущих затрат	14
Условия взаимодействия с государством	действующая система
Ежемесячный темп инфляции; то же, в годовом выражении	1,125%; 13,5%
Средний уровень мировой цены нефти (по состоянию на 01.09.2016 г.)	47,28 долл./бар.
Ставка рефинансирования ЦБ	8%
Минимальный уровень оплаты труда	5 630 руб.
Прогнозируемый курс доллара	59,7 руб.
Ставка дисконта	10%

Данные показывают, что при проектировании, расчетный период выбран в соответствии со сроком службы нефтяных добывающих скважин, который составляет 10 лет [5]. За интервал расчета принят год.

Добываемая нефть будет реализовываться на внешнем и внутреннем рынке. В соответствии с имеющейся информацией о динамике цен на соответствующих шагах расчетного периода можно выполнить расчеты и в прогнозных ценах (с учетом инфляции). При выполнении расчетов в прогнозных ценах следует помнить, что инфляция оказывает неодинаковое влияние на изменение стоимости различных элементов производственных издержек. В данной связи существует необходимость прогнозировать динамику цен по каждому из них.

Таблица 2

Показатели инфляции по видам затрат (в %)

Показатели	Жизненный цикл проекта, интервалы									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Общее изменение цен	0,90	0,90	0,69	0,65	0,65	0,65	0,55	0,55	0,55	0,55
Изменение цен на капитальные затраты	0,80	0,80	0,80	0,74	0,74	0,74	0,69	0,69	0,69	0,69
Изменение цен на материальные затраты	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,71	0,71	0,71	0,71
Изменение оплаты труда	0,50	0,50	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Изменение цен на продукцию	0,20	0,20	0,82	0,82	0,73	0,73	0,67	0,67	0,67	0,67

Выручка от реализации продукции формирует основную часть доходов, генерируемых проектом, и в конечном итоге определяет его будущую эффективность. В четвертом году реализации проекта объем реализации достигает своего максимума (165 866 тонн – для экспортируемой нефти, 71 086 тонн – для нефти на внутренний рынок). Начиная с пятого года объем реализации постепенно падает. Выручка от реализации за все периоды нефти на внешний рынок составит 15 405 336 тыс. рублей, нефти на внутренний рынок – 8 337 981 тыс. рублей. Общая выручка от реализации нефти на внешнем и внутреннем рынке составит 24 014 554 тыс. рублей, таможенные пошлины составят 1 549 659 тыс. рублей.

Оценка эффективности проекта обустройства Приразломного месторождения показала, что в ходе реализации данного проекта, Приразломное нефтяное месторождение, несмотря на общее негативное изменение цен на сырье, приносит стабильный доход. Положительным фактором к этому явилась возможность диверсификации (выхода на новые рынки) сырья и сбыта продукции. Достижение социального эффекта позволяет сделать вывод об экономической целесообразности проекта.

#### Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений. – М.: Финансы и статистика, 2014. –179 с.
2. Бромвич М. Анализ экономической эффективности капиталовложений. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 73 с.
3. Гаврелюк Е.А. Оценка эффективности проекта обустройства нефтяных месторождений // Международный

- научно-исследовательский журнал № 20. – 2015. – С. 38-42.
4. Кудинов В.И., Желтов Ю.В. Создание и промышленное внедрение новых высокоэффективных технологий разработки месторождений вязких нефтей в сложных геологических формациях. – Ижевск: 2013.– 238 с.
  5. Норткотт Д. Принятие инвестиционных решений. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2014. – 247 с.
  6. Приразломное месторождение / О «Газпроме» / Производство / Проекты / Месторождения. [Электронный ресурс] // Официальный сайт «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/pnm/> (дата обращения 30.01.2017).

## ДИНАМИКА ГОСУДАРСТВЕННОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ ВОСПРОИЗВОДСТВА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Е.И. Капустин

Нучный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В 2013 году была разработана государственная программа «Воспроизводство и использование природных ресурсов», разработчиком и исполнителем которой является Минприроды России. Данная программа реализуется в период с 2013 года по 2020, и ставит перед собой следующие задачи: получение информации и повышение геологической изученности всех территорий Российской Федерации, а также ее континентального шельфа, Арктики и Антарктики, обеспечение рационального использования минерально-сырьевых ресурсов и воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Для реализации поставленных данной программой «Воспроизводство и использование природных ресурсов» задач в 2016 проводился широкий комплекс геологоразведочных работ на углеводородное сырье на территории всех федеральных округов (ФО) (за исключением Центрального), охватывая практически все нефтегазоносные провинции России, а также акватории арктических и дальневосточных морей. Общее финансирование составило 13,642 млрд руб.

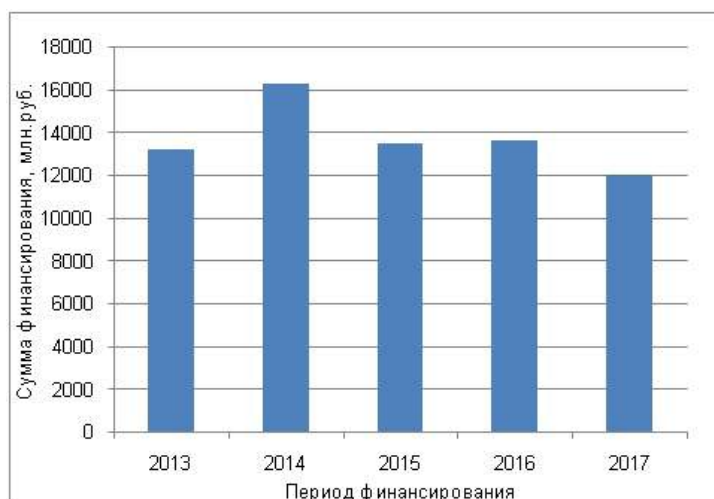


Рис. 1. Диаграмма 1 Затраты федерального бюджета на проведение геологоразведочных работ (ГРР) по углеводородному сырью

Работы проводились на 77 объектах, наибольшее количество которых сконцентрировалось в Сибирском ФО (24), на континентальном шельфе (11), в Уральском ФО (10) и Дальневосточном ФО (10). Максимальный объем затрат пришелся на Сибирский ФО – 5 млрд руб. (37,3 %). Основной объем финансирования был использован на региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D (83 %).

Целью геолого-разведочных работ является: уточнение геологического строения перспективных территорий нераспределенного фонда недр, локализация прогнозных ресурсов нефти и газа и подготовка на этой основе лицензионных участков для выставления их на аукционы для последующего проведения на них поисково-разведочных работ силами недропользователей.

В Северо-Западном ФО работы велись на 5 объектах преимущественно в северо-западной и северо-восточной фланговых частях Тимано-Печорской провинции, а также в области сочленения Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций (НГП). Завершены сейсморазведочные работы МОГТ 2D в Коротаихинской впадине, Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоне и на их акваториальных продолжениях, где основные перспективы связаны с карбонатными палеозойскими толщами автохтона, а также с пермско-триасовой щетиной частью разреза. Выявлено 17 перспективных объектов. Завершены работы по разработке критериев прогноза и оценке потенциальных ресурсов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах участков нераспределенного фонда недр Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП. Определены

показатели экономической оценки, размеры минимальных разовых платежей для проведения аукционов и конкурсов при лицензировании. Даны рекомендации по проведению ГРП на нераспределенном фонде недр, выделены 12 перспективных участков для лицензирования в Тимано-Печорской НГП.

На территории Приволжского ФО за счет средств федерального бюджета ГРП проводились на 3-х объектах. По результатам работ в акватории р. Волга на доманиковые отложения Бузулукской впадины и в зонах распространения тяжелых нефтей в пермских отложениях Волго-Уральской НГП прогнозируется выявление нефтегазоперспективных объектов с оценкой локализованных ресурсов в объеме порядка 315 млн тонн усл. углеводородов. По итогам проведенных геолого-геофизических и геохронологических исследований додевонских отложений создается комплект карт, отражающих особенности строения структурных этажей протерозоя Волго-Уральско НГП.

В Южном и Северо-Кавказском ФО геолого-разведочные работы проводились на 7 объектах. Результат работ – уточнение строения и запасов мелких месторождений Волгоградской области и Республики Калмыкия за счет выявления пропущенных залежей. Завершены полевые сейсморазведочные работы по уточнению геологического строения юрского подсолевого комплекса Терско-Каспийского прогиба и зоны сочленения с Ногайской ступенью. По предварительным данным намечен ряд подсолевых структур, в том числе, биогермного типа, перспективных для поисково-разведочных работ.

На территории Уральского ФО геологоразведка проводилась на 10 объектах. Большинство объектов приурочено к выделенным ранее нефтегазоперспективным Карабашской и Гыдано-Хатангской зонам.

В Дальневосточном ФО работы велись на 10-ти объектах и были направлены на изучение перспективных территорий Восточной Сибири в зоне трассы нефтепровода ВСТО в пределах Республики Саха (Якутия), а также в малоизученных районах Камчатки, Амурской области и Сахалина. Выполнены полевые сейсморазведочные работы на Рекинической площади Камчатского края.

В Сибирском ФО геолого-разведочные работы велись на 24 объектах. Исследования приурочены к трассе нефтепровода ВСТО в пределах северных склонов Байкитской и Непоко-Ботуобинской антеклиз, Бахтинского мегавыступа, южной части Курейской синеклизы Ангаро-Ленской ступени. Реализуется программа геологического изучения территории Енисей-Хатангской, Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской нефтегазоносных областей с целью подготовки объектов к лицензированию. Уточнена оценка ресурсов углеводородного сырья мезозойских и палеозойских отложений Енисей-Хатангского прогиба. В районах перикратонного обрамления Сибирской платформы в пределах Предверхоянского, Предсеттедабанского и Предпатомского прогибов выявлены перспективные ловушки, дан прогноз нефтегазоносности и сформулированы рекомендации по дальнейшим направлениям работ на изучаемой территории. Объем финансирования на проведение геологоразведочных работ остается на одном уровне в последние три года, что представлено в таблице 1.

Таблица 1

Объем финансирования Сибирского ФО на проведение ГРП по углеводородному сырью

Период финансирования	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Объем финансирования	6,68 млрд. руб.	7,87 млрд. руб.	4,97 млрд. руб.	5 млрд. руб.	4,85 млрд. руб.
Доля от общего финансирования ГРП по углеводородному сырью	45%	48%	37%	37,3%	40%

На континентальном шельфе РФ геологоразведочные работы на нефть и газ проводились на 11 объектах. В пределах периокеанических прогибов Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана по данным сейсморазведки 2D изучены разрез, структурные особенности и мощности осадочного чехла, уточнена сейсмостратиграфическая модель строения окраинно-шельфовых структур моря Лаптевых, выявлены предпосылки УВ-накопления, дана оценка перспектив нефтегазоносности региона.

В текущем году проводились работы по 7 объектам, непосредственным заказчиком которых являлось Федеральное агентство по недропользованию. В рамках данных объектов выполнялся мониторинг состояния фонда глубоких скважин на нефть и газ, пробуренных за счет федерального бюджета и находящихся на нераспределенном фонде недр; осуществлялось комплексное сопровождение исполнения полевых геофизических работ на 51 объекте. Проанализирована сырьевая база УВ сырья и ее изменения в процессе доразведки и промышленного освоения месторождений; проведена комплексная интерпретация ретроспективных сейсмических материалов Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Северо-Кавказской и Лено-Тунтусской НГП с целью подготовки участков недр для лицензирования. Проводились работы по выявлению, обследованию и ликвидации экологически опасных глубоких скважин, находящихся на нераспределенном фонде недр. Всего было обследовано 500 потенциально экологически опасных скважин, а также выполнены ремонтно-изоляционные работы на 52 из них в Республике Башкортостан, Краснодарском крае, Астраханской, Новгородской и Тюменской областях.

В целом по Российской Федерации в результате выполненных исследований по предварительной оценке будут локализованы ресурсы углеводородного сырья в объеме 6,2 млрд тонн условного топлива.

В рамках реализации программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов» на 2017 г. сохраняются главные направления и задачи, решаемые в предшествующие годы. Проведение геологоразведочные работы на углеводородное сырье планируется в пределах наиболее перспективных зон нефтегазоносных провинций России. В перечень 2017 г. рекомендуется включить 46 объектов, в том числе, 30 переходящих и 16 новых.

Предварительный объем финансирования составляет 12047,3 млн руб., а основная доля приходится на Сибирский, Дальневосточный и Уральский округа, что представлено в таблице 2.

Предстоит работа по 7 объектам параметрического бурения, в том числе, по 4 новым (Центрально-Сибирский, Уральский, Северо-Западный федеральные округа).

Таблица 2

*Наиболее финансируемые округа на проведение ГРП по углеводородному сырью*

Федеральные округа	Объем финансирования	Доля от общего финансирования ГРП по углеводородному сырью
Сибирский	4,85млрд. руб.	40%
Дальневосточный	2,27млрд. руб.	18,8%
Уральский	1,54млрд. руб.	12,8%

**Литература**

1. Итоговый доклад «О результатах и основных направлениях деятельности Роснедр за 2015 год и задачах на 2016 год». [Электронный документ]. URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8472.html>. (Дата обращения: 22.03.2016).
2. Постановление Правительства РФ № 322 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов»». [Электронный документ]. URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70540950/>. (Дата обращения: 29.04.2014).
3. Протокол заседания Научно-технического совета Федерального агентства по недропользованию. [Электронный документ]. URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8920.html>. (Дата обращения: 25.11.2016).

**ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИНЦИПА СВОБОДЫ ДОГОВОРА  
В ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОМ ПАРТНЕРСТВЕ**

**К.О. Кириллов**

*Научный руководитель профессор Е.С. Болтанова*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Государственно-частное партнерство (далее также – ГЧП) достаточно тесно связано с природными ресурсами, так как для возведения подавляющего большинства объектов в рамках ГЧП необходимо использование земельных участков и водных объектов. Кроме того, ГЧП является важным инструментом, позволяющим развивать экономику при помощи привлечения частных средств. Согласно данным Ассоциации «Центра развития ГЧП» на 2016 г. в России на разных стадиях реализации находилось порядка 1 300 проектов на общую сумму 640,3 млрд. руб., что составляет около 1 % ВВП. В специальном исследовании («Развитие государственно-частного партнерства в России в 2015–2016 годах. Рейтинги регионов по уровню развития ГЧП») сделан вывод, что ожидаемый рост инвестиций должен составить до 4–5 % от ВВП, но указывается на необходимость совершенствования ФЗ, регулирующего ГЧП [1]. В связи с этим, рассмотрение договора и ограничений его свободы в сфере ГЧП является весьма актуальной задачей.

Принцип свободы договора закреплен в качестве одного из начал гражданского законодательства. Более детально данный принцип закреплен в ст. 421 ГК РФ. Анализируя положения данной статьи, можно сделать вывод, что данный принцип предоставляет свободу в заключении договора, выборе контрагента, определении вида и конструкции договора, установлении условий договора, а также простой порядок заключения договора (оферта-акцепт). При этом стоит отметить, что согласно ст. 422 ГК РФ договор должен соответствовать требованиям закона.

Проанализировав законодательство, можно сделать вывод, что ограничение принципа свободы договора необходимо для одной из следующих целей: защита более слабой стороны договора (например, ст. 426 ГК РФ – публичный договор), защита интересов третьих лиц (например, право кредитора требовать признания договора продажи предприятия недействительным), либо защита интересов общества и государства.

При рассмотрении ограничения принципа свободы договора в государственно-частном партнерстве стоит отметить, что в п. 6 ст. 4 ФЗ от 13.07.2015 г. № 224-ФЗ «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – ФЗ «О государственно-частном партнерстве») содержится принцип свободы заключения соглашения. В литературе существует позиция, согласно которой, данный принцип включает в себя недопустимость понуждения и право сторон на определение условий [2]. Представляется, что данная

позиция не совсем верна, так как, во-первых, в формулировке данного принципа отсутствует указание на свободу в определении условий, а во-вторых, в п. 3 ст. 3 ФЗ «О государственно-частном партнерстве» говорится, что соглашение о государственно-частном партнерстве заключается на условиях, установленных названным законом. Таким образом, можно сделать вывод, что принцип свободы договора, закрепленный в гражданском кодексе, шире принципа свободы заключения соглашения, нашедшего отражение в специальном законе «О государственно-частном партнерстве».

Анализ действующего законодательства позволяет сделать вывод, что в договорных отношениях при государственно-частном партнерстве ограничиваются три элемента свободы договора: свободное определение вида и конструкции договора, свободное установление условий, свободный (общий) порядок заключения.

Во-первых, что касается свободы определения вида и конструкции договора, то здесь стоит отметить, что по общему правилу, законодатель предоставляет участникам гражданских правоотношений достаточное для основных экономических отношений количество поименованных договоров. Для специфических отношений участникам позволено создать особый вид соглашения со своей юридической конструкцией (непоименованный договор). При этом оформление отношений государственно-частного партнерства возможно лишь соглашением о партнерстве. Данное ограничение объясняется необходимостью единообразия вида оформляемых взаимоотношений. Следовательно, у потенциальных партнеров отсутствует возможность выбирать вид договора. Как представляется, такой подход законодателя справедлив, поскольку наличие свободы в выборе договорной конструкции приведет к усложнению в достижении целей государственно-частного партнерства.

Во-вторых, возможность субъектов договора определять его условия является важным элементом принципа свободы договора, так как в частности обеспечивает достижение согласования интересов сторон, а в целом – позволяет эффективно развиваться экономике. Общее ограничение данного принципа в гражданском праве заключается в том, что условия договора должны соответствовать правилам, действующим в момент его заключения. При этом используются диспозитивный и императивный методы в формировании условий соглашения. В соответствии с первым методом применяется условие, предусмотренное определенной нормой законодательства, поскольку стороны не исключили или не изменили его в своем соглашении, императивный же метод заключается в запрете на установление определенных условий в договоре, нарушение которого ведет к признанию недействительным этого условия или договора в целом. В регулировании отношений, возникающих при государственно-частном партнерстве, наблюдается преобладание императивного метода. Так, в ст. 12 ФЗ «О государственно-частном партнерстве» приведен обширный перечень существенных условий, без которых соглашение будет считаться недействительным. Кроме того, у частного партнера практически отсутствует возможность влиять на эти условия. Можно говорить о существовании такой возможности только, если предложение о партнерстве исходит от частного партнера, который может предложить проект соглашения о партнерстве. При участии в конкурсе на заключение соглашения частный партнер также предлагает свои условия, однако, чтобы победить, они должны быть наиболее выгодны для публичного партнера. Что касается возможности изменения условий после победы на конкурсе, то здесь у частного партнера есть возможность предложить изменить только факультативные элементы соглашения. Изменение же существенных условий допустимо лишь при невозможности реализовать соглашение в установленные сроки из-за непреодолимой силы, либо существенного изменения обстоятельств, исходя из которых, стороны заключали соглашение, либо при невозможности исполнения обязательств из-за действия, бездействия органов государственной власти, местного самоуправления или должностных лиц.

Таким образом, в государственно-частном партнерстве наблюдается значительное ограничение возможности влиять на условия соглашения. Однако, принимая во внимание, что в качестве частных партнеров выступают профессиональные участники рынка, данное ограничение позволяет государству эффективно распоряжаться принадлежащими ему объектами.

И, наконец, проявлением ограничения свободы договора является порядок заключения соглашения. В силу объемности этого вопроса, отмечу только порядок заключения соглашения о реализации проекта, предложенного частным партнером, так как в целом система заключения договора на основании торгов не является новой для нашего законодательства. Итак, для того, чтобы заключить соглашение, частный партнер должен предоставить своей проект публичному партнеру, тот, в случае возможности реализации, направляет проект уполномоченному органу, который в свою очередь проводит оценку эффективности и определяет его сравнительное преимущество. Если получено положительное заключение, то проект направляется в орган государственной власти или орган местного самоуправления, которым принимается решение о реализации проекта, на основании которого публичный партнер проводит конкурс.

Таким образом, для того чтобы частному партнеру заключить соглашение о партнерстве, необходимо проделать объемную, а также затратную работу по разработке предложения, после чего необходимо выиграть конкурс, предложив самые выгодные условия. При этом срок без учета времени на начальную разработку проекта частным партнером может составить до одного года. Можно предположить, что данное ограничение создано для того, чтобы избавить государство от убыточных или ненужных проектов. Представляется, что данное решение является чрезмерно громоздким. В литературе справедливо предлагается дифференцировать процедуры по содержанию на федеральные, региональные, муниципальные [3].

Подводя итог, стоит заметить, что существование государственно-частного и муниципально-частного партнерства основано на том факте, что: публичный партнер обладает большим количеством объектов, но ему недостаточно административных и финансовых ресурсов для реализации успешных проектов с имеющимися объектами; частный партнер имеет финансы и (или) профессиональные знания для реализации проекта.



При этом для дополнительной защиты таких объектов государство через специальные нормы устанавливает специальные (во многом императивные) нормативно-правовые правила, ограничивающие общий принцип свободы договора. В том числе и по этой причине не стоит забывать о необходимости строгого контроля за реализацией проектов, предложенных частными партнерами.

#### Литература

1. Исследование «Развитие государственно-частного партнерства в России в 2015–2016 годах. Рейтинг регионов по уровню развития ГЧП» / Ассоциация «Центр развития ГЧП», Министерство экономического развития Российской Федерации. – М.: Ассоциация «Центр развития ГЧП», 2016. – 36 с.
2. Комментарий к Федеральному закону «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (научно-практический, постатейный) / Е. В. Гриценко, Е.А. Дмитрикова, А.К. Долгов и др.; под ред. В. Ф. Попондопуло, В. В. Килинкарлова. – М.: Инфотропик Медиа, 2016. – 352 с.
3. Шарاپов В. В. О государственном (муниципальном) частном партнерстве // СПС КонсультантПлюс. 2016.

### МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНЦИЙ ПЕРСОНАЛА

**А.А. Кирягина**

*Научный руководитель старший преподаватель Е.М. Вершкова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Из-за интенсивного развития и постоянного совершенствования технологий в организациях нефтяной и газовой промышленности увеличивается и количество обслуживающего персонала, меняется его состав по профессиям, категориям, специальностям. В докладе глобального института Mc Kinsey (MGI) «Эффективная Россия», в котором дана оценка по уровню отставания Российских компаний от мировых лидеров в области производительности труда, на примере различных отраслей экономики, замечено, что именно неэффективная организация труда, низкий уровень управленческих компетенций, наличие ненужных функций и дефицит профессиональных компетенций не позволяют нам повысить производительность труда до уровня мировых лидеров [4]. Что же такое компетенция? Компетенция – это рабочее поведение, эффективно влияющее на работу организации в целом. Исполнитель работы должен проявить определенные знания, умения, поведенческие навыки, гибкие способности и профессионально-важные качества личности. Руководители ставят перед собой задачу привлечь и удержать талантливых специалистов. Для этого необходим эффективный метод оценки персонала. Применение оценки компетенций возникает на всех этапах жизни сотрудника – при приеме на работу, при продвижении по карьерной лестнице и увольнении, когда происходит оценка фактических компетенций и их сравнение с требуемыми [5]. На каждом из этапов руководителям компании важно иметь измеримые показатели уровня компетентности сотрудников и руководителей для принятия грамотных управленческих решений. Из всех инструментов оценки уровня развития профессиональных компетенций наивысшую точность при оптимальной стоимости дают тесты профессиональных знаний.

Основные современные методы оценки персонала впервые стали применяться компаниями США в начале XX века. Стоит отметить такие как Management by Objectives (MBO), Performance management (PM), система под названием «360 градусов», Assessment Center (Ассесмент-центр), завоевавший наибольшую популярность. Процедуры данного метода предполагают полную оценку сотрудника по компетенциям по результатам наблюдения за работником в рабочих условиях. Эта методика напоминает деловые игры, часто применяемые во время бизнес тренингов. Чтобы оценить профессиональные компетенции используется психологические тесты, краткая презентация сотрудника перед экспертами и другими участниками, биографическое анкетирование, описание достижений, индивидуальный анализ бизнес-кейсов и интервьюирование, после которого подводится итог. Но эта методика приводит к большим материальным и временным затратам, что в свою очередь подталкивает на сопротивление проведения мероприятия [6].

Традиционным способом оценки персонала в России является аттестация. Аттестация – это процедура определения соответствия сотрудников своей должности. Рассмотрим проведение аттестации на примере «ООО Газпром». Основными ценными качествами для сотрудника в компании «ООО Газпром», являются профессионализм, инициативность, бережливость, открытость к диалогу, преемственность, уважение друг к другу, имидж. Но должностные инструкции для сегодняшнего работника не позволяют, отклоняться от своих непосредственных обязанностей, что мешает определить полный потенциал и увеличить результативность. Поэтому компания каждый год проводит оценку персонала. В компании разработано Положение о проведении аттестации руководителей, специалистов и других служащих в соответствии с действующими законодательными актами РФ. Система компетенций разработана для каждого структурного подразделения «Газпрома». Несмотря на то, что периодичность проведения аттестации работников на соответствие занимаемой должности в 2016г, как и ранее, устанавливается внутренними актами организации, каждая проверка предваряется изданием соответствующего приказа или распоряжения руководителя.

Процесс аттестации представляет собой оценку результативности труда работника, выявление его потенциальных возможностей и выработку рекомендаций по его дальнейшему профессиональному развитию. Процесс должен носить характер многостороннего взаимодействия. Оценка результативности труда используют

как в отношении работающих сотрудников, так и в отношении соискателей. Она определяет коэффициент деловых качеств работника, учитывающий такие признаки, как компетентность, способность четко организовать и планировать свой труд, ответственность, самостоятельность, инициативность, работоспособность, способность использовать новые методы в работе и контактировать с другими специалистами. Коэффициент профессионально-квалификационного уровня учитывает наличие образования, что помогает сформировать резерв кадров и определить направление мероприятий по повышению квалификации работника, а так же производить отбор и назначения на вакантные должности для замещения [2].

Существует очередная и внеочередная аттестация персонала. Процедура проведения аттестации представляет собой подготовку к проведению, аттестацию работника и принятие решения по результатам с оформлением документов. Сама аттестация представляет собой диалог двух субъектов: начальника и подчиненного. В ходе собеседования обсуждают документ «Доклад – оценка». Для эффективности данной процедуры и вынесения объективных заключений по ее итогам необходимо присутствие кадрового работника. Каждая оценка по показателям должна максимально соответствовать эффективности работы аттестуемого сотрудника. По завершению отдел кадров готовит приказ с итогами прошедшей аттестации, оценивается её действенность и эффективность. Недостатками метода аттестации является то, что российский менталитет сотрудников не позволяет воспринимать доброжелательно отсутствие стандартных должностей, неверие в объективность, что приводит работника к стрессу. Результаты оцениваются в прошлом времени, требуют больших временных и трудовых затрат, и не дают никакой обратной связи. Наиболее объективная оценка персонала, которая лучше всего выявляет соответствие сотрудников корпоративной культуре, устанавливает успешные личные контакты участников, дает более открытую обратную связь, учитывает мнения внешних клиентов, направлена на укрепление корпоративной идентичности – оценка по методу «360 градусов». Несмотря на то, что этот подход тоже субъективен, он позволяет получить информацию о том, как те или иные компетенции проявляются сотрудником непосредственно в работе [1]. Основная сложность его использования в том, что дружный коллектив зачастую не может честно оценить друг друга.

Оценка персонала в 2017 в «ООО Газпром» году станет более формализованной за счет принятия закона о профессиональных стандартах. С начала 2017 года вступил в силу закон, предусматривающий необходимость и порядок оценивания квалификации работников. Определением уровня соответствия профессиональных навыков работника с требованиями, предъявляемыми к его должности, должны заниматься независимые центры оценки. Они смогут подтверждать квалификацию специалиста или выявлять несоответствия в уровне его профессиональной подготовки. А на сегодняшний день есть масса причин, по которым оценка персонала неэффективна. В крупных компаниях отслеживание эффективности работы сотрудников производится благодаря автоматизированным системам управления персоналом. Система БОСС-Кадровик является оптимальным выбором для предприятий России и СНГ из-за функциональных возможностей, производительности, стоимости. Сейчас компания «ООО Газпром», для того, чтобы доработать существующие системы под свои требования выбрали программу SAP. Внедрение этой системы сделает процесс оценки действительно прозрачным, логичным и понятным, что положительно скажется на работе сотрудников и сыграет роль мотивирующего фактора, а руководство сможет лучше контролировать выполнение обязанностей подчиненных и правильно поставленные задачи управленцев.

#### Литература

1. Аттестация работников 2016: правила проведения. [Электронный ресурс] // Кадровое дело. Информационный портал. URL: <http://www.kdelo.ru/art/381559-qqq-15-m10-attestatsiya-rabotnikov-2016>. (Дата обращения: 08.02.2017)
2. Бухарина В.Е., Романюк В.Б., Худяков Д.В., Вершкова Е.М Информационное моделирование выбора параметров отбора и оценки кандидатов образовательных учреждений АК «Транснефть» / В. Е. Бухарина [и др.] // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции, 23-26 мая 2016 г., Томск: в 2 ч. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Ч. 2. – С. 637–639.
3. Вершкова Е.М., Боярко Г.Ю. Особенности компетентностно-ориентированного управления персоналом / Е. М. Вершкова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 1-5 апреля 2013 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – Т. 2. – С. 704–705.
4. Гуманитарные технологии. Информационно-аналитический портал. [Электронный ресурс]. URL: <http://gtmarket.ru/news/state/2009/04/29/1986>. (Дата обращения: 08.02.2017).
5. Иванова М.П. Алгоритм оценки профессиональных компетенций специалистов нефтегазовых компаний / М. П. Иванова, Е. М. Вершкова, В. Б. Романюк // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г.: в 2 т. / под ред. А.Ю. Дмитриева. – 2016. – Т. 2. – С. 1029–1031.
6. Оценка персонала в 2017 году. [Электронный ресурс] // Директор по персоналу. Практический журнал по управлению человеческими ресурсами. URL: <http://www.hr-director.ru/article/66344-qqq-16-m10-otsenka-personala/> (Дата обращения: 08.02.2017).

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА  
ДЫМОВЫХ ГАЗОВ НА ГКС ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
И ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА**

**В.В. Клименко, А.В. Беккер**

*Научный руководитель доцент И.В. Шарф*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

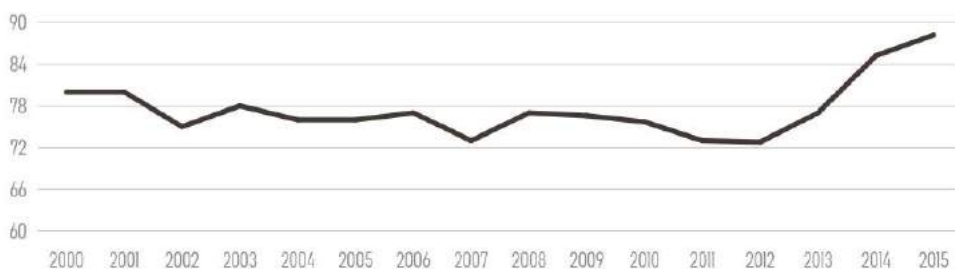
Россия является одной из крупнейших стран – экспортеров нефти и газа, при этом добыча нефти и газа всегда сопровождалась значительными капиталовложениями в отрасль для поддержания добычи на постоянном высоком уровне. Рациональное использование природных ресурсов является неотъемлемой частью политики ведущих добывающих компаний и государств. Введение государством новых нормативных документов, направленных на улучшение экологии и рациональному использованию ресурсов заставляют нефтегазовые компании постоянно применять новые технологии, соответствующие жестким требованиям нормативов и сохраняющие рентабельность производства на приемлемом для компаний уровне.

На фоне постоянно обостряющегося вопроса экологической безопасности в ряде развитых государств внедряются меры по обеспечению снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, в том числе и в России. Одним из направлений политики крупных производственных компаний является, в том числе, и обеспечение экологичности производства. Для нефтяных компаний основная деятельность связана с постоянными рисками нанесения ущерба окружающей среде на протяжении всего цикла производства – от добычи нефти и газа и транспортировки до переработки на нефте- и газоперерабатывающих заводах.

Политика «Томскнефти» перекликается с политикой компаний-акционеров. Одним из приоритетных направлений работы является защита окружающей среды. Сохранение экологического благополучия на территориях деятельности ежегодно обходится предприятию в сотни миллионов рублей. На месторождениях ликвидируется наследие советских времен: промыслы очищают от металлолома, восстанавливают загрязненные земли, специалисты общества активно занимаются вопросами повышения надежности трубопроводов. Компания строит объекты газовой программы, направленной на увеличение уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95 %, приобретает новое специализированное оборудование, применяет современные технологии в рекультивации земель. Затраты на природоохранные мероприятия ОАО «Томскнефть» ВНК в 2015 году составили около 3 млрд рублей [2].

В качестве примера нормативного документа, который оказал значительное влияние на нефтегазовые компании, можно привести Постановление Правительства РФ № 1148 от 08.11.2012 г. [1], который обязал компании сжигать на факелах не более 5 % попутного нефтяного газа (ПНГ), при превышении данного показателя с компании взимается плата за сверхлимитное сжигание ПНГ.

Тенденция к увеличению доли утилизации после введения новых нормативных документов можно проследить на рисунке 1. В 2015 году уровень утилизации ПНГ составил 88,2 %, что на 3 п. п. выше уровня 2013 года и на 7,2 п. п. выше исторического максимума 1995 и 1996 годов. Уровень утилизации растет, несмотря на постоянное увеличение добычи. Такая ситуация обусловлена изменением нормативной правовой базы, которое создало стимулы для привлечения инвестиций в утилизацию и переработку ПНГ [4. С. 19].



*Рис. 1. Утилизация попутного нефтяного газа в 2000 – 2015 годах, % [4]*

При растущей добыче нефти наблюдается и рост добычи ПНГ, при этом, как видно из графика, представленного на рисунке 2, несмотря на увеличение более чем в два раза добычи ПНГ за последние 15 лет, объем сжигаемого газа после 2012 года непрерывно снижается.

Для нефтяных компаний ПНГ не является целевым продуктом, а рациональное его использование в ряде случаев экономически нецелесообразно по следующим основным причинам:

- низкое давление ПНГ предполагает строительство дорогостоящих компрессорных станций для сжатия и транспортировки газа;
- неразвитая инфраструктура небольших и удаленных месторождений;
- низкое содержание попутного газа в нефти.

Несмотря на множество проблем существуют удачные примеры рационального использования ПНГ, одним из таких примеров считается Лугинецкая газоконпрессорная станция (ЛГКС). ЛГКС построена в 2002 году для использования газа Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения, уникального для Томской области.

Максимальная производительность ЛГКС 4,285 млн  $\text{м}^3/\text{сутки}$ , но в летний период из-за технической особенности работы газогенераторов и агрегатов воздушного охлаждения участков компримирования производительность по выработке сухого отбензиненного газа падает до 3,700 млн  $\text{м}^3/\text{сутки}$  [3].

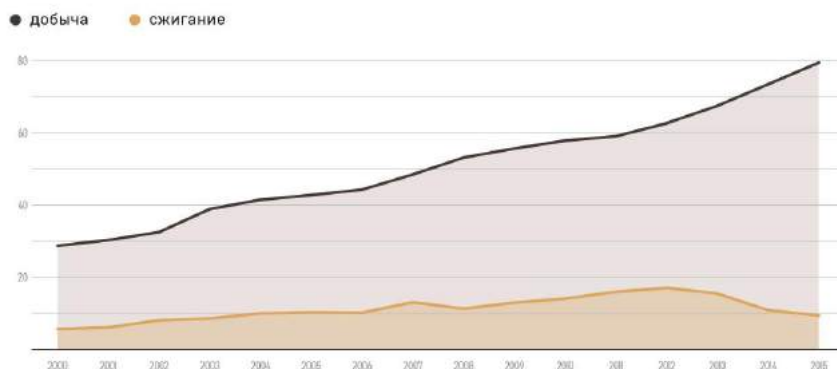


Рис. 2. Добыча и сжигание попутного нефтяного газа в России в 2000-2015 годах, млрд.  $\text{м}^3$  [4. С. 19]

Повышение эффективности действующего производства возможно за счет дополнительного охлаждения газа в летний период. Для охлаждения газа предлагается использование тепла дымовых газов турбин, а также сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ). Охлаждение и параллельно выработка электроэнергии предполагается с помощью паровых винтовых машин и абсорбционных бромисто-литиевых холодильных машин с сопутствующим оборудованием. Технико-экономический расчет применяемой технологии выполнялся с учетом следующих сценарных условий:

- коэффициент дисконтирования – 20 %;
- амортизация – 20 лет;
- налог на прибыль – 20 %;
- стоимость ПНГ – 2000 руб./тыс.  $\text{м}^3$ ;
- увеличение производительности ЛГКС в летний период до проектной в течение 30 дней.

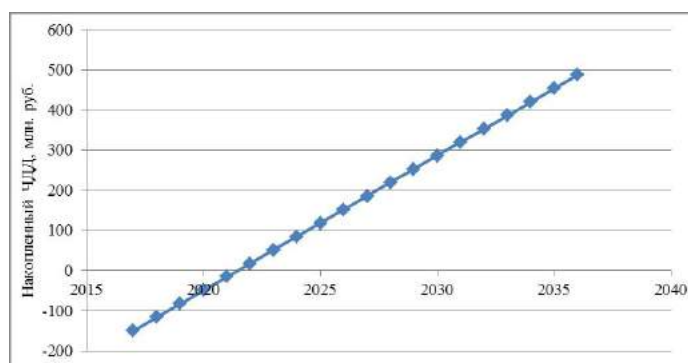


Рис. 3. Накопленный чистый дисконтированный доход по годам эксплуатации

При капитальных затратах на оборудование  $\approx 150$  млн руб., как видно из рисунка, срок окупаемости составит 5,5 лет, накопленный чистый дисконтированный доход составит 487,3 млн руб.

Таким образом, внедрение новых ресурсоэффективных и энергосберегающих технологий позволяет не только удовлетворять требования нормативных документов, но и приносить ощутимый доход.

#### Литература

1. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 17.12.2016) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online>.
2. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды. [Электронный ресурс] // Томскнефть. URL: <http://www.tomskneft.ru/social-responsibility/industrial-safety/> (дата обращения 30.01.2017).
3. Технологический регламент. Участок комплексной подготовки газа (ГКС «Лугинецкая»).
4. ТЭК России-2015. Вып. – июнь 2016. 13. Нефть. [Электронный ресурс]. URL: [ac.gov.ru/files/publication/a/9162.pdf](http://ac.gov.ru/files/publication/a/9162.pdf). – С. 14-29. (дата обращения 30.01.2017).

## ПРОБЛЕМА ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Д.В. Козубов

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, газовая отрасль в России является одним из основных источников пополнения бюджетных средств государства. Также не стоит забывать о ее стратегическом значении, например, для регионов Крайнего Севера.

Однако в последние годы и не без исключения влияния политической обстановки в мире наблюдаются кризисные процессы в отрасли:

- отсутствие крупномасштабных изысканий и освоений новых месторождений;
- устаревание текущего оборудования, невозможность его замены на импортное из-за санкций, отсутствие собственного производства;
- охлаждение отношений со стратегическими партнерами-странами Евросоюза (ЕС), приостановка крупных инвестиционных проектов (Южный поток, публичное акционерное общество (ПАО) «Газпром») [1].

Одним из основополагающих факторов такой ситуации в отрасли является главенствующее положение ПАО «Газпром» – компания является крупнейшей газодобывающей компанией страны и монополистом при поставках газа в страны ближнего зарубежья. На «Газпром» приходится 11 % мировой и 66 % российской добычи газа.

Хоть компания и является публичной и акционерной, государство контролирует более 50,23 % акций компании [2]. Такое влияние вызывает недовольство стран ЕС, воспринимая «Газпром» мощным проводником Российской политической силы в Евросоюзе. Это сильно замедляет развитие уже начатых и создание новых инвестиционных проектов, мешает вопросам политической регуляции транзита газа. В данных обстоятельствах необходима реструктуризация компании и пересмотр идеи государственной монополизма в целом.

Решение может быть найдено в косвенной приватизации, начатой в Англии и США в 70-х годах XX века. В таком процессе частные компании привлекаются на концессионной основе: могут управлять и зарабатывать, а государство владеет и распоряжается ресурсами. Происходит институциональное реформирование государственного сектора экономики, частичная приватизация традиционных государственных областей деятельности.

Концессионный договор между государством и предприятием схож с договором аренды, но действует не в гражданско-правовом, а публично-правовом поле [4]. В результате партнерства государства и частного сектора менеджмент становится более эффективным, направленным на получение прибыли, при этом государство косвенно может регулировать отрасль с помощью тарифов. Уменьшается бюрократизация, лишние управленческие издержки. Государство же в таком случае достигает главную цель – снижение рисков регулирования отрасли напрямую и передача инвестиций на частный сектор. Такой франчайзинговый подход является крайне актуальным в России в настоящее время, так как государство не может потянуть бремя модернизации устаревшей инфраструктуры и оборудования.

Концессионный подход решает вопрос российского руководства о возможной утрате контроля над столь важной отраслью: привлекаются поток инвестиций для модернизации, снижается бюрократизация, повышается эффективность управления, при этом права на отрасль по-прежнему принадлежат государству.

Однако существуют определенные ограничения, мешающие оперативному внедрению концессионного подхода в российский газовый рынок. Первое – отрасль довольно специфична. Второе – значительным препятствием является практика долговременных контрактов. Они мешают развиваться рынку биржевой торговли, который в России и так развит очень слабо. А развитый рынок ценных бумаг является необходимым условием для успешного применения коммерческой концессии.

Но главной проблемой является высокий уровень специфичности активов монополии, слабая мобильность капитала, что не дает раскрыть франчайзинг в газовой отрасли. Также согласно статье 1033 гражданского кодекса Российской Федерации франчайзер не может регулировать цены на услуги, производимые взятыми по договору концессии мощностями, так как ограничительные условия могут быть признаны недействительными, если эти условия противоречат антимонопольному законодательству [3]. При таких условиях теряется весь смысл ухода от прямой регуляции цен и прибыли по модели коммерческой концессии.

Но, впрочем, возможность регулирования цен не является таким абсолютным злом. Газоснабжение играет крайне важную социальную функцию, и передача его в частные руки может повлечь стремительный рост цен. В свою очередь это приведет к падению уровня жизни населения, нарастанию народных волнений и значительной экономической нагрузке на промышленность. Поэтому сохранение частичного влияния государства на стратегически важную отрасль экономики необходимо с целью достижения сохранения социального равновесия. И с этой точки зрения государственное регулирование в экономике газораспределения не противоречит франчайзинговой модели, а является её важным дополнением.

Основной идеей является недопущение конфликта ценовой регуляции и желания частных компаний к инвестированию в отрасль и развитию инноваций. Необходимо совершить верный выбор механизма ценорегулирования, который бы играл стабилизирующую роль, при этом давал свободу частным компаниям.

Известны такие методы регулирования цен на товары и услуги, как: 1) метод введения фиксированных тарифов; 2) метод предельного ограничения тарифов; 3) индексация действующих тарифов. Зная их, можем предположить, что для достижения цели социальной стабильности в сочетании с вложениями инвестиций и развития инноваций частными компаниями, наиболее оптимальным является метод предельного ограничения

тарифов. Это означает, что будет установлен порог минимальных и максимальных цен на продажу газа. Такое ограничение может снизить порог рентабельности и отпугнуть частный сектор от значительных вложений в отрасль, что приведет к дефициту инвестиций.

Чтобы избежать такого и достичь выше обозначенных целей, необходимо создание финансовой подушки безопасности для субсидирования частных инвесторов при выходе цены газа за установленные нормы. Необходим контроль, который должен обеспечить превышение доходов от инвестиций над вложенными средствами в субсидирование.

В перспективе предлагаемый комплекс мер сможет повысить количество компаний на рынке газообеспечения до уровня конкурентного снижения цен и даст возможность отменить государственное регулирование.

#### Литература

1. Газпром в вопросах и ответах. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazpromquestions.ru/international> (Дата обращения: 24.01.2017).
2. Газпром / Акиционерам и инвесторам / Акции. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/investors/stock/> (Дата обращения: 24.01.2017).
3. Гарант / Гражданский кодекс Российской Федерации (ГК РФ) / Коммерческая концессия / Статья 1033. [Электронный ресурс]. URL: <http://base.garant.ru/10164072/55/> (Дата обращения: 24.01.2017).
4. Кубарев Е.Н. Формы партнерства государства и частного бизнеса в инвестиционном процессе // Проблемы современной экономики. – 2008. – № 2 (26). [Электронный ресурс]. URL: <http://www.m-economy.ru/art.php?nArtId=2025> (Дата обращения: 24.01.2017).

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА РАБОТНИКА НА ОСНОВЕ СИСТЕМЫ МАЙЕРС-БРИГГС

К.А. Коновалова

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как HR-менеджеры оценивают кандидатов на управленческие должности в России и за рубежом? И те и другие используют такие инструменты тестирования, которые позволяют определить уровень навыков и знаний, а также интеллектуальных способностей человека (см. рис. 1). Оценить критические моменты несоответствия требованиям, психические и физиологические особенности кандидата, соотнести особенности типа с требованиями должности и выполняемой работы.

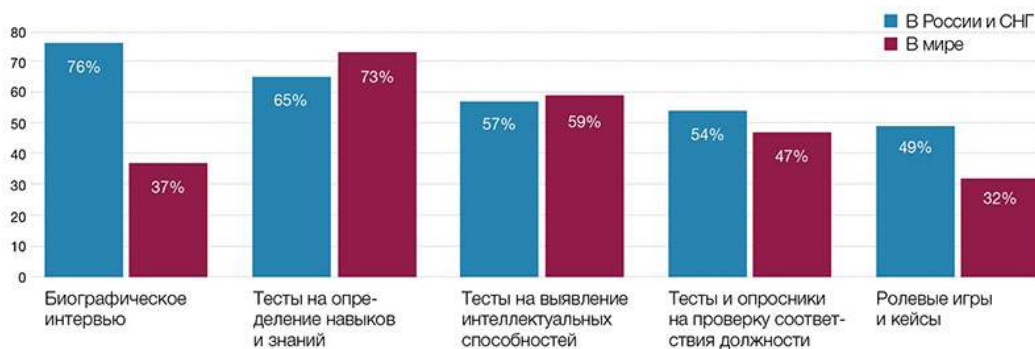


Рис.1. Инструменты, которые используют HR-менеджеры для оценки кандидатов

В настоящее время психологические тесты стали широко использоваться при выборе кандидата на управленческую должность. Рассмотрим опросник, который сегодня считается одним из наиболее широко используемых психологических инструментов в мире [4].

Система психологического тестирования Майерс-Бриггс представляет собой самостоятельный опросник, разработанный с тем, чтобы определить тип личности человека, его сильные стороны и предпочтения. Получить полное представление о качествах будущих руководителей. Хороший управленец должен обладать комплексом личностных качеств, возможно, и противоположных. Например, уметь всему придавать системность, что свойственно людям рациональным. Но в то же время интуитивно делать то, что принесет выгоду компании. А такое качество свойственно больше чувственным людям. Кроме того, руководителю-интроверту придется много общаться с разными людьми. Иначе говоря, вести себя порой как экстраверту. Может быть, лишь соотношение разных качеств может различаться [1].

Система Майерс-Бриггс разработана Кэтрин БРИГГС и Изабель БРИГГС-МАЙЕРС на основе учения Карла Юнга, описанного в книге «Психологические типы». Однако данная система расширяет и углубляет теорию ЮНГА, в частности К. Юнг выделял лишь четыре психотипа личности, а в системе МАЙЕРС-БРИГГС их 16 [6].

Таблица 1

16 психотипов по МАЙЕРС-БРИГГС, их образные названия и краткие характеристики

Психотип	Образное название	Характеристика	Знаменитость
ESTP	Маршал	Полон энтузиазма, легковозбудимый, деятельный	ЖУКОВ
ESTJ	Администратор	Работает по правилам, того же требует от других, легко берет на себя ответственность	ШТИРЛИЦ
ESFP	Политик	Очень внимателен к людям, часто выступает в роли миротворца	НАПОЛЕОН
ESFJ	Энтузиаст	Обладает особым талантом помогать всем без исключения поверить в себя	ГЮГО
ISTJ	Инспектор	Обладает сильным внутренним чувством долга, организован, может добиться успеха в любом деле, за которое возьмется	ГОРЬКИЙ
ISTP	Мастер	Хорошо делает логический анализ и с большой охотой применяет его на практике	ГАБЕН
ISFJ	Хранитель	Ценит безопасность, уважает традиции и закон, с трудом воспринимает новые идеи	ДРАЙЗЕР
ISFP	Художник	Обычно выбирает работу, которая предоставляет возможность свободно трудиться, претворяя в жизнь личные цели	ДЮМА
ENTP	Новатор	Способен повсюду видеть новые возможности, решать широкий круг задач	ДОН КИХОТ
ENTJ	Командир	Сосредоточен на карьере, есть тяга к лидерству, добивается успеха в решении самых разных задач	ДЖЕК ЛОНДОН
ENFP	Инициатор	Обладает большим числом навыков и талантов, способен вдохновлять окружающих	ГЕКСЛИ
ENFJ	Педагог	Великодушная, творческая личность, умеет находить лучшее в окружающих	ГАМЛЕТ
INTJ	Исследователь	Внимательно наблюдает за миром, постоянно собирает информацию, проницателен и быстро понимает новые идеи	РОБЕСПЬЕР
INTP	Критик	Ценит знания превыше всего, его разум постоянно занят созданием новых теорий, доказательством или опровержением существующих	БАЛЬЗАК
INFJ	Предсказатель	Не любит копаться в мелочах, обладает интуицией, творческая личность	ДОСТОЕВСКИЙ
INFP	Романтик	Внимательный, умеет слушать, не любит конфликты, плохо приспособлен к быту	ЕСЕНИН

Основой систематизации является прохождение теста MBTI (Myers Briggs Type Indicator – «Индикаторы типов МАЙЕРС-БРИГГС»). В тесте 94 вопроса. Для каждого вопроса существует два варианта ответа, из которых респондент должен выбрать только один.

В результате тестирования получается комбинация букв. И уже по ней определяется, к какому психотипу относится человек. Каждая комбинация соответствует одному определенному психотипу.

Кроме того, можно воспользоваться не только краткой словесной характеристикой психотипа, но и расшифровкой комбинации букв. Получится более развернутая характеристика этого же психотипа [3].

Исследовательницы образовали из восьми букв, с помощью которых обозначаются и описываются психотипы, пары противоположностей. Получилось четыре пары: S и N, E и I, T и F, J и P. В них действительно противопоставляются разные качества. Например, сенситивность, фокус на настоящем (S) и интуиция, фокус на будущих возможностях (N). Либо экстравертность (E) и интровертность (I).

Но суть не только в противопоставлении основных качеств. Эти антагонистичные пары обозначают также разные уровни проявления характера человека (дескрипторы). Итак, пара S и N показывает, как человек действует в различных ситуациях, – полагаясь на интуицию (N) или на здравый смысл (S). Вторая пара E и I обозначает, как и откуда человек черпает энергию – из общения как экстраверт (E) либо побыв в одиночестве, что свойственно интровертам (I). Третья пара J и P проявляет, как протестированный готовит решение, – структурируя мысли, стремясь выработать наиболее верное решение (J) либо принимая бессистемность обстановки, не упорядочивая мыслей (P). Наконец, четвертая пара T и F говорит о том, как управленец принимает решение – рационально (T) либо полагаясь на ощущения (F) [6].

Получается, в комбинацию букв, которая обозначает психотип человека, обязательно попадает какая-то одна буква из каждой пары противоположностей. И возможных 16 комбинаций.

Все психотипы распределяются по четырем видам темперамента. Именно столько разновидностей темперамента, по мнению разработчиков типологии, существует. Чтобы обозначить разновидности, они использовали те же буквы, что и для маркировки психотипов, только формировали комбинации из двух букв. Основу составляют буквы S и N, так как считается, что сильнее всего на темперамент человека влияют качества, обозначаемые этими буквами. А именно: поведение, ориентированное на конкретную информацию в настоящем (S, от англ. Sensing – ощущение), и поведение, ориентированное на обобщенную информацию и возможности в будущем (N, от англ. iNtuitive – интуиция). Наблюдения исследователей показали: качество S в плане темперамента может сочетаться только с качествами P (Perceiving – восприятие) и J (Judging – решение). А

качество N только с характеристиками F (Feeling – чувства) и T (Thinking – логика). Буквы E и I для обозначения темпераментов не используются.

Таким образом, четыре вида темперамента обозначаются комбинациями из двух букв: SP, SJ, NF, NT. Характеристика каждого вида темперамента представлена в таблице 2 ниже.

Таблица 2

Четыре типа темперамента по МАЙЕРС-БРИГГС и их характеристики

Название темперамента	Описание	Сильные стороны личности
<p><b>1.SP</b></p> <p>Отличия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– главное – делать</li> <li>– хочет спонтанности и воодушевления</li> <li>– предпочитает свободу выбора вместо инструкций</li> <li>– хороший переговорщик</li> </ul>	<p>Практичен и реалистичен, предпочитает спонтанные и изменчивые ситуации. Живет здесь и сейчас, воспринимает информацию легко, поэтому готов к любым неожиданностям. Отдает предпочтение профессиям, в которых не надо долго ждать результата. Даже повседневная ситуация представляется для него новой, он сразу ищет ее решения, являясь генератором идей.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– практицизм</li> <li>– умение вникнуть в проблему и решить ее, если она имеет отношение к текущему моменту</li> <li>– изобретательность</li> <li>– особое чутье к насущным потребностям</li> </ul>
<p><b>2.SJ</b></p> <p>Отличия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– главное – служение</li> <li>– хочет занимать свое место</li> <li>– осознает важность членства, ответственность, долг</li> <li>– традиционалист</li> </ul>	<p>Собирает информацию максимально практично и реалистично, хорошо организует этот процесс. Стремится к деятельности, которая имеет большое общественное значение. Придет на помощь окружающим, вежливый, смелый и добродетельный, строгий приверженец традиций. Его жизнь подчинена порядку. Когда вспомнит известный алгоритм, то ситуация становится понятной. Склонен к детализации, предпочитает разрабатывать конкретные планы.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– умение руководить</li> <li>– надежность</li> <li>– умение заботиться</li> <li>– четкое понимание, кто, где и в чем главный</li> </ul>
<p><b>3. NF</b></p> <p>Отличия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– главное</li> <li>– становление и стремление к самобытности</li> <li>– стремится вести других, сделать мир лучше</li> <li>– стремится к самореализации</li> <li>– катализатор</li> </ul>	<p>Для представителя этого темперамента мир полон неограниченных возможностей, которые переводятся на язык внутри- и внеличностных взаимоотношений. Это идеалист, который предрасположен к преподаванию, гуманитарным дисциплинам, юриспруденции, религии (профессии имеют общечеловеческую ценность). Он уверен, что самое главное – это гармония чувств и отношений. Предпочитает использовать интуицию, поэтому принимает решения, которые носят личностную окраску. Привлекают новые проекты, вещи, которые не произошли, но которые можно сделать, новые возможности для людей.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– исключительные способности к работе с людьми</li> <li>– умение координировать и убеждать</li> <li>– сильное желание помогать другим</li> <li>– умение и желание поддерживать других в их начинаниях</li> </ul>
<p><b>4.NT</b></p> <p>Отличия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– главное – знать</li> <li>– стремится к собственной компетентности</li> <li>– стремится властвовать над природой</li> <li>– обладает хорошим интеллектом</li> </ul>	<p>Такие сотрудники используют рациональные доводы, чтобы принять решение. Постоянно совершенствуется и теоретизирует обо всем на свете. Вопрос «Почему?» возникает у NT-сотрудника по отношению ко всему. То он бросает вызов авторитетам, то ставит под сомнение любые источники информации. Он уверен в том, что считать достоверным и компетентным, и по этой мерке оценивает себя и других. Он интересуется будущим, но поскольку предпочитает чувствам радио, то на все возможности смотрит через призму логических критериев. Любит перспективу, умело разрабатывает стратегические линии</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– умение представить себе картину в целом</li> <li>– способность к отвлеченному мышлению и составлению общего плана</li> <li>– умение разобраться во внутренней логике и принципах функционирования самых различных систем и организаций</li> </ul>

Если по итогам тестирования получилась комбинация из четырех букв, указывающая, какой психотип у управленца, то легко определить, какой у него темперамент. Есть таблица соответствия психотипов и темпераментов. Все 16 психотипов распределены между четырьмя видами темперамента – по четыре на каждый. Просто посмотрите на комбинацию из четырех букв и найдите в таблице, какой комбинации из двух букв она подчинена (см. таблицу 3 ниже) [2].



Таблица 3

Соответствие психотипов разным видам темперамента

Темперамент SP	Темперамент SJ	Темперамент NF	Темперамент NT
ESFP	ESFJ	ENFJ	ENTJ
ISFP	ISFJ	INFJ	INTJ
ESTP	ESTJ	ENFP	ENTP
ISTP	ISTJ	INFP	INTP

Оценив темперамент и психотип кандидата на вакантную управленческую должность, можно сделать вывод, справится ли кандидат с обязанностями, которые на него будут возлагаться. Понять, что мешает человеку быть более эффективным в вопросах, несложно. Просто стоит сопоставить то, что требуется от управленца, с тем, к чему он склонен, судя по тесту. Станет ясно, какие задачи лучше ставить. Необходимо пользоваться не только кратким описанием психотипа, но и расшифровывать каждую из четырех букв, которыми этот психотип обозначен. И тогда тест послужит инструментом продвижения кандидата по карьерной лестнице и предметом саморазвития работника, ведь тест хорош тем, что не просто показывает сильные и слабые стороны управленца, а дает всестороннюю картину его характера.

Поскольку опросник Майерс-Бриггс относительно прост в использовании, он стал одним из самых популярных и наиболее часто применяемых психологических инструментов на сегодняшний день.

Литература

1. Алехина О.Е. Служба персонала / О.Е. Алехина, А. В Павлуцкий // Управление персоналом. – 2015. – №11. – С. 56-59.
2. Егоршин А.П. Управление персоналом / А.П.Егоршин – М.: Академия, 2014. – 624 с.
3. Королёв О. Г. Формирование компетенций менеджеров разных уровней для инновационной экономики // Инициативы XXI века. – 2015. – №2. – С.40-48.
4. Шкатулла В.И. Настольная книга менеджера по кадрам / В.И. Шкатулла. – М., 2014. – 527 с.
5. Официальный сайт «Директор по персоналу». [Электронный ресурс]. – 2016. – URL: [http:// e.hr-director.ru](http://e.hr-director.ru) (дата обращения: 20.01.2017).

**ДОСТОИНСТВА МЕТОДА ОЦЕНКИ «360 ГРАДУСОВ»**

**К.А. Коновалова**

*Научный руководитель доцент И.В. Шарф*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

Одним из факторов расширения конкурентоспособности компании как на национальном, так и на мировом рынке является наличие квалифицированных и высокомотивированных кадров, как следствие актуализируется задача постоянного мониторинга и оценки персонала компании. Оценка персонала позволяет значительно повысить качество трудовых ресурсов предприятия за счет целенаправленного обучения и развития, основанного на ее результатах. Существующие сегодня методы оценки работы персонала уже опробованы на практике и показали, что с их помощью можно с высокой степенью достоверности оценить как профессиональные, так и личные качества сотрудника [1].

Личностный и карьерный рост сотрудников должен основываться на результатах оценок их личных и профессиональных компетенций. Одним из самых доступных и простых способов такой оценки является метод «360 градусов».

Метод «360 градусов» – это система оценки сотрудника, позволяющая собрать и систематизировать данные о его реальном поведении в различных рабочих ситуациях. Кроме того, с помощью этого метода возможно составить четкое мнение о том, насколько сотрудник соответствует критериям занимаемой должности, насколько он владеет необходимыми для этого компетенциями. Основная задача данного метода заключается в выявлении слабых факторов в работе определенного сотрудника. Конечный результат в виде среднеарифметических показателей предоставляется оцениваемому специалисту, чтобы он мог увидеть мнение окружающих о его профессиональной деятельности и личных качествах. Такой подход позволяет человеку самостоятельно скорректировать определенные аспекты своего поведения в конкретных рабочих ситуациях [6].

Оценка персонала по методу «360 градусов» дает возможность проанализировать поведенческие, личностные и профессиональные качества сотрудника на основании опроса людей, которые непосредственно связаны с ним в различных рабочих сферах и ситуациях. Также в опросе принимает участие и сам сотрудник, в этом случае для него будет интересно сравнить собственное мнение об имеющихся у него компетенциях с тем, что сложилось у его коллег и установленными для данной должности нормами.

В каждом конкретном случае в качестве оценщиков необходимо выбирать именно круг людей, имеющих разносторонние контакты с сотрудником:

- верхний сегмент круга – непосредственный руководитель и вышестоящее начальство;

- нижний сегмент – подчиненные работники (если таковые имеются);
- боковые сегменты – коллеги, клиенты, партнеры [5].

Ротация кадров внутри компании – один из эффективных способов отбора подходящих кандидатов на имеющиеся вакансии. Сотрудники, обладающие необходимыми компетенциями или те из них, чьи компетенции превышают установленные для занимаемых должностей требования, легко могут быть выявлены и назначены на новые рабочие места. Это не только поможет сократить время на поиск и адаптацию, необходимое для кандидатов со стороны, но и станет хорошим мотивирующим фактором к саморазвитию для персонала компании [6].

Специалисты кадровой службы получают понятные критерии, позволяющие с высокой степенью достоверности оценить, будет ли успешным тот или иной сотрудник. Кроме этого, формируется прозрачная и объективная система деловой оценки персонала, которая повышает мотивацию сотрудников и является стимулом к саморазвитию.

Рассмотрим подробно отчет по анкете «Метода 360 градусов» и попробуем выявить является ли эффективной данная методика для подбора кандидатов на вакантные должности управленческого звена компании.

Модель компетенций руководителя включает в себя четыре блока:

- базовые (индивидуальные характеристики);
- профессиональные (производственная деятельность);
- управленческие (работа с подчиненными);
- управленческие (работа с другими) компетенции [2].

В таблице 1 представлены результаты оценки компетенций кандидата X, который претендует на должность начальника отдела ОАО «ТомскНИПИнефть».

В оценки принимали участие:

- сам кандидат на вакантную должность начальника отдела;
- заместитель генерального директора, непосредственный руководитель кандидата X;
- начальник группы, коллега кандидата X;
- подчиненная кандидата, инженер 1 категории.

По итогам данной оценки членам комиссии необходимо выявить зоны:

- А — завышенной самооценки по сравнению с оценкой окружающих;
- Б — заниженной самооценки по сравнению с оценкой окружающих;
- В — высокой и низкой оценки;
- Г — различий в оценке одних и тех же компетенций у оценивающих разных уровней.

В случае А и Б следует выяснить у коллег и руководителей причину расхождений. В нашем случае прослеживается заниженная самооценка по сравнению с оценкой окружающих. Можно сделать вероятный вывод, что человек не может увидеть себя со стороны. Ему определено стоит чаще инициировать получение обратной связи от окружающих, сравнивать поведение — свое и тех людей, которые рассматриваются как эталон, т. е. обладают значимыми для данной компании компетенциями.

Ситуация В дает наиболее полное представление о сильных и слабых сторонах работника. Больше подходит к нашей ситуации, так как имеются, как наивысшие оценки, так и наименьшие. Большой плюс в данном случае — то, что человек может увидеть себя со стороны, понять, как на него реагируют окружающие.

Зона Г очень важна для анализа как самим оцениваемым, так и его руководителем. Стоит четко определить причину расхождений и скорректировать свое поведение в ходе общения на тех уровнях, к которым относятся сотрудники, давшие низкие оценки. По данным анкеты сильное различие в оценках есть с коллегой равным по должности, причиной может быть различие в стиле управления, а также межличностные отношения. Возможно, имеются еще какие-то причины, потому что оценка значительно отличается от оценок непосредственного руководителя, подчиненного и самооценки кандидата.

Членам комиссии необходимо рассмотреть каждый блок поподробнее, чтобы выявить сильные и слабые стороны оцениваемого, а также понять подходит ли кандидат X на должность начальника отдела.

Таблица 1

Оценка компетенций кандидата X на должность начальника отдела ОАО «ТомскНИПИнефть»

Компетенции	Начальник	Коллега	Подчиненный	Кандидат X
<b>Базовые</b>	Знает свою работу Слабо энергичен Умеет работать под давлением Несет ответственность за принятие решений Креативный Имеет грамотную речь и письмо Не всегда идет на риски Инициативен	Знает свою работу Слабо энергичен Не умеет работать под давлением Несет ответственность за принятие решений Креативный Имеет средне развитую грамотную речь и письмо Часто рискует Неинициативен	Слабо знает свою работу Слабо энергичен Умеет работать под давлением Несет ответственность за принятие решений Креативный Имеет грамотную речь и письмо Часто рискует Инициативен	Знает свою работу Энергичен Не умеет работать под давлением Несет ответственность за принятие решений Некреативный Имеет средне развитую грамотную речь и письмо Часто рискует Неинициативен

<b>Профессиональные</b>	Умеет контролировать сроки заказов и качество их выполнения Умеет расставлять приоритеты в работе Умеет планировать краткосрочные и долгосрочные цели	Слабо умеет контролировать сроки заказов и качество их выполнения Слабо умеет расставлять приоритеты в работе Умеет планировать краткосрочные и долгосрочные цели	Умеет контролировать сроки заказов и качество их выполнения Умеет расставлять приоритеты в работе Умеет планировать краткосрочные и долгосрочные цели	Умеет контролировать сроки заказов и качество их выполнения Слабо умеет расставлять приоритеты в работе Слабо умеет планировать краткосрочные и долгосрочные цели
<b>Управленческие (работа с подчиненными)</b>	Умеет делегировать полномочия Умеет слушать Имеет лидерские качества, ведет коллектив за собой Имеет способность объективно оценивать подчиненных Нацелен на развитие и обучение своей команды	Не умеет делегировать полномочия Умеет слушать Слабо развитые лидерские качества, не умеет вести за собой Не всегда объективно оценивает подчиненных Не всегда настроен на развитие и обучение своей команды	Умеет делегировать полномочия Умеет слушать Имеет лидерские качества, ведет коллектив за собой Имеет способность объективно оценивать подчиненных Не всегда настроен на развитие и обучение своей команды	Умеет делегировать полномочия Умеет слушать Слабо развитые лидерские качества, не умеет вести за собой Имеет способность объективно оценивать подчиненных Не всегда настроен на развитие и обучение своей команды
<b>Управленческие (работа с коллегами)</b>	Умеет работать с разными людьми Отличная работа в команде Взаимодействует с Заказчиками Имеет способность делиться знаниями	Не ко всем находит подход в работе Отличная работа в команде Взаимодействует с Заказчиками Способность делиться знаниями средняя	Умеет работать с разными людьми Не всегда получается работать в команде Взаимодействует с Заказчиками на среднем уровне Способность делиться знаниями средняя	Не ко всем находит подход в работе Отличная работа в команде Взаимодействует с Заказчиками Способность делиться знаниями средняя

Проанализировав таблицу, можно сказать, что при оценке базовых компетенций кандидат X получил довольно высокие оценки, что является хорошим показателем, так как базовые компетенции являются фундаментом работы управленца. Он способен проанализировать информацию и принять на основе ее анализа адекватные, взвешенные решения.

Кандидат X готов ставить перед собой амбициозные цели и предпринимать эффективные действия для их достижения. Настойчив в преодолении препятствий. Не боится отстаивать свою позицию. Ориентирован на конечный результат. Обладает высокой эффективностью, выполняя как рутинные, так и новые, нестандартные задачи. Показывает настойчивость в преодолении препятствий. Осваивает новые направления работы, умеет планировать как краткосрочные, так и долгосрочные цели. Правильно расставляет приоритеты в профессиональной деятельности.

Кандидат X обладает харизмой, эффективно организует взаимодействие людей. Справедлив по отношению к подчиненным. Обеспечивает команду всеми необходимыми ресурсами. Умеет вдохновить людей на достижение поставленных целей. При этом является жестким и директивным лидером.

Кандидат X, прежде всего, ориентирован на достижение результата, а не на построение отношений. Принимает активное участие в жизни компании. Имеет четкую позицию по большинству вопросов и готов ее отстаивать, что в силу его высокой эмоциональности может приводить к конфликтам, перерастающим в противостояние, с сотрудниками из других подразделений.

Общий балл каждого участника оценки представлен на рисунке 1.

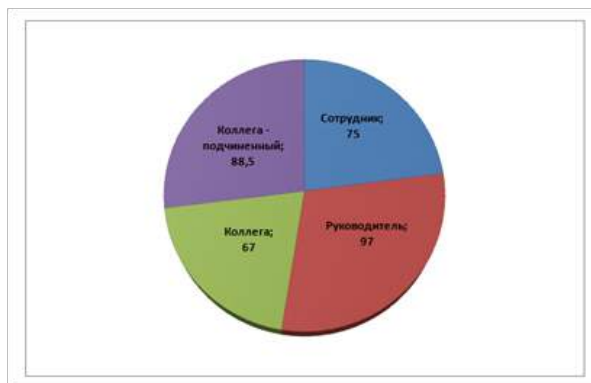


Рис. 1. Общий балл по каждому участнику оценки из максимальных 100 баллов

Из диаграммы видно, что результаты оценки со стороны подчиненного оказались средними, непосредственный руководитель оценил его очень высоко, а коллега довольно низко. Здесь необходимо проследить взаимоотношения коллег на разных уровнях взаимодействия.

Для руководителя может показаться неожиданностью то, что он оценил одного из своих подчиненных кандидата Х, руководителя среднего звена, значительно выше (97 баллов), чем коллега, равный ему по статусу, и подчиненный. Возможно, он является его «любимчиком» или играют роль дружеские отношения, здесь требуется более пристальное наблюдение и фильтрация социально-желательного поведения. Если проследить уровень его оценок, то можно увидеть, что 20 из 22 возможных, он поставил по максимуму (100 % – очевидно, сильно развитая компетенция).

Но ни в коем случае нельзя исключать вариант, что кандидат Х – специалист своего дела, и его руководитель оценил его по достоинству.

Оценки подчиненного кандидата Х являются средними (88,5 баллов), что говорит о том, что кандидат Х является неплохим руководителем, но ему необходимо наладить работу в команде и научиться делиться знаниями, именно за эти компетенции он получил среднюю оценку (50 % из 100 % возможных – приемлемая компетентность («нормально»)).

Для многих поставить не самую лучшую оценку коллеге означает «настучать» на него. Но это не про коллегу кандидат Х, так как он оценил коллегу достаточно строго (67 баллов). Возможно, здесь имеет значение различие в методах управления и коллеги видят происходящее вокруг них по-разному. Но нельзя не сказать о том, что оценив коллегу средне в 50 % компетенциях, он сказал правду, что сможет помочь кандидату Х узнать зоны развития и получит возможность их корректировать.

Исходя из анализа анкеты, комиссия может вынести решение, что кандидат Х обладает знаниями и умениями, имеет черты характера необходимые и важные для выполнения должностных обязанностей. И в связи с этим он соответствует должности начальника отдела, к тому же по многим компетенциям он набрал достаточно высокий балл.

Из результатов исследования видно, что действующая оценка компетенций «360 градусов» имеет ряд преимуществ:

1. Возможность получения разносторонней оценки определенного работника. При формировании списка оценщиков необходимо включать в него людей из ближнего и дальнего круга рабочих контактов. Это дает возможность получить наиболее объективную информацию.

2. Демократичность системы. По методу 360 градусов можно оценивать не только рядовых сотрудников, но и руководителей подразделений, отделов и компании. Не секрет, что эффективность работы коллектива в целом во многом зависит от лояльности его членов к начальству. Анонимное оценивание позволяет определить категории и факторы в поведении руководителя, которые вызывают негативную реакцию у подчиненных, определить критерии, требующие корректировки.

3. Многоплановость. В зависимости от цели для анкеты формируются практически любые вопросы. Например, можно выявить, как ведет себя сотрудник в определенных ситуациях (срочная работа, необходимость быстрого решения, конфликт). Метод позволяет оценить, как профессиональные, так и личные качества человека, например, коммуникабельность или способность противостоять стрессу.

4. Наглядность. Результаты опроса можно представить в виде текстового описания, графика, диаграммы, таблицы с указанием основных критериев и среднеарифметической оценки респондентов по ним [6].

Однако, несмотря на представленный набор преимуществ, данный метод обладает рядом недостатков. Как показывает практика, при такой оценке возникает возможность свести к минимуму объективность оценки. Каждый рабочий коллектив строится на взаимоотношениях между сотрудниками, этот аспект оказывает воздействие на правдивость оценивания. Например, при тестировании руководителя у подчиненных может возникнуть небезосновательная тревога по поводу последующего «разбора полетов». Страх испортить отношения с начальством и даже потерять работу может привести к тому, что результаты оценки будут явно завышенными. К недостаткам методики можно отнести также необходимость предварительной подготовки к проведению опроса и трудоемкость процесса обработки информации.

#### Литература

1. Алехина О.Е. Служба персонала / О.Е. Алехина, А. В Павлуцкий // Управление персоналом. – 2015. – №11. – С. 56-59.
2. Пахлова И.В. Значение компетентностного подхода в управлении персоналом современных организаций // Молодой ученый. – 2014. – № 12. – С. 162–169.
3. Симоненко С. Исследование компетенций успешных менеджеров в России. Модель «20 граней» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.hrm.ru> (дата обращения – 10.01.2017).
4. Шиканов Л. А. Профессиональные и личные компетенции российского менеджера [Электронный ресурс] / Л.А. Шиканов, В.С. Мандрик // Актуальные проблемы гуманитарных наук: сб. научных трудов студентов, аспирантов и молодых ученых. 5-6 апреля 2012 г., Томск – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – С. 171–172.
5. Плюсы и минусы метода 360 градусов. [Электронный ресурс] // Официальный сайт «Директор по персоналу». – 2016. URL: <http://e.hr-director.ru/> (дата обращения – 10.01.2017).
6. 6 способов извлечь практическую пользу из метода 360 градусов. [Электронный ресурс] // Официальный сайт «Директор по персоналу». – 2016. – URL: <http://e.hr-director.ru/> (дата обращения 10.01.2017).

**ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА (СЭМ)  
НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Ю.С. Корнева, К.А. Коновалова**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтегазодобывающее предприятие «Сургутнефтегаз» – одно из крупнейших компаний нефтяной отрасли России. На протяжении многих лет предприятие является лидером отрасли по разведочному, эксплуатационному бурению и вводу в эксплуатацию новых добывающих скважин.

В своей деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» уделяет значительное внимание вопросам охраны окружающей среды. Для определения и контроля воздействия на окружающую среду на предприятии внедряется система экологического менеджмента. В компании действует Политика в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда, а во всех ее основных дочерних обществах и совместных предприятиях внедрена и функционирует Интегрированная система управления вопросами охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда (ИСУ), которая соответствует требованиям международных стандартов ISO 14001:2004 [1].

Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз» последовательно обеспечивает соблюдение всех положений природоохранного законодательства путем реализации экологической политики Компании. В соответствии с ее принципами в отчетный период производственная деятельность предприятия осуществлялась строго в соответствии с законами Российской Федерации, включая существенные изменения законодательства в области охраны окружающей среды 2014 года. Продолжая реализацию мероприятий по охране воздушной среды, Сургутнефтегаз сохранил рекордный в отрасли уровень утилизации попутного нефтяного газа, который в 2014 году составил 99,14 %. В прошедшем году Компанией с целью обеспечения надежной безаварийной работы трубопроводного транспорта ОАО «Сургутнефтегаз» начата эксплуатация уникального собственного комплекса технологического оборудования по нанесению внутреннего антикоррозионного покрытия на трубы, применяемые для строительства трубопроводов. В рамках расширения направлений утилизации и повторного использования ресурсов введена в строй установка по измельчению бумажных отходов и пластиковой тары. Высокий уровень технической оснащенности и профессионализм персонала позволили Компании обеспечить ликвидацию всех нефтяных загрязнений прошлых лет. Подтверждением эффективности мероприятий по охране окружающей среды и высокого уровня развития экологического менеджмента является положительная оценка природоохранной деятельности Компании независимыми организациями. По итогам 2014 года ОАО «Сургутнефтегаз» возглавило рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний России, инициатором которого является Всемирный фонд дикой природы (WWF).

Экологическая политика Компании реализуется посредством комплексных мероприятий по охране окружающей среды в рамках ежегодной программы «Экология», действующей во всех структурных подразделениях ОАО «Сургутнефтегаз» с целью планомерного уменьшения влияния производства на окружающую среду. Ежегодно Компания обеспечивает высокий уровень инвестиций в охрану окружающей среды и экологическую безопасность производства. В 2014 году на природоохранные мероприятия ОАО «Сургутнефтегаз» было направлено 18,6 млрд рублей. В том числе Компания вложила 4,1 млрд рублей в строительство новых и реконструкцию действующих природоохранных объектов. Текущие затраты Сургутнефтегаза на природоохранные мероприятия в 2014 году составили 14,5 млрд рублей. В 2015 году финансирование программы «Экология» планируется в объеме 18,4 млрд рублей. Ключевые направления программы «Экология»: строительство природоохранных объектов; обеспечение надежности нефтепромыслового оборудования; рациональное водопользование; обезвреживание и утилизация отходов производства; мониторинг компонентов природной среды и производственных объектов; экологическое обучение персонала; проведение научно-исследовательских работ в области охраны окружающей среды. Рассмотрим тенденцию за 2012-2014 года в таблице [2].

**Таблица 1**

**Финансирование природоохранных мероприятий ОАО «Сургутнефтегаз» в 2012–2014 годах,  
план на 2015 г. млн руб.**

	2012	2013	2014	План на 2015
Строительство природоохранных объектов	33%	37,2	22,1%	26,4%
Предупреждение аварий на трубопроводах	20,3%	16,6%	26,8%	29,0%
Утилизация пром. стоков и отходов	38,9%	37,8%	39,5%	37,4%
Ликвидация последствий аварий	5,6%	5,8%	8,0%	3,2%
Рекультивация шламовых амбаров	1,3%	1,4%	1,9%	2,3%
Мониторинг	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%
Воздухоохранная деятельность	0,2%	0,2%	0,5%	0,5%
Договорные работы, экологическое обучение, подготовка и аттестация специалистов	0,2%	0,3%	0,5%	0,4%
Итого в млн руб.	20918,58	22122,44	18578,50	18406,07

Текущие затраты «Сургутнефтегаза» на природоохранные мероприятия в 2014 году составили 14,5 млрд рублей. В 2015 году финансирование программы «Экология» планируется в объеме 18,4 млрд руб. [2].

В компании существует программа по охране воздушной среды направлена на рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) и сокращение объемов его сжигания в факелах, являющихся основными источниками загрязнения атмосферы в компаниях по добыче углеводородного сырья.

«Сургутнефтегаз» лидирует среди предприятий Российской Федерации по уровню утилизации попутного нефтяного газа. На протяжении последних трех лет этот показатель в Компании превышает 99 %. Акционерное общество первым в стране применило один из самых эффективных способов утилизации попутного нефтяного газа – в работе автономных газотурбинных (ГТЭС) и газопоршневых (ГПЭС) электростанций. «Сургутнефтегаз» уделяет большое внимание повышению энергоэффективности собственного производства и созданию надежных источников энергии для обеспечения непрерывности технологических процессов без перебоев в энергоснабжении.

В настоящее время в Компании эксплуатируется 29 объектов малой энергетики: 22 газотурбинные и 7 газопоршневых электростанций, обеспечивающих выработку электроэнергии за счет использования ПНГ.

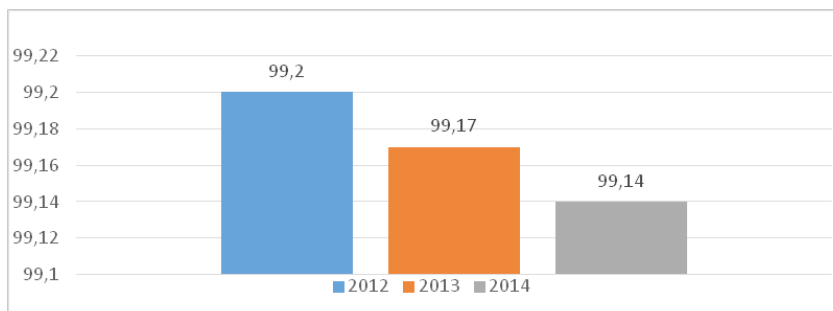


Рис. 1. Уровень утилизации попутного нефтяного газа

Высокий уровень утилизации попутного газа достигается и за счет его переработки на мощностях собственного завода Компании, использования ПНГ для поддержания пластового давления, применения в качестве топлива в различном оборудовании. В 2014 году ОАО «Сургутнефтегаз» добилось сокращения объемов сжигания ПНГ в 1,2 раза (на 19 млн м<sup>3</sup>) по отношению к уровню 2013 года. Удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу составили 2,4 кг на тонну добытой нефти.

На основе рис. 1 можно сделать вывод, что увеличение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в 2014 году обусловлено появлением новых источников выбросов в связи с обустройством и разработкой новых месторождений (Высотного, Кочевского, Верхнеказымского), ростом объемов производства на других лицензионных участках, а также изменением методологии расчетов выбросов углеводородов при хранении нефти в резервуарах.

В 2012 и 2013 годах в сфере отношений, связанных с охраной окружающей среды ОАО «Сургутнефтегаз» награждено дипломом «Лучшее предприятие топливно-энергетического комплекса Югры» среди предприятий с добычей нефти более 5 млн т.

В 2013 году ОАО «Сургутнефтегаз» названо лауреатом конкурса «100 лучших организаций России. Экология и экологический менеджмент» и победителем акции «Впиши себя в историю Югры в Год охраны окружающей среды». В 2014 году ОАО «Сургутнефтегаз» возглавило Рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний России, организатором которого являются Всемирный фонд дикой природы (WWF) и группа «КРЕОН».

Компания ОАО «Сургутнефтегаз» уделяет большее внимание рациональному использованию энергетических ресурсов. Проводились более 80 мероприятий, позволяющих компенсировать до 2 % затрат на энергоресурсы Компании. В рамках данных программ ежегодно внедряется энергоэффективное оборудование. Для обеспечения точного планирования и 100 % учета потребления энергоресурсов в ОАО «Сургутнефтегаз» выстроена система коммерческого и технического учета электрической и тепловой энергии, топлива, воды [3].

Таким образом, внедрение системы экологического менеджмента в ОАО «Сургутнефтегаз» несет очевидные выгоды. В первую очередь, это экономия в потреблении энергии и материалов, полученная вследствие реализации программ ресурсо- и энергосбережения. Во-вторых, происходит повышение затрат, связанных с выплатами экологических платежей, связано с разработкой новых месторождений. Кроме того, улучшается имидж компании среди общественности, потребителей и инспекторов, что подтверждается рядом экологических наград, присужденных компании.

#### Литература

1. Основные направления природоохранной деятельности. [Электронный ресурс] // Сайт ОАО «Сургутнефтегаз». URL: [http://www.surgutneftegas.ru/ru/ecology/conservation\\_activity/](http://www.surgutneftegas.ru/ru/ecology/conservation_activity/) (дата обращения 27.01.2017).
2. Экологические отчеты. [Электронный ресурс] // Сайт ОАО «Сургутнефтегаз». URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/ecology/reports/> (дата обращения 27.01.2017).
3. Энергоэффективность и ресурсосбережение [Электронный ресурс] // Сайт ОАО «Сургутнефтегаз». URL: [http://www.surgutneftegas.ru/ru/ecology/energy\\_efficiency/](http://www.surgutneftegas.ru/ru/ecology/energy_efficiency/) (дата обращения 27.01.2017).

## БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО – ПУТЬ К УСПЕХУ СОВРЕМЕННЫХ ИГРОКОВ

С.Н. Королев

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Научно-технический прогресс способствует развитию новых технологий, что зачастую ведет к усложнению производства и как следствие повышается себестоимость выпускаемой продукции. Для сохранения конкурентоспособности на рынке актуализируется задача применения организационно-экономических инструментов с целью снижения затрат.

Совершенноностью организационно-экономических инструментов, как часть управления производственным предприятием, является техника бережливого производства.

Применение концепции бережливого производства (Leanproduction) – отправная точка в изменениях, направленных на улучшение и обеспечивающих процветание любой компании. Сотрудники сохраняют свои рабочие места только в том случае, если организация будет устойчива к внешним изменениям [1].

Бережливое производство – это концепция управления производственным предприятием, основанная на постоянном стремлении к устранению всех видов потерь. Предполагается вовлечение в процесс оптимизации бизнеса каждого сотрудника и максимальная ориентация на потребителя. Основными целями такого производства являются минимизация трудозатрат и сроков создания новой продукции, а также гарантия поставки продукции заказчику.

При осуществлении проектов по бережливому производству в России можно говорить о неготовности уделять внимание развитию идей и людей. Основные усилия фокусируются на инструментах менеджмента. Но для устойчивого развития производственных систем им необходимо отдавать лишь 20 % усилий, а 80 % направлять на преобразования в умах и чувствах сотрудников [2].

Целью исследования является отражение специфики внедрения концепции бережливого производства на российских предприятиях, а также возможные риски.

Доступные в сети Интернет источники не предоставляют возможности в полной мере оценить состояние производственных систем в России, т. к. отсутствует официальная статистика об управленческих новациях. В связи с этим Институт комплексных стратегических исследований, который является одним из ведущих российских исследовательских центров в области экономической политики, провел исследование на предмет распространенности концепции бережливого производства в России. В 2008 году институтом был проведен опрос среди 767 отечественных предприятий, большинство из которых относятся к обрабатывающим отраслям. Две трети опрошенных – предприятия с численностью занятых 100-2000 человек. Большинство респондентов (около 70 %) из числа высшего руководящего звена. Результаты опроса приведены на рисунке 1.

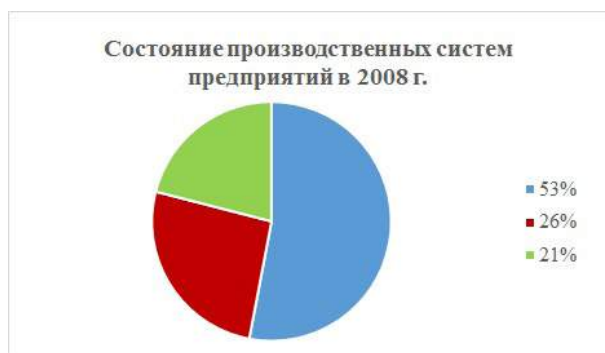


Рис. 1. Состояние производственных систем предприятий в 2008 году

По результатам данной диаграммы можно сделать вывод о том, что:

26 % – число предприятий, использующих методы бережливого производства.

53 % – предприятия, деятельность по улучшению организации производства которых отсутствует.

21 % – предприятия, использующие другие методы улучшения организации производства.

В 2008 году наиболее популярными инструментами бережливого производства были «5S» (51 % предприятий), управление потоками (TfM) – 36 %, снижение межоперационных запасов (канбан) – 23 %.

На сегодняшний день возрастает интерес к использованию концепции бережливого производства предприятиями, относящимися к отраслям машиностроения, черной (цветной) металлургии и нефтегазового комплекса т. к. они представлены на мировом рынке среднего и крупного бизнеса.

Менеджерам предприятий, внедряющих концепцию бережливого производства, необходимо помнить об особенностях русского менталитета и с учетом этого оценить возможные риски при использовании концепции.

Главной особенностью русского менталитета является «небрежность к дальнейшему существованию». Это означает, что в условиях непредсказуемого развития событий человек надеется на благоприятный исход, не рассматривая риски от неблагоприятного исхода.

Высшее руководство любой организации должно обезопасить своих рабочих и потребителей от последствий русского авось. Для этого необходимо заранее оценить те риски, которые рабочий упускает из виду, и

предотвратить их, используя различные методики:

- Анализ критичности и последствий отказов (FMEA).
- Оценка рисков, существующих в рабочей зоне.
- Серия стандартов OHSAS 18000.

После оценки, риски желательно устранить, или хотя бы визуализировать. Отличный метод устранения рисков «защита от непродуманных действий» – это конструктивные изменения в оборудовании или процессах, не позволяющие работнику совершить операцию не так, как это написано в инструкции (отключить блокировку, поставить изделие не той стороной и т. д.). К устройствам «защиты от непродуманных действий» относятся так же автоматические приборы, контролирующие качество продукции.

Все концепции современного менеджмента говорят примерно об одном и том же, но отличаются своими акцентами, терминологией и степенью ориентации на те или иные аспекты менеджмента. В этом плане, очевидно, что концепция бережливого производства ориентирована на борьбу с потерями всех видов и во всех сферах деятельности организации. При этом очень важно понимать, что «черт прячется в деталях».

Не стоит думать, что бережливое производство имеет одни лишь плюсы и не имеет никаких минусов. Конечно же, так в жизни не бывает. Ряд специальных исследований показал следующее. Система бережливого производства предъявляет столь высокие требования к напряженности труда людей, что растет число невыходов на работу из-за временной нетрудоспособности.

Любой незнакомый путь поначалу пугает. Но если у вас есть четкий план, согласно которому вы будете двигаться к цели, вы вряд ли заблудитесь.

#### Литература

1. 5S для рабочих: как улучшить свое рабочее место / Пер. с англ. И. Попеско, 6-е изд. – М.: Институт комплексных стратегических исследований, 2013. – 176 с.
2. Тюшевская О. Идеология взаимного доверия // BusinessExcellence. – 2013. – №8. – С. 76-79.

### СПЕЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ СУБЪЕКТОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

**С.В. Кравченко, В.В. Кучков, О.А. Антоненко**

*Научный руководитель доцент В.Б. Романюк*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Для устранения проблем регионального развития арктических территорий, а также создания эффективной системы налогообложения и таможенного регулирования, соответствующей инновационному социально ориентированному типу экономического развития страны, автором предлагаются следующие концептуальные подходы:

- совершенствование налоговой, таможенной и региональной политики в их взаимосвязи для стимулирования развития экономики арктических регионов, в том числе активизации и обеспечения сбалансированного развития внешнеэкономической, инновационной и инвестиционной деятельности;

- совершенствование налогообложения и таможенно-тарифного регулирования участников внешнеэкономической деятельности.

Реализация эффективной региональной политики во многом зависит от действенного государственного регулирования. Представим реформирование в области налогообложения представим в таблице 1.

*Таблица 1*

*Реформирование в сфере налогообложения нефтедобычи (налоговые маневры)*

Этапы	Годы	Меры	Эффекты
Система «60-66-90»	2011	снижение экспортной пошлины (ЭП) на нефть; снижение ЭП на светлые нефтепродукты; увеличение ЭП на темные нефтепродукты	стимулирование и поддержание добычи на действующих месторождениях; увеличение инвестиций в глубину переработки нефти; снижение экономики экспорта темных нефтепродуктов
«Малый налоговый маневр»	2013	несущественное снижение ЭП на нефть; несущественное снижение ЭП на дизельное топливо; увеличение НДС на нефть	рост бюджетных поступлений; сохранение маржи и привлекательности разработки месторождений, а также нефтепереработки; первый этап перекардывания налоговой нагрузки с экспорта на добычу нефти
«Большой налоговый маневр»	2014	Существенное снижение ЭП на нефть в 1,8 раза Существенное снижение ЭП на светлые нефтепродукты Существенное поэтапное увеличение НДС на нефть в 1,7 раза	Компенсация бюджетных поступлений за счет поэтапного увеличения НДС в 1,7 с сохранением льгот для нефти, добываемой на шельфе. Второй этап перекардывания налоговой нагрузки с экспорта на добычу нефти. Снижение рисков субсидирования стран ТС в рамках создания ЕЭП.



Выработка и реализация взаимосвязанной государственной (бюджетной, налоговой, внешнеэкономической и региональной таможенно-тарифной) политики возможна при использовании государственных и рыночных рычагов в оптимальном сочетании, при учете интересов федеральных, региональных и коммерческих структур.

На современном этапе инструментом реализации эффективной государственной региональной политики в России может стать налоговый и таможенный механизм [1].

Меры налогового и таможенного стимулирования должны быть направлены на реализацию следующих основных государственных приоритетов регионального развития:

- стимулирование сбалансированного регионального развития и создание новых региональных центров экономического роста;
- содействие развитию регионов, имеющих особо важное геополитическое значение для страны, в том числе северных регионов арктической зоны;
- поддержка имеющегося или потенциального экспортно-ориентированного производства (приоритетных отраслей промышленности);
- стимулирование экспорта высокотехнологичных товаров и услуг;
- содействие развитию импортозамещающих производств в высоко- и средне технологичных секторах экономики;
- повышение конкурентоспособности российского экспорта (содействие развитию базовых отраслей промышленности и стимулирование экспорта обрабатывающих отраслей);
- стимулирование инвестиционной и внешнеэкономической деятельности (поддержание необходимого уровня инвестиционной привлекательности отраслей и регионов страны);
- содействие технологической модернизации российской экономики (например, за счет облегчения доступа к использованию передового иностранного оборудования и технологий);
- поддержка малого и среднего предпринимательства.

Все эти приоритеты связаны одной идеей – созданием среды для реализации потенциала модернизации и создания новых производств.

#### Литература

1. Пожарницкая О.В. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса [Электронный ресурс]: монография / О. В. Пожарницкая [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – 1 компьютерный файл (pdf; 3.9 МВ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Заглавие с титульного экрана. – Доступ из корпоративной сети ТПУ. – Системные требования: Adobe Reader. Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m051.pdf>

### ОРГАНИЗАЦИЯ ГОСЗАКУПОК КОНТРАГЕНТОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

**В.В. Кучков<sup>1</sup>, Д.В. Худяков<sup>2</sup>, Д.В. Потапов<sup>3</sup>**

*Научный руководитель доцент В.Б. Романюк*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

*ООО «Славнефть», г. Мегион, Россия*

Организация государственных закупок как на шельфе Арктики, как и в любом субъекте Российской Федерации регламентируется ФЗ от 05.04.2013 N 44-ФЗ (ред. от 09.03.2016) «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» и ФЗ от 18.07.2011 N 223-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц», а также положениями «О закупках» организаций [2].

В практике проведения тендеров на осуществление государственного заказа прочно закрепилась определенная схема работы с контрагентами. Ключевым моментом заключения договора на госзаказ является выбор наилучшего предложения поставщика.

Рассмотрим Федеральное государственное бюджетное учреждение «Администрация морских портов Западной Арктики» в разрезе способа оценки конкурсных предложений.

Наиболее часто в закупочной деятельности используется метод рейтинговой оценки поставщиков. Его мы рассмотрим более подробно.

Рейтинговая оценка предложений строится, как правило, на экспертном подходе и основывается на следующих критериях:

- цена контракта;
- срок поставки;
- обоснование качества предоставляемой продукции (работ, услуг).

Как правило, в рейтинговой оценке доминирует или занимает наибольшую долю критерий – цена контракта.

На практике встречаются две крайности: первая – завышение доли критерия, характеризующего качество исполнения контракта; вторая – занижение стоимости заказа.

Завышение доли качественных характеристик в системе оценки влечёт за собой проблему повышения субъективности оценки, так количественно измерить качество исполнения зачастую довольно сложно. В свою очередь, занижение стоимости проекта, так же может повлечь за собой снижение качества исполнения

государственного заказа. То есть, заказчик проигрывает в обоих случаях.

На конкурс по выполнению государственного заказа «Оказание услуг по электроснабжению» было подано три заявки.

Рейтинг подводится по двум критериям – качество и цена. Условия контракта: максимальная цена – 200 млн. руб.; срок исполнения – 3 года.

Итоговый балл *i*-ой заявки рассчитывается по формуле:

$$R_i = 0,45R_{ai} + 0,55 R_{ci},$$

где  $R_{ai}$ ,  $R_{ci}$  – рейтинги, присуждаемые *i*-й заявке по критериям «цена контракта», «качество работ и квалификация участника» соответственно.

По критерию «цена контракта» рейтинг определялся как

$$R_{ai} = 100 (A_{max} - A_i) / A_{max},$$

где  $A_{max}$  – максимальная цена контракта, тыс. руб.;

$A_i$  – предложение *i*-го участника конкурса по цене контракта, тыс. руб.

Для оценки заявок по критерию «качество работ и квалификация участника конкурса» каждой заявке выставляется значение от 0 до 100 баллов. В случае, если показатели указанного критерия установлены, сумма максимальных значений всех показателей этого критерия, установленных в конкурсной документации, должна составлять 100 баллов. Рейтинг, присуждаемый заявке по критерию «качество работ и квалификация участника конкурса», определяется как среднее арифметическое оценок в баллах всех членов конкурсной комиссии, присуждаемых этой заявке по указанному критерию.

В рассматриваемом случае участвовало в конкурсе три организации (по причине коммерческой тайны сведений указаны только формы организации участников конкурса), предложения участников конкурса и результаты проведения экспертизы конкурсной документации заявителей представлены в таблице 1.

*Таблица 1*

*Рейтинг участников конкурса на право заключения государственного контракта, в баллах*

Наименование предприятия	Цена		Качество, $R_{ci}$ в баллах	ИТОГО рейтинг $R_i$
	млн. руб.	$R_{ai}$ в баллах		
1. Общество с ограниченной ответственностью	180	8	14,58	55,58
2. Открытое акционерное общество	190	4	16,18	20,18
3. Закрытое акционерное общество	170	12	14,58	26,58

Таким образом, в данном случае главным, определяющим критерием выбора победителя конкурса является цена контракта. Если Открытое акционерное общество получило бы максимальный бал за качество исполнения проекта – 20, оно бы всё равно проиграло, так как наибольший удельный вес (80 %) занимает в рейтинге показатель цена контракта.

Понимая тот факт, что экспертную оценку устранить нельзя, это снижает объективность оценки, и на наш взгляд может быть преодолено прозрачностью и мониторингом полученных результатов. Под прозрачностью понимается открытость и полное обоснование выдвигаемого решения. Мониторингом поставленных оценок может послужить мнение независимой комиссии, которая уже не будет выставлять оценки, а непосредственно проведет аудит полученных результатов.

Создание такой модели мониторинга экспертных оценок позволит если не исключить, то, по крайней мере, минимизировать субъективный фактор при составлении рейтингов [1].

Таким образом, можно сделать вывод, что эффективность проводимых государственных закупок преумножает не только капитал самих компаний, но и укрепляет связи между контрагентами, а также развивает экономику одного из самых перспективных регионов нефте- и газодобычи – Арктику.

#### Литература

1. Романюк В.Б. Рейтинговая оценка проектов выполнения государственных заказов // Вестник науки Сибири. 2012. № 3(4) – С. 204-209.
2. Федеральный Закон № 44 от 05.04.2013/ [Электронный документ]. URL: [http://фз-44.рф/documenty/44\\_fz\\_all/44\\_fz\\_oglavlenie.html](http://фз-44.рф/documenty/44_fz_all/44_fz_oglavlenie.html)

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ ВО ВЬЕТНАМЕ

Ле Ван Тунг, Т.С. Глызина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вьетнам является одной из наиболее богатых по запасам полезных ископаемых из стран Индокитайского полуострова. Изучены многочисленные проявления и месторождения железных руд различных генетических типов, которые расположены главным образом на северо-востоке и западе страны. Было обнаружено свыше 216 мест на территории Вьетнама, где обнаружена железная руда, открыто 13 шахт с запасами более 2 млн тонн. Установленные ресурсы железной руды оцениваются в 155 млн т, предполагаемые – в 1250 млн т. Наибольшее промышленное значение имеют железорудные месторождения во Вьетнаме: Тхакхе (Ха Тинг), Квиса (Лао Кай), Тхайнгуен (Тхайнгуен).

Тхакхе находится в провинции Хатинь, относится к скарновому типу. Предполагаемые запасы ресурсов, пригодных для открытой разработки, составляют 544 млн т, содержание железа в рудах – 50–60 %. Рудные тела имеют форму линз и неправильных залежей, существенно различающихся по размеру. Магнетитовые руды в оцененных запасах составляют 61 %. Кроме магнетита в рудах распространен гематит.

Квиса находится в провинции Лаокай, на правом берегу нижнего течения Хонгхо. Установленные запасы железной руды в количестве 118 млн т, предполагаемые – 700 млн т. Состав рудного тела – гематит-магнетитовый; содержание железа – от 55 до 60–70 %. Месторождение может отрабатываться открытым способом.

Тхайнгуен расположено в 14 км к северо-востоку от Тхайнгуен. Установленные запасы железной руды месторождения составляют 34 млн т, вероятные запасы до 200 млн т, среднее содержание железа в рудах, относящихся к осадочному типу – 37 %. Рудная зона имеет длину 25 км при ширине 2–4 км. Форма рудных тел пластообразная и линзовидная. Месторождение эксплуатируется с семидесятых годов, и его запасы могут быть уже на две трети отработаны.

Добыча железной руды в Вьетнаме в период с 2010–2015 гг. устойчиво увеличивалась и составила 2,63 млн т. По сравнению с 2014 годом добыча ресурсов в 2015 г. выросла на 18,25 %. Большая часть железной руды (61,2 %) добыта на месторождении Тхакхе. Месторождение Квиса обеспечили почти 24,5 % добычи металла в стране, остальные месторождения – всего 14,3 %. Мировые цены на железную руду 2015–2016 гг. сохраняются на уровне 43–50 USD/тонн г. На рисунке 2, с 2011 по 2015 год, самый низкий уровень цен на железа наблюдался в 2015 году на уровень 43 USD/тонн. С 2016 г. цены железной руды существенно выросли (до 53,65 USD/тонну) из-за увеличения экспорта в Китай (крупнейший в мире потребитель железной руды), что положительно сказалось на объемах добычи железной руды.



Рис. 1. Прогноз добычи железной руды во Вьетнаме в 2010–2020 гг

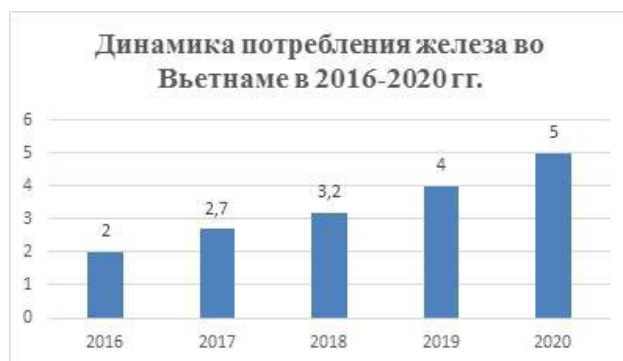


Рис. 2. Динамика потребления железа во Вьетнаме в 2010–2020 гг

На внутреннем рынке Вьетнама основное потребление железной руды – 45 % – отводится на производство (трубы, трубопроводы, кровельный и облицовочный материалы, рельсы); 15 % – на потребление электротехнической промышленности (электростанции, высоковольтные трансформаторы); 31 % – на машиностроение и 9 % – на другие нужды.

Перспективы развития железорудной промышленности во Вьетнаме с 2015-2020 гг.

Национальная компания Vietnam Steel Association (VSA) (высший административный орган по развитию горнодобывающей и стальной индустрии) подписано несколько соглашений о создании совместных проектах:

- Предложен комплексный проект освоения месторождения Тхакхе в центральной провинции Хатинь и строительства металлургического предприятия мощностью 5 млн т сырой стали в год.

- С одобрения VSA южнокорейской компании POSCO Steel Group и тайваньской Tycoons Worldwide Steel Co. Предложен пилотный проект финансирования строительства во Вьетнаме сталелитейных предприятий экономической зоне Дунгкуат (Dung Quat) в провинции Куангнам, стоимость проекта 1 млрд дол.

- Южнокорейская компания подала заявку на лицензию строительства сталелитейного предприятия в провинции Бария; стоимость проекта – 1,13 млрд дол.

Таким образом, согласно новой модели, принятой в экономике Вьетнама, для развития железорудной промышленности необходимо сотрудничество и рост международной интеграции. Внедрение новых технических средств, разработок, повышение уровня квалификации сотрудников поможет открыть новые рынки для национальных компаний, что позволит использовать преимущества, вытекающие из их инвестиционных проектов.

#### Литература

1. Вьетнам. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mineral.ru/Facts/world/116/137/index.html>. (дата обращения 27.01.2017).
2. Добыча и разработка ресурсов во Вьетнаме. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.vnsteel.vn/> (дата обращения 27.10.2016).
3. Оценки воздействия горнодобывающей деятельности на окружающую среду во Вьетнаме. [Электронный ресурс]. URL: <http://vimcc.vn/> (дата обращения 27.01.2017).
4. Проект месторождения железной руды Тхакхе. Инвестиционные возможности. [Электронный ресурс]. URL: <http://satthachkhe.vn> (дата обращения 27.01.2017).

### ТРУДОВОЙ ПОТЕНЦИАЛ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ

Ю.С. Макашева, Д.С. Калашникова

*Научный руководитель доцент Н.П. Макашева*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Развитие Арктической зоны является приоритетным стратегическим направлением, важным условием защиты государственных интересов России. Об этом свидетельствует принятие в последние годы ряда программных документов, таких как «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» (2008 г.), «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» (2013 г.), Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года» (2014 г.) и ряд других. Этими документами ставится задача ускорения социально-экономического развития и активного вовлечения обширной территории, находящейся за полярным кругом, в национальную экономику России. По сути, речь идет о сложнейшем мегапроекте многоцелевого развития огромной территории, обладающей мощным ресурсным потенциалом и имеющей не только важное экономическое, но и военно-стратегическое, геополитическое значение.

Серьезной проблемой на пути решения поставленных задач является проблема обеспечения трудовыми ресурсами. Отмечая роль кадрового потенциала, ректор ТюмГНГУ В. Новоселов подчеркнул, что дефицит кадров может стать одним из тормозящих факторов проекта [1]. В Стратегии развития Арктической зоны в числе ограничений и угроз указаны отрицательные демографические процессы; продолжающийся с 90-х годов прошлого столетия отток из приарктических районов трудовых ресурсов, особенно высококвалифицированных специалистов; дисбаланс между спросом и предложением трудовых ресурсов как в территориальном, так и в профессиональном отношении.

Анализ статистических данных показывает, что с начала 2000 года наблюдается снижение общей численности трудовых ресурсов арктических регионов на 6,4 %, а также неуклонное падение доли трудовых ресурсов регионов Российской Арктики в их общей численности по стране. При этом наблюдается увеличение доли работающих за пределами трудоспособного возраста, преимущественно за счет лиц старше трудоспособного возраста (с 4 % в 2005 г. до 7,6 % в 2013 г.) [2]. Но в общей структуре населения Арктики доля молодого населения (моложе трудоспособного возраста) выше, чем данный показатель по России [3].

Для данного региона характерны достаточно высокие показатели безработицы; значительную долю в ней (30–40 %) составляет структурная безработица. Но наблюдается снижение численности безработных, а среднее значение уровня экономической активности в районах Арктического региона выше, чем по России в целом. По данным за 2014 г., доля экономически активного населения Арктического региона в возрасте от 15 до 72 лет

составила 71,8 % против 69,5 % по России [5].

К общей характеристике населения как основы трудового потенциала Арктической зоны России следует добавить его предельно низкую плотность и высокую дисперсность расселения, высокую степень урбанизированности. Характерной особенностью Арктической зоны является значительный миграционный оборот с преобладанием доли выезжающих, а также высокая доля работающих вахтовым методом, т. е. проживающих на других территориях и приезжающих в регион периодически лишь для выполнения трудовых функций.

Состав и структура трудовых ресурсов отражают количественную характеристику трудового потенциала региона. Понятие «трудовой потенциал» имеет несколько аспектов. Он может рассматриваться как экономическая категория и как статистический показатель.

Трудовой потенциал как статистический показатель представляет количественную характеристику трудовых ресурсов на определенный период, которые пока не заняты в экономике, но могут быть вовлечены в экономическую деятельность территории (страны, региона). Характеристиками статистического показателя трудового потенциала являются:

- численность экономически активного населения и показатели его роста;
- удельный вес экономически активного населения в общей численности трудовых ресурсов и динамика его изменений;
- доля занятых в составе экономически активного населения, тенденции изменения соотношения долей занятого и незанятого из общего количества экономически активного населения.

На количественную характеристику трудового потенциала территории значительное влияние оказывают демографические процессы, тенденции рождаемости и смертности населения, внутренняя и внешняя миграция населения, прежде всего его трудоспособной части.

Количественная характеристика трудового потенциала позволяет получить общее представление о количестве трудоспособных членов общества, которые способны и могут быть вовлечены в экономическую жизнь общества. Но этого недостаточно. Всесторонняя и объемлющая оценка трудового потенциала предполагает единство его количественных и качественных характеристик. Именно с таких позиций принято рассматривать трудовой потенциал как экономическую категорию.

Трудовой потенциал как экономическая категория характеризует население как производителя материальных благ. Эта характеристика включает всю совокупность качеств, отражающих способности и возможности работников к осуществлению общественно-полезной деятельности и реализации целей социально-экономического развития. Таким образом, трудовой потенциал региона можно охарактеризовать как совокупную рабочую силу и совокупную общественную способность населения к труду.

Оценка трудового потенциала может осуществляться как на основе данных официальной статистики, так и на основе социологических опросов [4]. Так, в оценке трудового потенциала на основе статистических данных широкое распространение получили методики расчета Индекса развития человеческого потенциала (ИРЧП) и Индекса развития трудового потенциала (ИРТП). Индекс развития человеческого потенциала активно используются Организацией объединенных наций для осуществления межнациональных и межстрановых сопоставлений. Он учитывает такие параметры, как долголетие (ожидаемая при рождении продолжительность жизни); уровень образования (уровень грамотности взрослого населения и доля поступивших в учебные заведения разного уровня); уровень жизни (по ВВП на душу населения). Индекс развития трудового потенциала включает такие показатели, как доля трудоспособного населения в общей численности населения; уровень образования, профессиональной подготовки и переподготовки; уровень заработной платы и ряд других. Этот показатель был адаптирован для российских условий [4]. Согласно данной методике расчет индекса развития трудового потенциала в регионах России осуществляется путем агрегирования следующих данных:

- состояние здоровья (показатели уровня смертности населения в трудоспособном возрасте);
- уровень профессионального образования (полнота охвата профессиональным и высшим образованием);
- уровень материального благосостояния (доход на душу населения);
- возможность для реализации трудового потенциала (показатели безработицы).

Методики оценки качества трудового потенциала на основе социологических опросов позволяют оценивать более широкий круг компонентов трудового потенциала, включаемых в анкетирование, и получать более быструю информацию в ходе периодически осуществляемого мониторинга. Результаты такого мониторинга, как отмечает один из авторов методики [3], позволяют судить о качестве трудового потенциала на определенный момент, но и о его динамике, тенденциях его развития.

Параметрами трудового потенциала являются: образовательный уровень населения региона, его профессионально-квалификационная структура, дифференциация населения по половозрастному, национальному признакам и т. п. Рассматривая трудовой потенциал региона как разновидность трудового потенциала общества, в его характеристику следует включать также совокупность условий, обеспечивающих реализацию трудового потенциала отдельных работников, трудовых коллективов и региона в целом.

В образовательной структуре населения Арктики чуть более 50 процентов составляют работники со средним профессиональным образованием, но опросы работодателей показывают, что этого недостаточно, особенно по ряду широко востребованных специальностей, таких как судоводители, буровики, обогатители полезных ископаемых. Еще острее стоит вопрос обеспеченности региона специалистами с высшим образованием. Не хватает океанологов, гидрологов, криологов и других профильных специалистов, без которых невозможно комплексное развитие Арктической зоны.

Для решения этих проблем нужно развивать систему профессионального и дополнительного образования в регионе, целевой подготовки специалистов в соответствии со стратегическими целями развития региона; разрабатывать и внедрять повсеместно стимулирующие меры по привлечению кадров в этот сложный для жизнедеятельности людей регион.

Многое в этом направлении уже сделано. Разработан и применяется комплекс мер по финансовому стимулированию трудовой мобильности. Работающим в регионах Арктической зоны предоставляется ряд льгот, гарантий и компенсаций. Но этого недостаточно. Современному человеку требуется современный уровень жизнеобеспечения. А для этого необходимо создание современных условий жизни и обеспечение возможности удовлетворения социально-бытовых и культурных потребностей людей.

#### Литература

1. Кадры для Арктики: государство, образование и бизнес должны объединиться. URL: [http://www.akvobr.ru/kadri\\_dlya\\_arktiki.html](http://www.akvobr.ru/kadri_dlya_arktiki.html) (дата обращения 06.02.2015).
2. Коровкин А.Г. Макроэкономическая оценка состояния региональных рынков труда в европейской части Российской Арктики // Проблемы прогнозирования. – 2016. – № 1. – С. 74–89.
3. Леонидова Г.В. Трудовой потенциал населения: методологические аспекты исследования // Вопросы территориального развития. – 2013. – Вып. 7 (7). – С. 1–7. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/trudovoy-potentsial-naseleniya-metodologicheskie-aspekty-issledovaniya> (дата обращения 30.01.2017).
4. Проблемы эффективности государственного управления. Человеческий капитал территорий: проблемы формирования и использования / Г. В. Леонидова [и др]. – Вологда: ИСЭРТ РАН, 2013 – 260 с.
5. Сигова С.В., Федорова Е.А., Мазаева К.А. Особенности труда в Арктической зоне Российской Федерации: опрос ведущих работодателей // Спрос и предложение на рынке труда и рынке образовательных услуг в регионах России: Сб. докладов по материалам XII Всероссийской научно-практ. Интернет-конференции (28–29 октября 2015 г.). – Петрозаводск: ПетрГУ, 2015. – Кн. I. – С. 189–198.

### К ВОПРОСУ О ВЗАИМОСВЯЗЯХ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ПРАВОМ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

Митулинская Я.А.

Научный руководитель Е.С. Болтанова

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Согласно легальному определению «единая система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения, поставок газа.» [1]. Законодатель также уточняет, что объекты комплекса находятся в собственности организации – владельца системы.

Из определения следует, что законодатель ограничивает состав единой системы газоснабжения материальными объектами, принадлежащими владельцу системы на праве собственности. Справедливость данного подхода может быть поставлена под сомнение за счет установления взаимосвязи системы с правом пользования недрами.

Общеизвестно, что право пользования недрами выступает условием извлечения из недр полезных ископаемых, в том числе, природного газа. Однако, прежде всего, право пользования недрами является условием создания новых объектов гражданских прав, используемых для геологического изучения недр и добычи полезных ископаемых. Стоит отметить отсутствие в специальном законодательстве единообразной терминологии в отношении имущества, обеспечивающего процесс недропользования. Так, Закон Российской Федерации от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» оперирует терминами «предприятие по добыче полезных ископаемых» и «подземные сооружения, не связанные с добычей полезных ископаемых». Федеральный закон от 30.12.1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» употребляет более широкую категорию «имущество». Использование данной терминологии нельзя назвать удачным, поскольку и предприятие и имущество предполагают наличие в своем составе не только вещей, но и имущественных прав. Кроме того, законодатель, употребляя общие понятия, оставляет без внимания тот факт, что объекты, применяемые в процессе недропользования, могут быть подразделены на вещи и комплексы вещей, также не учитывает связь вещей и их комплексов с участком недр и земельным участком.

В отличие от законодателя, специальная литература предлагается употреблять термин «горное имущество», под которым понимают движимое и недвижимое имущество, «необходимое для проведения всего цикла работ по разведке, разработке и добыче полезных ископаемых и обеспечения их безопасности в соответствии с условиями лицензионного соглашения» [5]. Струговым А.Ф. предложено дифференцировать горное имущество по критерию связи с участком недр на связанное и несвязанное. Связанное горное имущество состоит из недвижимого имущества и части движимого имущества, которое не может быть отделено от недр без нанесения несоразмерного ущерба недрам (горные выработки, скважины, элементы их крепления и обсадки, система водоотлива и приустьевое наземное оборудование горных выработок, стволы, подъездные пути, маркшейдерские знаки и другое имущество) [7]. Шмелева Д.Н., выделяя среди горного имущества, сооружения, которые используются для обустройства месторождений нефти и газа, подразделяет последние на скважины (например,

поисковые скважины) и технологические комплексы обустройства месторождения нефти и газа [8].

Классификация горного имущества на связанное и несвязанное приобретает принципиальное значение в случае досрочного прекращения права пользования недрами. Согласно абз. 2 ст. 21.1. Закона Российской Федерации от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» при принятии органом, досрочно прекратившем право пользования участком недр, решения о предоставлении права краткосрочного пользования таким участком другому недропользователю между пользователем недр, право пользования которого досрочно прекращено, и временным оператором может быть заключен договор о передаче имущества, необходимого для обеспечения пользования недрами, на возмездных условиях [2]. Приведенная норма, имея диспозитивный характер, закрепляет именно право, а не обязанность недропользователя распорядиться находящимися в его собственности объектами.

Думается, что проблема отказа собственника объектов недропользования передавать права на них временному оператору могла быть разрешена, если бы связанное горное имущество было признано не самостоятельным объектом гражданских прав, а неотделимым улучшением участка недр. В пользу такого понимания свидетельствует, во-первых, неразрывная физическая связь связанного горного имущества с участком недр, порождающая невозможность отделения имущества данного вида от участка недр без нанесения участку недр несоразмерного ущерба. Во-вторых, отсутствие у связанного горного имущества самостоятельного функционального назначения, отличного от назначения участка недр. «Недвижимое горное имущество, неразрывно связанное с недрами, может быть использовано только по своему прямому и единственному назначению – для того или иного вида пользования недрами. Вне связи с недрами оно не используется» [3].

При понимании связанного горного имущества в качестве улучшения участка недр в случае досрочного прекращения права пользования недр необходимо было бы нормативно закрепить обязанность собственника участка недр компенсировать недропользователю, произведшему такое улучшение, его стоимость.

Однако препятствием к такому пониманию выступают особенности технической конструкции подземного сооружения. Справедливо отмечается, что «подземные сооружения, как правило, выходят на поверхность земли, а, будучи неделимыми (как физически, так и технологически), они не могут выступать в качестве составных частей одновременно двух недвижимых вещей: участка недр и земельного участка» [6]. В этой связи представляется необходимым поддержать высказываемые в литературе сомнения в признании участка недр самостоятельным объектом гражданских прав [4].

Право пользования недрами, предоставленное для целей разведки и добычи полезных ископаемых, носит временный характер. В силу абз. 3 ст. 10 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» право пользования недрами ограничено «сроком отработки месторождения полезных ископаемых, исчисляемого исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр» [2] и прекращается по истечению данного срока. Срочный характер права пользования недрами обуславливает временный характер горного имущества, создаваемого для целей добычи природного газа на срок отработки месторождения полезного ископаемого (срок действия лицензии) и подлежащего по истечению данного срока, а также при досрочном прекращении права пользования недрами, ликвидации или консервации.

В процессе реализации права пользования недрами образуются не только изъятые из недр полезные ископаемые и горное имущество, недропользователь также получает геологическую информацию о недрах, подразделяемую на первичную и интерпретированную геологическую информацию.

Информация с 01.01.2008 г. исключена из числа объектов гражданских прав, при этом п.2. ст. 11 Федеральный закон от 30.12.1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» вплоть до изменений, внесенных в 2015 году, предусматривал право государственной собственности на всю первичную геологическую, геофизическую, геохимическую и иную информацию, данные по ее интерпретации и производные данные, а также образцы горных пород, в том числе керн, пластовые жидкости, полученные инвестором в результате выполнения работ по соглашению. В настоящее время законодатель использует термин «обладатель геологической информации о недрах». Обладатель геологической информации о недрах определяется в зависимости от источника финансирования работ по получению геологической информации. По общему правилу, пользователь недр, получивший геологическую информацию о недрах за счет собственных средств, становится обладателем геологической информации. Если же геологическая информация о недрах получена при выполнении работ по соглашению о разделе продукции, то обладателем геологической информации является Российская Федерация.

При условии, что интерпретированная геологическая информация удовлетворяет требованиям, предъявляемым к результатам интеллектуальной деятельности, например, базам данных, секретам производства, представляется допустимым признавать наличие у недропользователя в отношении таких результатов интеллектуальной деятельности исключительных прав и предположить вхождение результатов интеллектуальной деятельности в состав системы.

Таким образом, право пользования недрами обуславливает создание продукции, поставка которой осуществляется посредством единой системой газоснабжения. Кроме того, право пользования недрами определяет специфику элементного состава единой системы газоснабжения, в частности, обуславливает временный характер горного имущества единой системы газоснабжения и предопределяет наличие в ее составе законсервированных объектов. Также, право пользование недрами выступает условием получения недропользователем геологической информации, с помощью которой определяются направления развития системы. Принимая во внимание значение права пользования недрами для рассматриваемой системы, представляется обоснованным включение данного права в ее состав. Фигурирование в составе единой системы газоснабжения права пользования недрами

позволяет утверждать, что единая система газоснабжения представлена не только материальными объектами, но и объектами нематериальными.

#### Литература

1. Федеральный закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ, 1999. – № 14. – 1667 с.
2. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» // Собрание законодательства РФ, 1995. – № 10. Ст. 823.
3. Болтанова Е.С. Застройка земель – особая разновидность природопользования // Вестник Томского государственного университета. Право. – 2014. – № 4(14). – С. 34–43.
4. Калинин И.Б. Природоресурсное право: Учеб. Пособие / И. Б. Калинин. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2009.
5. Калинин И.Б., Калинин К.С. Земельный участок и участок недр как объекты права по законодательству России и Германии // Арбитражные споры. – 2015. – № 4. – С. 135–146.
6. Курский А.Н. О некоторых особенностях горного недвижимого имущества // Нефть, газ и право. – 2000. – № 3. – С. 33–37.
7. Право собственности: актуальные проблемы: монография / отв. ред. В.Н. Литовкин, Е.А. Суханов, В.В. Чубаров. – М.: Статут, 2008.
8. Стругов А.Ф. О горном имуществе и имущественных отношениях при прекращении пользования недрами // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 1997. – № 5. – С. 31–32.
9. Шмелева Д.Н. Правовой режим сооружений обустройства месторождений нефти и газа: дис. ... канд. юрид. наук. – Тюмень: Тюменский научный центр Сибирского отделения РАН, 2004.

### **ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА (СЭМ) НА ПРЕДПРИЯТИИ ЗАО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ»**

**В.В. Надин, Я.В. Другова, К.А. Тизоватова**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» выполняет весь комплекс буровых работ, работ по ремонту скважин, инженерно-технологическое сопровождение буровых растворов и услуги по цементированию нефтяных и газовых скважин на территории Российской Федерации.

ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» выполняет весь комплекс работ по:

- строительству эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ;
- текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин,
- инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов,
- технологическому сопровождению наклонно – направленного бурения,
- долотному сопровождению проводки скважин,
- цементированию нефтяных и газовых скважин,
- строительному контролю за работами по обустройству скважин.

В любом регионе и при любых условиях работы обеспечение безопасности персонала и бережного отношения к природной среде остаются важнейшим приоритетом для Компании.

Система экологического менеджмента ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» дает возможность структурировать, связать воедино процессы, направленные на достижение последовательного улучшения, желаемая степень которого определяется самой организацией в зависимости от экономических и других обстоятельств.

Каждый работник Компании осознает, и принимает ответственность за собственную безопасность и безопасность окружающих, имея право на остановку и отказ от выполнения операции, угрожающей жизни и здоровью его самого и окружающих. Никакие соображения экономического, технического или иного характера не могут быть приняты во внимание, если они противоречат необходимости обеспечения безопасности работников, населения и других заинтересованных сторон, окружающей среды. Руководители всех уровней, от первого руководителя Компании до мастера, обеспечивают выполнение требований Политики ОТ, ПБ и ПЭБ при методической поддержке специалистов в области промышленной и экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты.

В филиалах Компании выявление опасностей и экологических аспектов осуществляется двумя способами:

Первичное выявление опасностей и экологических аспектов проводится в Компании в порядке, установленном законодательством РФ в области ПБ, ОТ и ООС. При этом отдельные списки аспектов и опасностей не составляются, но они учитываются в таких документах, как:

- инструкции по безопасному ведению работ,
- результаты аттестации рабочих мест,
- реестры опасных производственных объектов,
- разрешения на выбросы, сбросы загрязняющих веществ и размещение отходов,
- другие документы, требуемые законодательством.

Дополнительное выявление опасностей и экологических аспектов, проводимое при внедрении ИСМ, осуществляется в следующем порядке:



Отдел ПБ, ОТ и ООС каждого филиала на основе «Типового перечня опасностей и экологических аспектов» формирует проект «Перечня опасностей и экологических аспектов», характерных для имеющихся в филиале видов деятельности. Проект Перечня в виде электронной таблицы формата MS Excel размещается на сервере Компании, а также менеджером ИСМ, по электронной почте, доводится до сведения руководителей всех структурных подразделений филиала.

Руководители подразделений филиала организуют изучение и обсуждение персоналом Перечня, уточняют его и при необходимости дополняют и корректируют в части экологических аспектов и опасностей, сопряженных с деятельностью данного подразделения.

Интеграция экологически значимых направлений деятельности в общую систему менеджмента может привести к эффективному внедрению системы экологического менеджмента, а также сказаться на повышении эффективности организации в целом и на уточнении распределения обязанностей, позиций в менеджменте.

Руководство ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» признает, что одним из решающих факторов, определяющих развитие и успех современного бизнеса, является природоохранная деятельность. Руководство Компании рассматривает сохранение окружающей природной среды и достижение экологической состоятельности как неотъемлемую часть всей деятельности Общества.

Весной 2016 года, в Томском и Красноярском филиалах ЗАО «ССК», прошел инспекционный аудит интегрированной системы менеджмента качества, ведь сертификат не просто выдается компании на три года – ежегодно его обладатель должен подтверждать свое право на обладание сертификатами соответствия системам менеджмента качества.

Сибирская Сервисная Компания – обладатель трех сертификатов в рамках интегрированной системы менеджмента. Стандарт ISO 9001:2008 подтверждает высокий уровень управления качеством, ISO 14001:2004 – то, что Компания ведет свою деятельность в соответствии с международными экологическими требованиями, сертификат OHSAS 18001:2007 служит гарантом того, что Компания придерживается международных стандартов в области охраны труда и производственной безопасности.

Ставка на построение систем менеджмента в ССК сегодня полностью оправдала себя. Без сертификатов международного уровня сложно заявить о себе и на территории нашей страны. К примеру, у таких крупнейших российских компаний отрасли, как ОАО «Газпром», ОАО «НК Роснефть», ОАО «Лукойл», ОАО «НК РуссНефть» одним из основных условий участия в тендерах на буровые и разведочные работы является наличие сертификатов ISO и OHSAS.

В ходе ежегодного надзорного аудита филиалов Сибирской Сервисной Компании исполнению требований в области менеджмента качества было уделено пристальное внимание. Здесь эксперты опираются на ряд методов, позволяющих определить, соответствует ли деятельность предприятия требованиям международных стандартов: проводят собеседование с персоналом, анализируют документы, осматривают технологические участки и наблюдают за тем, как идет производственный процесс. С этой целью ведущий аудитор международной квалификации «SGS Восток Лимитед» Андрей Сливкин выезжал на разведочную скважину № Р-95 Южно-Тепловского месторождения, где Томский филиал ЗАО «ССК» ведет буровые работы для ООО «РН-Юганскнефтегаз». Забегая вперед, необходимо отметить, что аудит критических нарушений не выявил.

Порядок проведения проверки также предусматривает сравнение несоответствий, выявленных при аудите прошлого года, с нарушениями нынешнего. Специалист проверяет, были ли они устранены. Если нарушения не ликвидированы, то возникает риск аннулирования сертификата. Ведь сама идея внедрения системы международных стандартов заключается в том, чтобы предприятие, получившее сертификат, постоянно стремилось к увеличению результативности своего управления, тем самым, повышая качество продукции и удовлетворенность заказчика от полученных услуг. Этот процесс сами аудиторы в шутку сравнивают с футболом: нанимаются тренеры мирового уровня, покупаются сильные игроки, но до гола дело никак не доходит. Так вот, международные стандарты требуют не просто правильно перемещаться по полю, а быть результативными – приносить победные голы. Не разовые, не случайные, а как закономерный стабильный итог постоянных и грамотных усилий предприятия.

Руководство ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» в своей деятельности обязуется:

- соблюдать и выполнять требования национальных законодательных и нормативных актов по охране окружающей среды, а так же других требований, применимых к деятельности Компании;
- стремиться к предотвращению или снижению негативного воздействия на окружающую среду при осуществлении своей деятельности;
- развивать и улучшать организацию мероприятий по предотвращению возможностей возникновения аварийных ситуаций и минимизации их последствий;
- осуществлять необходимый мониторинг состояния окружающей среды в районах деятельности компании;
- направлять необходимые ресурсы для обеспечения результативного функционирования и непрерывного улучшения системы менеджмента охраны окружающей среды;
- внедрять, поддерживать в рабочем состоянии и совершенствовать систему экологического менеджмента на соответствие требованиям ISO 14001:2004 (ГОСТ Р ИСО 14001-2007).

Руководство Компании обязуется демонстрировать приверженность этим принципам, требовать их неукоснительного соблюдения от персонала Компании и от организаций, работающих для или от лица Компании.

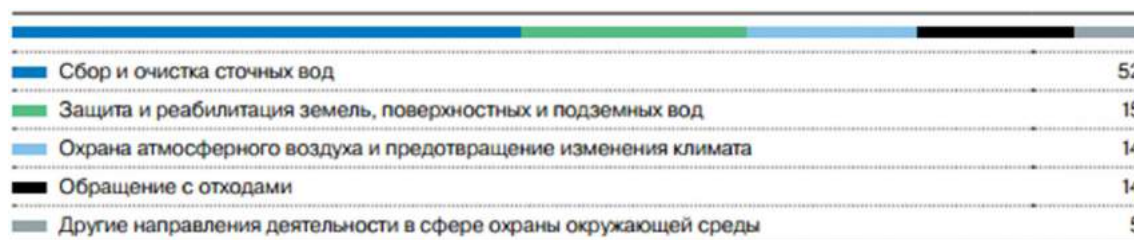


Рис. 1. Структура затрат на охрану окружающей среды в 2015г., в % соотношении

В структуре текущих затрат компании ЗАО «ССК» преобладают затраты на сбор и очистку сточных вод, это порядка 52 %. На защиту и реабилитацию земель, поверхностных и подземных вод затраты составили 15 %, так же этот показатель примерно равен затратам на охрану атмосферного воздуха и обращение с отходами. На другие направления деятельности в сфере окружающей среды затраты составили порядка 5 %. Учитывая то, что общий бюджет на охрану окружающей среды в компании ЗАО «ССК» за 2015 год составил порядка 835 млн руб.

Компания стремится укрепить лидирующие позиции среди сервисных компаний, оказывающих услуги по бурению и ремонту скважин, в области безопасности персонала и охраны окружающей среды.

ЗАО «ССК» вручена золотая медаль «100 лучших организаций России. Экология и экологический менеджмент», которая является свидетельством признания достижений предприятия в области охраны окружающей среды, создания условий безопасного производства.

Охрана окружающей среды и создание условий безопасного производства есть важнейшие принципы деятельности ЗАО «ССК».

#### Литература

1. Официальный сайт ЗАО «Сибирская Сервисная Компания». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sibserv.com/> (дата обращения 27.01.2017).

## РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА (НА ПРИМЕРЕ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»)

В.В. Надин, Я.В. Другова

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Достаточная обеспеченность предприятия нужными трудовыми ресурсами, их рациональное использование, высокий уровень производительности труда, имеют большое значение для увеличения объемов работ и повышения эффективности предприятия. В частности, от обеспеченности предприятия трудовыми ресурсами и эффективности их использования зависят объем и своевременность выполнения всех работ, эффективность использования оборудования и, как результат, – обеспечение бесперебойного снабжения и ряд других экономических показателей.

В отделе складского существует проблема роста текучести персонала, наличие потерь их рабочего времени по различным причинам, снижение производительности труда, рост трудоёмкости и неэффективное использование материальных средств на персонал.

Для решения выявленных проблем и для повышения эффективности управления персоналом в данной научной статье предлагается внедрение единой системы управления: WMS-системы (англ. Warehouse Management System – система управления складом), которая обеспечит автоматизацию и оптимизацию всех процессов складской работы отдела.

### Научно-технический прогресс на нефтедобывающем предприятии

Для нефтедобывающего предприятия и для отдела складского учета ведущим технико-экономическим фактором роста производительности труда выступает научно-технический прогресс, который представляет собой взаимосвязанное совершенствование науки и техники, составляющее потенциальную основу для повышения производительности труда.

Научно-технический прогресс приводит к изменениям в применяемых средствах и предметах труда, в технологии производства, к замене ручного труда машинным.

Технический прогресс в повышении эффективности использования трудовых ресурсов осуществляется в следующих направлениях:

- внедрение комплексной механизации и автоматизации производства;
- совершенствование технологии;
- рост электровооруженности труда.

Совершенствование технологии выполнения складских услуг обеспечивает значительную интенсификацию и ускорение производственных процессов, их непрерывность и высокое качество выполняемых работ.

Для отдела складского учета можно предложить следующие рекомендации по повышению эффективности использования персонала, представленные на рисунке 1.



Рис. 1. Мероприятия по повышению эффективности использования персонала

К одним из основных недостатков в развитии отдела складского учета, которые приводят к потерям при хранении товаров и ухудшению их качества, проблемам при учете и анализе процесса обработки товаров, ошибкам в сопроводительных документах является отсутствие единой системы управления (в настоящее время в отделе используется устаревшая система учета Трейд Софт). Структурное подразделение нуждается в более современной, инновационной системе, которая обеспечит автоматизацию и оптимизацию всех процессов складской работы отдела.

В качестве такой системы управления предлагается внедрение WMS-системы (англ. Warehouse Management System – система управления складом), что позволит, упростит контроль над поставками и хранением товаров.

#### Warehouse Management System

Цели внедрения WMS-системы:

- активное управление складом;
- увеличение скорости набора МТР;
- получение точной информации о месте нахождения МТР на складе;
- эффективное управление грузооборотом;
- получение инструмента для повышения эффективности и развития процессов по обработке МТР на складе;
- оптимизация использования складских площадей.

Внедрение системы управления складом WMS позволит решить следующие проблемные моменты, представленные на рисунке 2.



Рис. 2. Функциональные возможности WMS-системы

#### Эффективность внедрения WMS-системы

Ожидаемая эффективность автоматизации склада, определенная на основе внедрения системы WMS управления складом в отделе складского учета ООО «РН-Юганскнефтегаз», представлена в таблице 1.

Таблица 1

Результаты автоматизации склада

Показатели работы склада	До внедрения WMS	После внедрения WMS
Объем хранимых МТР, тн.	61698	74000
Ежедневный объем грузооборота, тн.	251,83	302,04
Штат рабочих, чел.	41	32
Режим работы	Круглосуточный посменный, без выходных	Двухсменный, с 8.00 до 20.00
Качество работ	Постоянные жалобы на пересортицу, недогрузку, задержку машин при загрузке\разгрузке	Жалобы прекратились
Выставление счетов	Постоянные задержки	Регулярное, с детальной калькуляцией по каждой операции
Претензии	Постоянные (по найденным товарам)	Претензий нет, предприятие получает ежедневный отчет по остаткам и движению товара

Эффективность внедрения WMS-системы можно охарактеризовать рядом параметров, изменение которых после внедрения WMS-системы наглядно показывает эффект от ее внедрения. Так, например, в отделе складского учета ООО «РН-Юганскнефтегаз», были достигнуты следующие результаты:

- снижение складских запасов: до 30 %;
- оптимизация складских площадей: до 30 %;
- снижение стоимости хранения материалов: до 20 %;
- повышение производительности труда: до 30 %;
- сокращение времени закрытия финансовых периодов: до 55 %;
- сокращение штата: до 20 %;
- снижение транспортных расходов: до 30 %;
- сокращение времени на принятие решений: до 50 %.

В WMS-системе имеется модуль «Labor Management» – управление персоналом на складе, который позволяет сбалансировать нагрузку на сотрудников, эффективно выстроить рабочие процессы на складе.

**Заключение**

Из выше изложенного следует, что управление трудовыми ресурсами в рамках системы WMS даёт нам огромный набор инструментов, позволяющих организовать высокий уровень мотивации и контроля работы складского персонала. Благодаря WMS-системе, мы сможем автоматически создавать задания для сотрудников склада на выполнение операций (отбор, инвентаризацию, пополнение зон отбора) с учетом приоритета операции, используемого оборудования и зон, в которых работает сотрудник.

Управление персоналом посредством исполнения заданий в WMS-системе будет осуществлять:

- автоматическое назначение заданий складским сотрудникам;
- отслеживание статуса выполнения работ;
- контроль сроков и скорости выполнения операций;
- управление приоритетами заданий;
- составление отчетов о производительности персонала.

На основе аккумулируемых в WMS системе данных и широкого набора стандартных отчетов можно будет оценивать эффективность, как отдельного сотрудника, так и смены в целом, а так же позволит разработать оптимальные схемы мотивации.

**Литература**

1. Ларионов Г.В. Инновационное формирование тенденций управления человеческими ресурсами: Монография. – М.: Издательский дом «Дашков и Ко», 2014.
2. Сидорова В.Н. Актуальные вопросы управления производственным персоналом // Нормирование и оплата труда в промышленности. – 2014. – № 1. – С. 25–27.
3. Бауман Э. Возвышение и упадок труда // Социологические исследования. – 2013. – № 5. – С. 77–86.
4. Ташкинов А.Г. Совершенствование системы мотивации труда с использованием процессного подхода к управлению на промышленном предприятии // Нормирование и оплата труда в промышленности. – 2014. – № 1. – С. 36–40.
5. Шинкаренко О.Н. Управление персоналом в России. Взгляд со стороны // Кадры предприятия. – 2014. – № 2. – С. 39–51.

**ВЛИЯНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ «PETROVIETNAM»  
НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ ВЬЕТНАМА**

**Нгуен Бао Тоан, Т.С.Глызина**

*Научный руководитель доцент И.В. Шарф*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтегазовая промышленность является одним из ключевых экономических секторов, включающая деятельность компаний «PetroVietnam» и «Petrolimex». В частности, компания «PetroVietnam» вносит значительный вклад в наполнение государственного бюджета страны, является конкурентоспособной для привлечения капитала иностранных инвесторов во Вьетнам.

На протяжении многих лет компания «PetroVietnam» является лидером экономики страны. В период с 2008-2015 гг на компанию «PetroVietnam» приходится около 16–18 % ВВП страны.(таблица 1).

*Таблица 1*

*Вклад компании «PetroVietnam» в развитие Вьетнама [1]*

Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Консолидированная выручка компании «Petrovietnam» (триллион VND)	127,0	137,0	235,0	325,0	363,0	390,0	366,0	311,0
ВВП (триллион VND)	1477,7	1700,5	1980,8	2537,5	2978,2	3139,6	3937,0	4192,9
Вклад компании «Petrovietnam» в ВВП(%)	18,9	16,0	24,0	26,6	25,9	24,3	9,3	7,4
Поступление в государственный бюджет (триллион VND)	121,8	88,0	110,4	160,8	186,3	195,4	189,4	115,1
Доля в государственном бюджете(%)	29,2	22,6	27,9	27,1	24,4	24,1	23,2	13,0
Вклад от продажи сырой нефти в государственный бюджет (%)	24,0	12,9	14,4	11,5	18,3	12,1	12,1	7,1

Вклад в ВВП и внесение в государственный бюджет

С тех пор, как компания «PetroVietnam» успешно достроила НПЗ, средняя доля перечислений от продажи сырой нефти в государственный бюджет составляет 13,6 %. (период 2009-2013). До этого периода поступления от продажи сырой нефти в государственный бюджет были более 20 % (например, в 2008 – 24 %).

В то же время суммарное внесение капитала от всех государственных предприятий (за исключением нефтегазового сектора) составляло около 15–16 %. Перечисление от компании «PetroVietnam» в бюджет значительно выше всех предприятий с иностранными инвестициями (таблица 2). По данным Главного статистического управления, доходы от нефти достигли 98,1 трлн VND, что соответствовало 12,1 % от общего объема государственного бюджета в 2014 г. Из-за снижения цен на нефть в 2015 году этот показатель снизился до 62,4 трлн VND и соответствовал 7,1 % государственного бюджета в 2015 г.

С 2010 г. выручка компания «Petrovietnam» составляет 235 трлн VND. Такой показатель, является высоким в условиях мирового экономического спада и соответствует 24% к ВВП Вьетнама. К концу 2012г. консолидированная выручка компании «Petrovietnam» увеличилась на 12 % по сравнению с 2011 годом, что соответствовало 363 трлн VND. Перечисления в государственный бюджет достигло 186,3 трлн VND, это примерно составляет 24,4 % государственного бюджета страны. В 2013 году консолидированная выручка компании «Petrovietnam» выросла на 7 % по сравнению с 2012 годом, что составило 390 трлн VND, а перечисление в государственный бюджет увеличилось на 9 100 млрд VND. Однако консолидированная выручка снизилась на 6 % в 2014 г. и продолжила снижаться в 2015 г. на 15%. Под влиянием падения мировых цен на нефть консолидированная выручка компании «Petrovietnam» в 2015 г. достигла 311 трлн VND и – 115,1 млрд VND для перечисления в государственный бюджет Вьетнама 2015 г.

Важная роль импорта и экспорта

Стоимость экспорта сырой нефти высока по сравнению с другими основными продуктами экспорта, такими как обувь, одежда, морепродукты. В таблице 2 показана доля стоимости экспорта некоторых ключевых секторов Вьетнама в 2005 году и в период 2008-2015 год [2].

*Таблица 2*

*Доля экспорта основных отраслей Вьетнама (%)*

Год	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Сырая нефть	26,41	21,42	14,56	9,37	10,36	9,7	7,21	4,79	2,34
Обувь	10,89	9,87	9,57	9,55	9,37	8,58	8,38	6,81	7,39
Одежда	17,1	18,87	21,31	20,9	18,91	17,04	17,9	13,84	13,93
Морепродукты	9,79	9,33	10	9,36	8,75	7,2	6,68	5,24	4,06
Другие	35,81	40,51	44,56	50,82	52,61	57,48	59,83	69,32	72,28

Согласно данным [3], экспорт сырой нефти резко снизилась в период с 2008 по 2015 гг. Падение стоимости экспорта сырой нефти в последние годы определяется двумя основными причинами. Во-первых, из-за снижения добычи нефти на крупных месторождениях, например, «Белый Тигр». Во-вторых, с 2009 года нефтеперерабатывающий завод «Dung Quat» был введен в эксплуатацию и сам явился внутренним потребителем сырой нефти для производства.

Привлечение крупных иностранных инвестиций во Вьетнаме

В последние годы, нефтегазовая промышленность имеет положительную динамику на процесс привлечения иностранных инвестиций во Вьетнам. До 2014 г. включительно многие иностранные нефтяные компании из США, Японии, России, Великобритании, Малайзии, Канады, Австралии были активными инвесторами в области разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа во Вьетнаме. Суммарное подписанное число контрактов составили 102, в том числе 63 контракта ещё продолжают действовать на территории Вьетнама. В период до 2012 г. на долю иностранных инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности приходилось около 4,6 % от суммарных проектов всей страны, что составило 17 % от всех инвестиционных капиталов (30,5 млрд долларов США) [3].

Благодаря иностранному капиталу ряд крупных проектов в области газовой, энергетической, нефтехимической, нефтегазового сервиса был введен в эксплуатацию. Это дало возможность развития национальной экономики и индустриализации страны. В настоящее время во Вьетнаме более 40 иностранных нефтегазовых компании, которые инвестируют все стадии производства: от бурения до переработки нефти и газа. Среди них многие нефтегазовые компании, которые являются основными партнерами компании «Petrovietnam»: Chevron, KNOС (Корея), Газпром (Россия), Petronas (Малайзия), РТТЕР (Таиланд), Talisman (Испания), ExxonMobil (США), Total и Neom Energy (Франция). Большинство инвестиционных компаний делают вложения в уставный капитал компании «Petrovietnam» для проведения нефтяных и газовых контрактов. Кроме того, компания «Petrovietnam» совместно с Газпромом создали компанию Вьетгазпром для решения актуальных задач в области разведки нефти на территориях России и Вьетнаме. Валюта, полученная от экспорта сырой нефти, является необходимой для наполнения бюджета страны, импорта необходимых товаров, международных платежных операций, а также для выплаты внешнего долга государства.

#### Литература

1. Финансовые отчеты компании «Petrovietnam» 2010-2015. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.pvn.vn/?portal=news&page=detail&category\\_id=127&id=4787](http://www.pvn.vn/?portal=news&page=detail&category_id=127&id=4787).
2. Динамика цены на нефти 2007-2016. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.oilru.com/dynamic.phtml>
3. Показатели экспорта и импорт товаров от Вьетнама (2015). [Электронный ресурс]. URL: <http://www.customs.gov.vn/Lists/ThongKeHaiQuan/ViewDetails.aspx?ID=914&Category=Ph%C3%A2n%20t%C3%ADch%20%C4%91%E1%BB%8Bnh%20k%E1%BB%B3&Group=Ph%C3%A2n%20t%C3%ADch>.

### СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ»

**А.А. Никитина, В.В. Охотников, Э.А. Ахмедов**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

ПАО «СИБУР Холдинг» является одной из крупнейших по объему производства нефтехимического сырья компаний в России, перерабатывающей в единой технологической цепочке значительные объемы углеводородного сырья. Также он является нефтехимической и газоперерабатывающей компанией с уникальной бизнес-моделью, ориентированной на интегрированную работу двух основных сегментов – топливно-сырьевого и нефтехимического. Вертикальная интеграция позволяет Холдингу обеспечить полный и завершённый цикл производства, который включает в себя первичную переработку сырья, его обработку, выпуск полупродуктов и производство товара для конечного потребителя. Получаемая нефтехимическая продукция промышленного и бытового назначения реализуется на внутреннем и внешнем рынках: это продукция органического синтеза, каучуки, полимеры, минеральные удобрения, синтетические волокна, и многое другое [4].

Основной стратегической целью деятельности Холдинга в области экологической безопасности является минимизация факторов и рисков, способных нанести ущерб здоровью персонала, природным ресурсам и окружающей среде. СИБУР предпринимает значительные меры, направленные на достижение поставленных задач. Снижение негативного влияния производства на окружающую среду является основой природоохранной деятельности СИБУРа [1]. Для координации мониторинга, контроля и оказания методической помощи предприятиям группы СИБУР по выполнению требований промышленной безопасности и охраны труда в июне 2004 года создано Управление экологии и промышленной безопасности. Основные направления деятельности Холдинга в области улучшения экологической обстановки на предприятиях и в районах размещения производства можно условно разделить на три группы:

1. Использование новых технологий в области научно-технического прогресса.
2. Постоянный мониторинг окружающей среды, в регионах деятельности компании.
3. Взаимодействие с общественностью.

СИБУР активно инвестирует средства во внедрение и использование передовых технологий в области охраны

окружающей среды на всех этапах производства. Ежегодно на поддержание основных производственных фондов Компания тратит от 5 до 6,5 млрд руб.

В мае 2006 года президентом ПАО «СИБУР Холдинг» была утверждена корпоративная экологическая политика. Основные принципы документа – постоянное снижение уровня загрязнения окружающей среды посредством реализации целого комплекса мероприятий. В его основе – вывод из эксплуатации устаревших и ввод современных технологических установок, утилизация промышленных отходов и внедрение новых технологий очистки выбросов и стоков, автоматизация системы экологического мониторинга.

Для реализации Экологической политики компании в 2008 году была внедрена Корпоративная система экологического менеджмента СИБУРа (КСЭМ), соответствующая требованиям международного стандарта ISO 14001:2004 [6].

Основная задача КСЭМ – эффективное управление значимыми экологическими аспектами через планирование целей по снижению воздействия на окружающую среду и их достижение.

Примерно половина отходов производства и потребления реализуется сторонним организациям, имеющим лицензии на право обращения с опасными отходами, для дальнейшей переработки. Это атактический полипропилен, отходы полиэтилена и полипропилена, отработанные масла и автопокрышки, цветные и черные металлы. С целью снижения объема и класса опасности часть производственных отходов проходит термическое обезвреживание.

На предприятиях с 2011 года действует программа по отдельному сбору твердых бытовых отходов (ТБО) – бумаги, полиэтилена, полипропилена, ПЭТ. Все собранные отходы отправляются на вторичную переработку.

Завершена разработка проекта санитарно-защитной зоны в связи с требованиями новых санитарных правил. На основании этого проекта размер СЗЗ предприятия соответствует нормативному – 1000 м и является достаточным для обеспечения соблюдения санитарных норм на границе СЗЗ. Это подтверждается результатами расчетов рассеивания и проведенными замерами концентраций вредных веществ, уровня шума.

Так, например с 2011 по 2014г. сброс сточных вод был снижен на 16 %. В основном это было результатом инициатив, направленных на переработку сточных вод в промышленности, а также уменьшилось производство синтетических каучуков, которые являются весьма водоемкими. Вредные выбросы в атмосферу сократились на почти на 5 % по сравнению с 2013 г. и на 12 % в течение последних трех лет. Результаты 2014 года обусловлены в первую очередь закрытием устаревшей производственной площадки. Компания значительно улучшила эффективность контроля за отходами с 44 % снижением количества твердых отходов, получаемых на объектах предприятия. Это улучшение стало возможным благодаря демонтажу устаревшего оборудования, завершению строительно-монтажных работ и снижению объема вырабатываемых отходов [3].

Перерабатывая попутный нефтяной газ и другие побочные продукты, которые образуются во время добычи углеводородного сырья в полезные для материалы, компания вносит существенный вклад в сбережение и сохранение природных ресурсов, а также сохранение экологического равновесия.

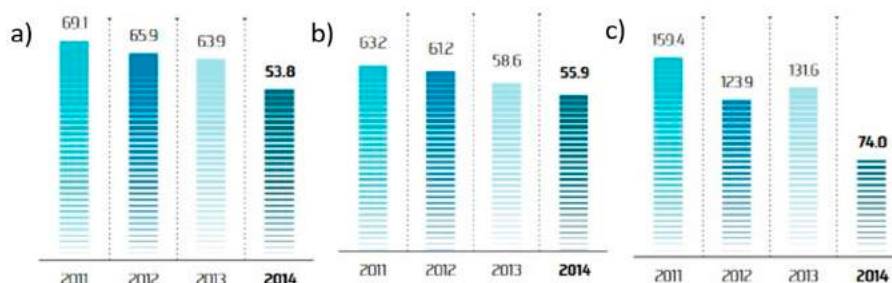


Рис.1. Динамика изменений на предприятиях ПАО «Сибур Холдинг»: а) сброса сточных вод б) вредных выбросов в атмосферу в) производства твёрдых отходов

Проводимые компанией инвестиции способствуют переходу российской экономики от сырьевой модели к перерабатывающей, повышая общую устойчивость и конкурентоспособность страны в быстро меняющемся мире. Используя современные технологии, Холдинг стимулирует развитие научного-исследовательского и образовательного потенциала.

Деятельность компании, во многом, сопряжена с эксплуатацией энергоемких производств, наличием вредных и опасных производственных факторов, воздействием на окружающую природную среду. Именно поэтому ПАО «СИБУР Холдинг» считает энергоэффективность производства, обеспечение промышленной безопасности, охрану труда и окружающей природной среды – важными элементами своей деятельности, для чего поддерживается и развивается систему менеджмента (далее – ИСМ), соответствующую требованиям международных стандартов: ISO 9001, OHSAS 18001, ISO 14001, ISO 50001, а также технической спецификации ISO/TS 16949.

Руководство предприятий ПАО «СИБУР Холдинг» устанавливает стратегические цели ИСМ в области промышленной безопасности, качества, энергоэффективности и охраны труда и окружающей среды:

- защиты здоровья работников, а также создание и обеспечение безопасных условий труда;
- минимизация нерационального использования энергоресурсов, а также повышение энергетической

эффективности производственных процессов;

- обеспечение рационального использования природных, минимизация воздействия на окружающую среду и предотвращение ее загрязнения и ресурсов;
- снижение и минимизация рисков возникновения аварий.

Для достижения указанных целей ИСМ руководство ООО «СИБУР» и предприятий ПАО «СИБУР Холдинг» обязуется:

- совершенствовать ИСМ и стремиться к устойчивому её развитию;
- минимизировать загрязнение окружающей среды;
- обеспечивать максимальную безопасность труда, а также предупреждать травмы и ухудшение здоровья персонала;
- проводить консультации с работниками опасных производственных объектов и их представителями по вопросам;
- выполнять экологические и трудовые законодательные требования, и добровольно принятые обязательства;
- обеспечивать соответствие ИСМ установленным для нее требованиям;
- проводить оценку рисков и их предотвращение от возможных аварий на опасных производственных объектах;
- обеспечивать промышленную безопасность.

ПАО «СИБУР Холдинг» управляет рисками, связанными с воздействием на персонал, оборудование и окружающую среду. При планировании, компания уделяет большое внимание обеспечению безопасности работников и населения, проживающего в районах деятельности предприятий, предотвращения аварий, несчастных случаев, профессиональных заболеваний, загрязнения и снижения воздействия на окружающую среду [5].

Благодаря таким активным действиям, компания поддерживает стратегию устойчивого развития в области экономического менеджмента, постоянно совершенствуясь и улучшая показатели эффективности используемых ресурсов. Также политика компании включает в себя мониторинг и минимизацию воздействия на окружающую среду [2].

#### Литература

1. Green Patrol. [Электронный ресурс] URL: <http://www.greenpatrol.ru/ru/novosti/> (дата обращения 23.01.2017).
2. SIBUR. Annual Review 2014. [Электронный ресурс] URL: <http://www.sibur.ru/upload/pdf/sibur-annual-review-2014-eng.pdf> (дата обращения 23.01.2017).
3. Winther P.T. Environmental Management in the Petroleum Industry // Sustainability, Global frameworks and Management tools – Norwegian University of Science and Technology, 2013.
4. Платов Н.А. Основы инженерной геологии: Учебник / Н. А. Платов. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 192 с.
5. СИБУР. Политика интегрированной системы менеджмента ООО «СИБУР» и предприятий ПАО «СИБУР холдинг». [Электронный ресурс] URL: [http://www.sibur.ru/upload/upload/tmp/%D0%903\\_policy.pdf](http://www.sibur.ru/upload/upload/tmp/%D0%903_policy.pdf) (дата обращения 23.01.2017).
6. СИБУР. Устойчивое развитие. Экология. [Электронный ресурс] URL: <http://www.sibur.ru/sustainability/ecology/> (дата обращения 23.01.2017).

### ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ ВЛИЯНИЯ МЕСТНЫХ СООБЩЕСТВ НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

И.С. Острицын

Научные руководители доцент О.В. Пожарницкая, доцент В.В. Коновалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль Российской Федерации в долгосрочной перспективе является основой отечественной экономики, что означает необходимость усилий бизнеса по увеличению ее социальной ответственности. Практика многих компаний данной отрасли демонстрирует, что социальная защищенность персонала и качество социальной сферы в регионе, где проводятся работы, становятся фактором обеспечения стабильности деятельности и роста производительности труда [3].

Многие компании, а в особенности компании добывающей отрасли, для своего развития вынуждены осваивать новые, удаленные и неразвитые регионы, для которых, как правило, характерны политическая нестабильность, слабое развитие социальной инфраструктуры, нехватка квалифицированных кадров и высокий уровень безработицы.

Компании сталкиваются с дефицитом многих ресурсов, а зачастую и конкурируют с местным населением за определенные ресурсы. Успех бизнеса в таких нестабильных регионах зависит от уважительного отношения компании к местным социальным, экономическим и культурным особенностям [4].

Опportunистическая позиция, цель которой – полностью переложить на государство обязанности по социальному развитию и развитию инфраструктуры жизни территорий присутствия и сконцентрироваться исключительно на финансовых показателях, в силу различных причин показала свою несостоятельность.

В этих условиях крупным нефтегазовым корпорациям для сохранения своего права на ведение бизнеса в



регионах присутствия важно быть не только локомотивами экономического роста, но и активно участвовать в социально-экономическом развитии.

Местные сообщества представляют особую ценность для компаний, чья деятельность осуществляется в регионах, отдаленных от крупных городов. Это особенно актуально для промышленных и добывающих компаний, чьи предприятия базируются в моногородах или отдаленных регионах, где компании получают доступ к сырью, например, к нефтегазовым месторождениям [1].

Из-за тесного ежедневного взаимодействия не только компании оказывают влияние на местное население, но и местное население, в свою очередь, формирует среду, в которой развивается компания. В условиях географической отдаленности предприятий местное население является ключевым поставщиком человеческих ресурсов, поэтому инвестируя в развитие местных сообществ, компания непосредственно инвестирует в развитие своего человеческого капитала. Местные сообщества также формируют пул поставщиков, которые могут обеспечивать бесперебойные поставки товаров и услуг, позволяя компаниям снизить себестоимость закупок (в частности, за счет отсутствия необходимости в транспортировке товаров на длительные расстояния). Таким образом, инвестиции в развитие местных сообществ являются инвестициями в устойчивое развитие компаний и в достижение стратегических целей и одновременно существенным компонентом социальной ответственности компаний.

Местные сообщества являются не только источником ключевых ресурсов для предприятий, но и источником рисков. В случае недовольства местных жителей и других представителей местных сообществ, которое может быть связано с такими факторами, как игнорирование потребностей местного населения, существенное загрязнение окружающей среды, несоблюдение требований промышленной безопасности или обеспечение неконкурентной оплаты труда, возрастает вероятность реализации социальных, репутационных и производственных рисков [11].

Анализ литературы по теме развития местных сообществ позволяет выделить следующие факторы, обосновывающие экономико-управленческую значимость инвестиций в развитие местных сообществ:

- доступ к капиталу;
- стоимость и сроки строительства;
- доступ к квалифицированной рабочей силе и материалам;
- непрерывность и стоимость производства продукции;
- стоимость урегулирования экологических и социальных последствий;
- взаимодействие с органами государственной власти;
- стратегические риски [2].

На глобальном уровне уже выработаны признанные подходы и стандарты передовой практики для выстраивания эффективной системы взаимодействия с заинтересованными сторонами и развития местных сообществ, среди которых стоит отметить следующие:

– Стандарт по взаимодействию с заинтересованными сторонами AA1000SES содержит конкретные рекомендации по планированию и осуществлению процесса взаимодействия с заинтересованными сторонами [10];

– Стандарты Международной финансовой корпорации [8];

– Руководство по развитию местных сообществ Международного совета по горному делу и металлам - руководство содержит описание 20 инструментов для выстраивания взаимовыгодных отношений с местными сообществами, их развития и создания возможностей для компаний с точки зрения устойчивого развития на протяжении всего жизненного цикла горнорудного проекта [8];

– Стандарт по развитию местных сообществ компании AngloAmerican (SEAT – Socio-Economic Assessment Toolbox) [9].

Лучшей практикой в области развития местных сообществ считается такой подход, при котором взаимодействие с местными сообществами является систематизированной и тщательно спланированной деятельностью, отвечающей приоритетам и целям в рамках стратегии развития компании и стратегии по управлению рисками [12, 13].

Обычно в компаниях определена социальная миссия, а также подход к управлению устойчивым развитием и могут быть сформулированы стратегия в области устойчивого развития и/или стратегия в области корпоративной социальной ответственности. Однако в рамках взаимодействия и осуществления инвестиций в местные сообщества рекомендуется разработка отдельного пакета документов, формирующих единый общекорпоративный подход к реализации социальных инвестиций, позволяющий компании систематизировать деятельность по взаимодействию с местными сообществами. При этом документы могут быть предназначены для внутреннего пользования – то есть документы, регламентирующие внутренние процессы, – и для внешнего – документы по развитию местных сообществ, которые разрабатываются совместно со стейкхолдерами, представляющими интересы местного населения.

Документы в области развития местных сообществ могут включать, но не ограничиваться следующими:

- Стратегия по развитию местных сообществ (на 5–10 лет);
- Политика по развитию местных сообществ;
- Политика по оказанию благотворительной помощи и др.;
- Руководство по развитию местных сообществ;

– Документы, регламентирующие внутренние процессы, в частности, принятие решений по заявкам и социальным проектам, выделение средств на реализацию социальных проектов, разработку и утверждение ключевых документов, таких как стратегия, планы и программы по развитию местных сообществ, и др.;

- Стандарт программной и проектной деятельности по развитию местных сообществ;
- Планы по развитию местных сообществ (на 3 года);
- Программы по развитию местных сообществ (на 3–5 или 10 лет).

В зависимости от уровня применения документов должны быть назначены ответственные за разработку и утверждение документов органы, подразделения, группы и лица.

При разработке стратегии и планов по развитию местных сообществ необходимо создать специальные рабочие группы, в которые будут входить руководители подразделений, к компетенции которых относится осуществление деятельности в области устойчивого развития (например, подразделение по взаимодействию с местными сообществами, PR-служба, экологическая служба, подразделение по работе с персоналом и др.).

Ключевая задача реализации проектов в области развития местных сообществ – создание «общих ценностей» (shared value), то есть осуществление наиболее актуальных проектов, как для местного сообщества, так и для компаний (согласующихся с ее бизнес-стратегией), объединяющих вокруг себя усилия различных заинтересованных сторон – бизнеса, органов государственной власти и общества. Это возможно при условии, что компания четко определила свои приоритеты в области развития местных сообществ, спланировала свою деятельность в данном направлении и имеет нормативную основу в виде стратегии в области развития местных сообществ, а также конкретных программ и планов [10, 11].

#### Литература

1. Барсола И., Косминская Е., Скрыгина С. Развитие местных сообществ: планирование, реализация и оценка эффективности // Вестник KPMG International. – 2013. – № 4. – С. 16-18.
2. Васильева Е.Ю. Анализ и оценка политических рисков в инвестиционных проектах (на примере нефтегазовых компаний в начале XXI века): дис. ... канд. полит. наук. 23.00.02. Москва: Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова – 2015. – 119 с.
3. Ковригина Т.А., Костко Н.А. Сравнительный анализ корпоративной социальной ответственности российских и иностранных нефтегазовых компаний на территории Арктической зоны Российской Федерации (на примере Ямало-Ненецкого автономного округа) // Вопросы управления. – Урал: УИУ РАНХиГС, 2016. – № 1 (38). – С. 98.
4. Коротецкий И. Построение эффективной системы взаимодействия с заинтересованными сторонами и развития местных сообществ // Вестник KPMG International. – 2013. – № 4. – С. 3–5.
5. Пожарницкая О.В., Цибульникова М.Р. Кадровая стратегия как фактор устойчивого развития нефтегазового сектора // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 2. – С. 1–7.
6. Пожарницкая О.В. Влияние демографической ситуации на процессы формирования интеллектуального потенциала // Вестник Томского государственного педагогического университета. – 2011. – № 12 (114). – С. 46–50.
7. Пожарницкая О.В., Демьяненко Ю.В. Развитие ключевых компетенций на основе автоматизации SAP HR // Вестник Томского государственного педагогического университета. – 2012. – № 12 (127). – С. 113–115.
8. Руководство Международной финансовой корпорации: Стандарты деятельности по обеспечению экологической и социальной устойчивости. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/550cc3004f08127f9910db3eac88a2f8/GN> (дата обращения 23.01.2017).
9. Руководство по развитию местных сообществ Международного совета по горному делу и металлам. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.icmm.com/en-gb/publications/community-development-toolkit#> (London: Web-сайт ICMM). – 2012.
10. Стандарт по взаимодействию с заинтересованными сторонами AA1000SES. [Электронный ресурс] // Web-сайт AccountAbility (London). URL: <http://www.accountability.org/standards/aa1000ses/index.html>. – 2005. (дата обращения 27.01.2017).
11. Kochetkova O.P., Glyzina T.S., Vazim A.A. and Tugutova S.S. Ecological policy in oil-gas complexes, HSE MS implementation in oil and gas company // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – С. 43.
12. Sharf I, Malanina V. and Kamylnina L. Features of the marketing strategy of oil and gas companies in exploration drilling // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – С. 21.

### ФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ СТРАТЕГИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.С. Острицын

Научный руководитель старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема эффективности ресурсопотребления всегда была актуальна. В число основных стратегически важных задач для России входит сокращение ресурсоемкости внутреннего валового продукта и основных отраслей народного хозяйства. По уровню потребления ресурсов наша страна примерно в 2-3 раза обгоняет ведущие страны мира [1]. Особо актуализирован вопрос эффективного потребления ресурсов в национальной нефтегазовой отрасли, ведь именно эта отрасль экономики РФ является одной из самых потребляющих первичные ресурсы, данный сектор экономики обеспечивает порядка 10-12 % от мировой добычи нефти.

Вопрос энергоменеджмента, т. е. эффективности управления ресурсами для предприятий не нов. От того, насколько предприятие обоснованно и рационально использует любые виды ресурсов, зависит результат деятельности данного предприятия. Эффективным использованием ресурсов называют соотношение результатов и количество затрат на их достижение, когда при наименьших расходах достигается наибольший эффект.

Не стоит приравнивать друг другу понятия «ресурсоэффективность» и «ресурсосбережение». Первое несет гораздо более широкий смысл. Если ресурсосбережение сосредоточено на мерах экономии любых видов производственных ресурсов, то ресурсоэффективность, в свою очередь, сосредотачивается на достижении оптимального соотношения затрат и результата. Другими словами реализация стратегии ресурсоэффективности может привести не к уменьшению, а к увеличению совокупных затрат на ресурсы, вовлекаемые в производство [1]. Процедуры формирования ресурсоэффективной стратегии на нефтяном предприятии должны учитывать факторы прямого и косвенного воздействия, которые оказывают влияние на функционирование нефтегазодобывающих структур [1]. Такие факторы можно разделить на два уровня:

1. Факторы прямого воздействия – оказывающие непосредственное влияние на предприятие. К таким факторам относятся поставщики сырьевых и финансовых ресурсов, информации.

2. Факторы опосредованного воздействия – оказывают косвенное влияние. К ним можно отнести государственные, политические, экономические, технологические и социальные факторы. Среди наиболее значимых экономических факторов можно назвать инфляцию, налоги, уровень процентных ставок на капитал, число рабочих, квалификация которых соответствует требованиям и др. [1].

Нефтяной сектор экономики отличается высоким уровнем потребления ресурсов. При этом потребляются различные виды ресурсов как возобновляемых, так и невозобновляемых. Все природные ресурсы исчерпаемы. В процессе их использования (в любой сфере экономики) они существенно трансформируются. В настоящее время вопросы эффективности использования ресурсов и энергосбережения стали особенно актуальными практически во всех отраслях промышленности. Не являются исключением и предприятия топливно-энергетического комплекса, которые занимаются добычей, подготовкой, транспортировкой и переработкой нефти и газа. Нефтегазодобывающие предприятия вынуждены разрабатывать и внедрять целые комплексы мероприятий по энергосбережению. Проводится энергоаудит всех технологических процессов, для того, чтобы определить звенья, в которых эффективность использования энергетических ресурсов недостаточно высока и имеется потенциал для внедрения стратегии ресурсоэффективности, т. е. более эффективного использования ресурсов.

В ближайшие 5 лет прогнозируется сильный скачок цен, а также дефицит электроэнергии, поэтому промышленным предприятиям, в том числе и нефтяным компаниям, необходимо обратить пристальное внимание на применение энергосберегающих технологий в своей деятельности, иначе уровень потребления ресурсов нефтегазовым сектором по-прежнему будет возрастать [2].

На данном этапе развития нефтегазовой отрасли существует множество проблем, связанных с потреблением энергии [3]:

1. Моральный и физический износ, ведет к значительным ремонтным затратам, снижению надежности энергоснабжения и увеличению потерь энергоресурсов.

2. Существует высокая зависимость от роста тарифов естественных монополий.

3. Устаревшие (завышенные) нормативы проектирования энергетической инфраструктуры и методики расчета потребности в энергоресурсах и оценки экономического эффекта от программы энергосбережения.

4. В структуре себестоимости нефтедобычи с 1980 года происходит рост затрат на электроэнергию при снижении затрат на оборудование и фонд заработной платы. Так, в настоящее время на электроэнергию приходится 30–35% себестоимости добычи нефти.

Все это обуславливает необходимость разработки комплексной программы энергоэффективности. Такая программа включает в себя четыре основных компонента [4]:

1. Инвестиционные проекты – развитие собственных генерирующих мощностей на попутно нефтяном газе, модернизация оборудования систем электроснабжения и насосных станций: развитие собственной генерации, модернизация оборудования.

2. Оперативные мероприятия – оптимизация режимов работы оборудования, подбор насосов с учетом параметров энергоэффективности, применение частотных преобразователей, сокращение потерь в сетях электроснабжения: технические и организационные мероприятия.

3. Развитие культуры энергосбережения – постепенное внедрение поагрегатного учета энергопотребления, создание системы мониторинга удельного потребления электроэнергии, внедрение программ и мотивации персонала с учетом показателей энергоэффективности: развитие системы учета и контроля потребления, системы мотивации персонала.

4. Внедрение новых техник и технологий – разработка энергоэффективного технологического оборудования, внедрение новых технологий, адаптация существующих современных технологий: использование современного оборудования, инновационное развитие.

Схема вышеизложенной программы приведена на рисунке.



Рис. Схема системы энергоменеджмента

Обеспечение структурной перестройки всей нефтегазовой отрасли возможно только при достижении оправданной с экономической точки зрения ресурсоэффективности на нефтяных предприятиях, при необходимом уровне развития техники и технологий, а также при условии соблюдения экологических требований. На предприятиях должны разрабатываться и внедряться комплексные ресурсосберегающие стратегии, которые будут обеспечивать оптимизацию ресурсоемкости производства. Можно предположить, что если в практику российского менеджмента войдет такое понятие как «ресурсоэффективная стратегия», это позволит обеспечить в ближайшей перспективе перевод с ресурсодоминирующего сценария на ресурсосберегающий и инновационный [4].

#### Литература

1. Андропова И.В. Стратегическое управление эффективностью ресурсопотребления в нефтегазовом секторе экономики [Текст]: дис. ... д-ра экон. наук (08.00.05) / Андропова Ирина Владимировна; Тюмень, 2006. – 320 с.
2. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
3. Повышение энергоэффективности в ОАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://pmholding.ru/upload/files/Report\\_GazpromNeft\\_PowerManagement.pdf](http://pmholding.ru/upload/files/Report_GazpromNeft_PowerManagement.pdf) (дата обращения 10.03.2016).
4. Андропова И.В. Стратегическое управление эффективным ресурсопотреблением // Российское предпринимательство. – 2006. – № 9 (81). – С. 46–49.

## ОБЗОР РЫНКА РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ

В.В. Охотников

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Редкоземельные металлы и элементы относятся к видам минерального сырья, имеющие высокое стратегическое и производственное значение для всех стран мирового сообщества. Этот рынок всё более ускоряющимися темпами. За последние 50 лет его объем увеличился более чем в 25 раз (примерно с 5 тысяч тонн до 125 тысяч тонн в год). Основными сферами использования таких элементов являются: магниты (22 %), конструкционные материалы (19 %), катализаторы для нефтехимии (18 %), а также – оптические элементы на их основе (15 %). Дальнейшие перспективные и области применения связаны с производством компьютерной и телевизионной техники, ветроэнергетических турбин, автомобилей, ВПК (военно-промышленный комплекс), телекоммуникаций, катализаторов для крекинга нефти, лазеров, сверхпроводников и топливных элементов и пр. [2].

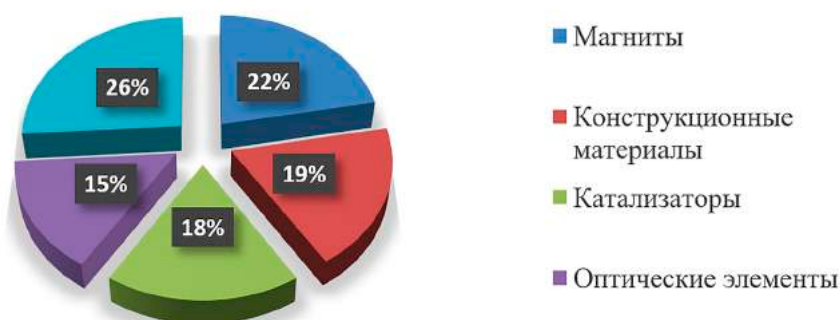


Рис.1. Основные сферы использования РЗМ, %

К редкоземельным металлам и элементам относятся такие как:

- иттрий;
- лантан;
- 3 элемента группы лантаноидов: церий, самарий, европий, празеодим, неодим, гадолиний, тербий, диспрозий, эрбий, тулий, гольмий, иттербий, лютеций.

Все эти элементы обладают схожими параметрами и в природных условиях встречаются, обычно, вместе. При этом их разделяют на 3 группы: «light» (LREE) – от лантана до неодима, «middle» от самария до эрбия и «heavy» от тербия до лютеция, а также иттрий, обычно средние и тяжёлые объединяют в единую группу (HREE). Также часто эти группы разделяют как цериевая и иттриевая. Наиболее востребованными являются неодим и диспрозий.

Наиболее крупной сферой применения РЗМ с точки зрения покупательской способности является производство люминофоров, они используются в лампах, мониторах компьютеров, телевизорах.

В производстве шлифовальных и полировальных порошков для обработки линз зеркал и трубок используются соединения церия. Также новым рынком стало использование полировальных порошков для доводки и полировки полупроводниковой продукции [3].

Важным высокотехнологическим рынком сбыта в развитых странах является производство промышленной электронной керамики. Её используют для изготовления диэлектрических резонаторов, телекоммуникации, керамических фильтров частот и конденсаторов. Еще одной перспективной сферой использования являются аккумуляторные батареи. Несмотря на рост спроса на литий-ионные батареи, никель-метал-гидридные батареи могут конкурировать с ними с точки зрения объемной плотности энергии.

Спрос на редкоземельные металлы в условиях развития высокотехнологических промышленных отраслей неуклонно растет, при этом ограничивающие действия Китая, который является основным поставщиком редкоземельного сырья на мировой рынок, ведут к его нехватке и необходимости поиска альтернативных источников.

Редкоземельные элементы относительно широко распространены в земной коре, но, при этом, найти их в концентрациях, подходящих для их добычи практически невозможно. Основными промышленными минералами-концентраторами являются монацит ( $\text{CePO}_4$ ) и бастнезит ( $\text{CeCO}_3\text{F}$ ). На их долю приходится около 80 % всех запасов.

Наибольшая часть мировых запасов заключена в месторождениях США и Китая, монацитовые месторождения получили распространение в США, Индии, ЮАР, Австралии, Малайзии, Бразилии, Шри-Ланке, КНР, Таиланде. Остальные ресурсы связаны с месторождениями ксенотима, ионно-адсорбционных глин, вторичного монацита, фосфоритов, апатитов, лопарита, эвдиалита и др.

До середины 2011 г. уровень цен определялся, по большей части, квотами Китая, который в 2010 г. сократил их объем и заявил о возможном прекращении экспорта оксидов среднетяжелой группы (HREE) к 2015–2016 гг. в связи с ростом их внутреннего потребления и исчерпанием сырьевой базы. Это привело к резкому скачку цен

на рынке – в течение 2010 г. и первой половины 2011-го цены выросли в 5–10 раз. Страны-потребители приняли экстренные меры по развитию научно-технологической базы и поддержке компаний с диверсифицированными источниками сырья. Благодаря этим мерам цены начали постепенно снижаться, однако возврата к пиковым значениям, вероятно, уже не произойдет.

В результате развития производств помимо Китая к 2020 г. доля Китая на рынке сократится примерно вдвое. Крупнейшими производителями за пределами Китая, возможно, станут компании США и Австралии. В то же время «окно возможностей» для вхождения в лидеры среди «некитайских» производителей для РФ сохраняется.

В мировых запасах, которые составляют примерно около 136 млн т, преобладает Китай где его доля составляет около 40 % (рисунок 2). Кроме того, относительно высокими долями характеризуются Бразилия (16 %), странах СНГ (14 %) и США (10 %).

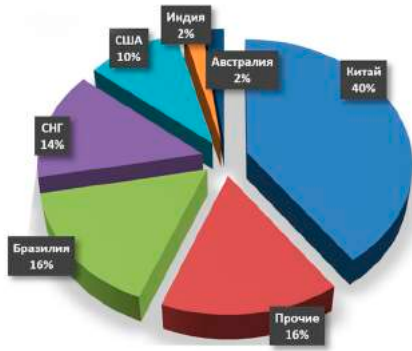


Рис. 2. Географическая структура минерально-сырьевых запасов РЗМ в мире, %

Объемы мировой торговли редкоземельными металлами и их соединениями представлены на рисунках 3 и рисунке 4.

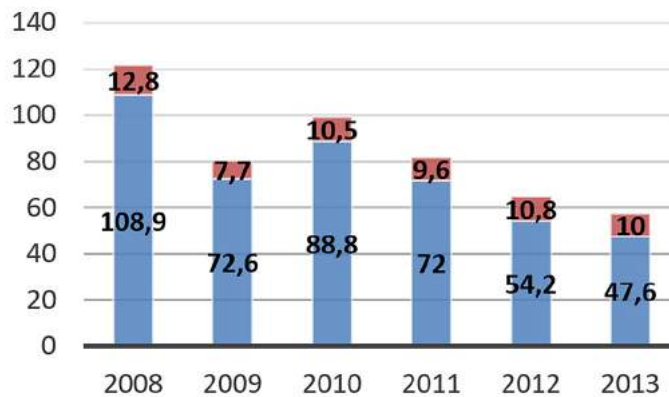


Рис.3. Объемы мировой торговли РЗМ и их соединениями в натуральном выражении в 2008–2013 гг., тыс. тонн [4]

Прогнозируется, что к 2020 г. объем мирового спроса вырастет еще, примерно, в 1,5–2 раза и достигнет 185–200 тыс. тонн в год. Предложение на рынке, скорее всего, по-прежнему будет превышать спрос, однако, это будет происходить за счет легких (LREE) РЗМ. В свою очередь HREE останутся дефицитными и даже остродефицитными для крупнейших развитых стран [1].

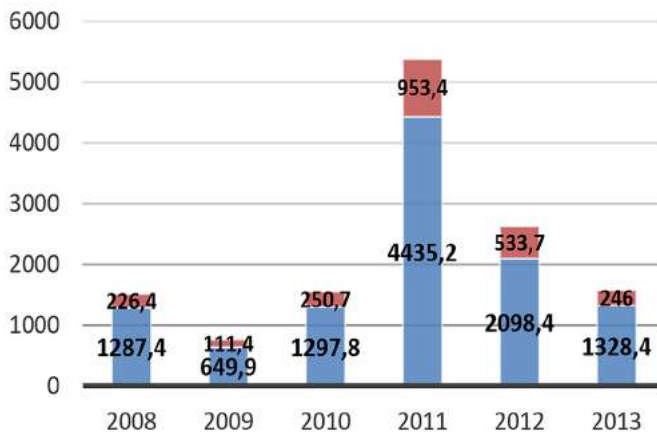


Рис. 4. Объемы мировой торговли РЗМ и их соединениями в стоимостном выражении в 2008–2013 гг., млн долл. [4]

Редкоземельные металлы в России добываются в крайне незначительных объемах, и добыча снижается ежегодно на протяжении последних пяти лет. Однако выпуск соединения этих металлов, увеличился на 17 % и составил 1962 т. Российский импорт металлов и соединений составил 430,5 т. Импорт соединений сократился на 59 % – до 321,5 т, но ввоз возрос более чем в четыре раза и составил 109 т. Экспорт же металлов и соединений из России составил 4,977 тыс. т (из которых собственно металлов только 100 кг!). Как видно, экспорт РЗМ по объемам незначителен. Основными импортируемыми РЗМ являются лантан и неодим, а также мишметалл (более 80 % ввозимых металлов). Из соединений РЗМ в основном к нам импортируются церий (оксалат, оксид и карбонат), неодим и лантан [5].

В связи с тем, что наша страна чрезвычайно импортозависима от поставок практически всего спектра редкоземельных металлов и элементов и их соединений из-за рубежа, это вызывает острую необходимость действий по восстановлению собственной РЗМ-промышленности.

#### Литература

1. Глобальный рынок редкоземельных металлов. [Электронный ресурс] URL: <http://fastsalTIMES.com/sections/obzor/408.html> (дата обращения 23.01.2017).
2. Обзор рынка редкоземельных элементов (металлов) в СНГ и мире. [Электронный ресурс] URL: [http://www.infomine.ru/files/catalog/48/file\\_48\\_eng.pdf](http://www.infomine.ru/files/catalog/48/file_48_eng.pdf) (дата обращения 23.01.2017).
3. Обзор рынка редкоземельных элементов в СНГ. [Электронный ресурс] URL: [http://www.marketing-services.ru/imgs/goods/996/rynok\\_REE.pdf](http://www.marketing-services.ru/imgs/goods/996/rynok_REE.pdf) (дата обращения 23.01.2017).
4. Самсонов Н.Ю., Семягин И.Н. Обзор мирового и российского рынка редкоземельных металлов. [Электронный ресурс] URL: <http://lib.ieie.nsc.ru/docs/SamsonovObzorECO2014-2.pdf> (дата обращения 23.01.2017).
5. Современное состояние, тенденции и динамика производства и потребления редкоземельных элементов в мире и российской федерации. Конъюнктура рынка. [Электронный ресурс] URL: <http://rusredmet.ru/rrm7> (дата обращения 23.01.2017).

### ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА УСПЕШНЫХ УСИЛИЙ В СРАВНЕНИИ С МЕТОДОМ ПОЛНОЙ СТОИМОСТИ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ЦЕН НА РЫНКЕ

**В.В. Охотников, А.С. Гончарова**

*Научный руководитель доцент В.Б. Романюк*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Цены на сырьевые товары в отрасли нефти и газа сильно изменились за последние 18 месяцев. В то время, как цены на нефть приблизились к \$ 90 за баррель в январе 2014 года и были чуть выше \$ 100 за баррель в июле того же года. С тех пор начался крутой, устойчивый спад, когда West Texas и Brent снизили цены на нефть ниже \$ 30 за баррель в течение первых двух недель января 2016 года. Цена на природный газ претерпела подобные изменения.

В первую очередь нефтегазовые компании должны будут оценить и пересмотреть, методы проведения разведки и разработки. Например, в то время как существует определенный потенциал роста добычи с помощью гидравлических методов гидроразрыва в богатых минералами сланцевых формаций, существует множество вопросов по поводу эффективности затрат и экологических последствий такой деятельности, хотя многим компаниям в 2015 году удалось добиться значительного сокращения затрат, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин. Аналогичные вопросы были подняты в связи с деятельностью глубоководного бурения в Мексиканском заливе, которая заметно увеличилась в течение 2014 и 2015 гг. Кроме того, бюджеты капиталовложений были значительно снижены на 2015 финансовый год, а также резкое снижение операционных денежных потоков, вероятно, повлечёт сокращения производства [1, 2].

Снижение цен на нефть и природный газ, вероятно, повлекут множество бухгалтерских последствий для многих компаний, даже на те, которые лишь косвенно участвуют в этой отрасли.

Низкие цены на нефть и природный газ могут привести к снижению рентабельности бурения, так как бурение и / или эксплуатационных расходов извлечения нефти или природного газа могут превысить доходы.

Таким образом, юридические лица должны учитывать конкретные факты и обстоятельства, а также любые потенциальные признаки ухудшения ситуации, а также способны применить соответствующие бухгалтерские изменения и расчёты.

Компании, которые участвуют в разведке и разработке могут описать свою деятельности, используя либо успешный метод усилий или метод полной себестоимости. Основные различия между этими двумя методами заключается в их обработке сейсмических затрат и разведочное бурение новых запасов. Метод учета непосредственно влияет на подсчёт чистого дохода и денежных потоков.



Рис.1. Факторы предпочтения использования метода успешных усилий

Согласно методу успешных усилий, затраты, связанные с успешным определением новых запасов, могут быть капитализованы в то время как расходы, связанные с неудачными попытками по разведке (например, бурение, которое приводит к пустой скважине) будут немедленно записаны в отчете о прибылях и убытках. С другой стороны, метод полной стоимости позволяет компаниям извлечь выгоду почти из всех расходов, связанных с разведкой и разработкой новых месторождений, независимо от того, были ли успешными их усилия [3].

Согласно методу успешных усилий, в целом выполняется традиционный анализ обесценения при рассмотрении вопроса для оценки подтвержденных запасов нефти и газа. Как правило, этот анализ состоит в определении, при каких обстоятельствах балансовая стоимость компании не может быть возмещена.

Свойства возвратности активов должны быть проверены всякий раз, когда изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость группы активов может быть не возмещена. Как правило, компания, которая применяет метод успешных усилий, будет выполнять ежегодную оценку обесценения после получения годового отчета путем анализа денежных потоков. При проведении анализа на предмет обесценения, такие компании должны учитывать факторы риска для всех резервных категорий. Компании могут рассматривать возможность доказать, оценить, и проанализировать резервы и другие ресурсы, поскольку они все включены в стоимость активов.

Компания должна периодически проводить оценку недоказанных свойств (то есть, по крайней мере, раз в год), чтобы определить, могут ли они повлиять на обесценение. Оценка этих свойств основан, главным образом, на качественных факторах. Основные исследования включают в себя (1) пути развития; (2) долгосрочные планы; и (3) деятельность за последнее время в области развития, включая результаты бурения и работы в других в отраслях, а также слияния и поглощения.

Компания будет выполнять анализ денежных потоков путем сравнения не дисконтированных потоков денежных средств и группы активов с балансовой стоимостью группы активов. Балансовая стоимость группы активов не подлежит возмещению, если она превышает сумму не дисконтированных денежных потоков. Если группа активов не проходит тест на приток денежных потоков, компания будет выполнять оценку справедливой стоимости для сравнения справедливой стоимости группы активов с их балансовой стоимостью. Убыток от обесценения будет регистрироваться, и оцениваться как сумма, на которую балансовая стоимость группы активов превышает его справедливую стоимость.

При определении уровня, на котором следует оценивать обесценение компании, которая применяет метод успешных усилий, следует рассмотреть вопрос о доказуемости свойства или недоказуемости. Доказанные свойства должны быть сгруппированы на самом низком уровне, для которого существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в значительной степени независимы от денежных потоков по другим группам активов. Как правило, оценка убытков производящих свойств осуществляется шаг-за-шагом или, если имеется значительная общая инфраструктура, путем логической группировки активов. Недоказанные свойства должны быть оценены на основе имущества, или, если расходы на приобретение не являются существенными, с помощью соответствующей группировки.

Убыток от снижения стоимости для доказанной группы уменьшит только балансовую стоимость вне оборотных активов группы. Компания должна выделить потери долгосрочных активов на пропорциональной основе с использованием относительной балансовой стоимости этих активов. Тем не менее, потери не должны уменьшать балансовую стоимость актива менее справедливой стоимости. Для недоказанных свойств, если результаты оценки указывают на ухудшение, компания должна признать убыток, предоставляя оценочный резерв. Согласно методу успешных усилий, компаниям запрещены списания задним числом.

В отличие от метода успешных усилий, метод полной стоимости позволяет компании извлечь выгоду почти из всех расходов, связанных с разведкой и добычей новых запасов нефти и газа, независимо от того, были ли



успешными их усилия [4].

При признании убытка от обесценения, компания, применяющая метод полной стоимости должна уменьшить балансовую стоимость полной стоимости пула активов и записать превышение в качестве платы за расходы по текущей деятельности. Как и метод успешных усилий, метод полной стоимости не позволяет компании из реверсирования списаний.

Снижение цен на сырьевые товары могут иметь последствия обесценения для компаний, которые используют метод полной стоимости бухгалтерского учета. В частности, поскольку конечные цены за 12 месяцев в году будут продолжать меняться и снижаться, если цены не восстановятся в ближайшее время, вполне вероятно, что риск снижения стоимости актива будет продолжать расти. Соответственно, компания должны сосредоточиться на раскрытии основанных рисков и раннего предупреждения.

#### Литература

1. U.S. Energy Information Administration. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf> (дата обращения 10.01.2017).
2. Oil and Gas Accounting, Financial Reporting, and Tax Update. [Электронный ресурс]. URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/audit/us-aers-oil-and-gas.pdf> (дата обращения 30.01.2017).
3. Successful efforts Conversion materials. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.marketing-services.ru/imgs/goods/996/rynok\\_REE.pdf](http://www.marketing-services.ru/imgs/goods/996/rynok_REE.pdf) (дата обращения 30.01.2017).
4. Vitalone James. Accounting For Differences In Oil And Gas Accounting. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.investopedia.com/articles/fundamental-analysis/08/oil-gas.asp> (дата обращения 31.01.2017).

### ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ СЛУЖБЫ УПРАВЛЕНИЯ ИМУЩЕСТВОМ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Ю.В. Павленко

*Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Процесс управления выражается в распределении, в обеспечении движения ресурсов, принадлежащих организации, с известной целью по сформированному плану с непрерывным контролем результатов работ.

Управление имуществом – это часть процесса управления, где объектом выступают имущественные ценности предприятия, а субъектом является предприятие. Управление имуществом представляет собой систему принципов и методов разработки и реализации управленческих решений, связанных с формированием, эффективным использованием (потреблением) объектов имущества в различных сферах деятельности предприятия.

С целью организационного обеспечения процесса управления имуществом предприятия в организационной структуре любого предприятия целесообразно выделить функциональную службу. Именно эта служба будет исполнять функции по управлению имуществом и претворять в жизнь принципы и цели, обозначенные руководством предприятия.

Конечно, организационное выражение такой службы будет зависеть от таких основополагающих факторов как: размер самого предприятия, специфики отрасли, положения предприятия на рынке, количества, разнообразия, сложности объектов управления, то есть имущественных комплексов, а иногда даже и от сложившихся традиций. Это может быть управление (департамент), отдел, комитет, центр или бюро.

Служба управления имуществом на предприятии обеспечивает защиту имущественных прав акционеров (участников) обществ в зависимости от его организационно-правовой формы, если же речь идет о государственной структуре – защиту имущественных прав государства. Однако всегда предполагается максимально эффективное использование, сохранность имущества предприятия как во взаимодействии с другими структурными подразделениями, так и с другими участниками рынка.

Основными задачами службы управления имуществом на предприятии являются [1–4]:

1. Защита имущественных интересов акционеров (участников) предприятия путем оформления имущественных прав и отношений Обществ.
2. Формирование имущественного реестра предприятия, создание механизма контроля за использованием имущества предприятия и обеспечения его сохранности.
3. Разработка и проведение единой политики по управлению и распоряжению имуществом предприятия в целях обеспечения его максимально эффективного использования.
4. Координация деятельности всех подразделений предприятия по управлению имуществом, взаимодействие по этим вопросам с государственными и муниципальными органами и учреждениями, коммерческими и некоммерческими организациями.

Из основных задач вытекают следующие функции службы управления имуществом на предприятии:

1. Обеспечение государственной регистрации прав предприятия на недвижимое имущество и сделок с ним.
2. Обеспечение совершения и контроль исполнения условий сделок с имуществом предприятия, акциями и долями, принадлежащими предприятию.
3. Разработка проектов локальных актов, документаций и методических материалов по вопросам управления и распоряжения имуществом предприятия, а также контроль за их исполнением.

4. Формирование в полном объеме и в сроки, установленные соответствующими нормативными актами, направление в государственные, муниципальные административные органы контроля и надзора, в установленном законодательством порядке всей необходимой отчетности, информации, иных требующихся сведений по направлению деятельности службы.
5. Организация проведения землеустроительных работ, оформление земельных правоотношений под объектами недвижимого имущества предприятия.
6. Организация проведения технической инвентаризации и кадастрового учета объектов недвижимого имущества, принадлежащих предприятию.
7. Организация проведения оценки стоимости имущества, принадлежащего предприятию.
8. Ведение книги записи залога имущества, принадлежащего предприятию.
9. Обеспечение деятельности по управлению долгосрочными финансовыми вложениями предприятия в форме акций (долей) в уставных капиталах других обществ.
10. Организация и проведение мероприятий по страхованию имущества предприятия и урегулированию убытков по страховым случаям.
11. Списание неиспользуемого и не пригодного к эксплуатации имущества предприятия.

В своей деятельности служба управления имуществом на предприятии неизбежно взаимодействует со смежными структурными подразделениями: получает и предоставляет информацию, документы необходимые для выполнения функций, привлекает к проведению ревизий и проверок специалистов, участвует в совместных комиссиях, группах, создаваемых в предприятии.

На практике встречаются примеры создания в структуре предприятия отделов управления имуществом в составе управления бухгалтерского учета или правового управления. Как правило, это вытекает из особенностей основных видов деятельности самого предприятия. Так, например, если предполагается юридическое сопровождение оформления имущества предприятия, тогда целесообразно оставить контроль за правовым управлением. В случае если функции управления имуществом предприятия возлагаются на управление бухгалтерского учета, можно быть уверенным, что бухгалтерский, налоговый учет имущества, определение его стоимости будет осуществлен на максимально профессиональном уровне с учетом специфики отрасли [8, 9]. Также можно отметить, что зачастую даже специалисты управления бухгалтерского учета некомпетентны в установлении свойств объектов (движимого или недвижимого имущества, оборудования). Конечно же, эта проблема актуальна для предприятий нефтегазовой отрасли. Так, например, управление бухгалтерского учета не в полной мере компетентно в установлении кода ОКОФ (общероссийский классификатор основных фондов) без учета мнения управления капитального строительства, в чьем ведении сосредоточена проектная документация предприятия. Проектная документация позволяет определить природу, назначение объекта, возможно даже предполагаемый срок использования. Однако, только служба управления имуществом предприятия может ответственно установить такие свойства объекта как, например, его капитальность, а следовательно возможность последующего оформления как объекта недвижимого имущества. А это в будущем повлечет его соответствующий бухгалтерский и налоговый учет, последующую оценку (переоценку) и страхование. Речь идет об оборудовании, которое, несмотря на свои размеры, стоимость, а также капитальность размещения на поверхности (возможно даже формирование площадки, отсыпки, предполагающее неразрывность с почвой), по существу не будет являться объектом капитального строительства, и должно подлежать учету как оборудование. С другой стороны возможны случаи, когда объект хоть и является по существу капитальным, но отдельно не указан в разрешительной документации (разрешение на строительство, а соответственно и в разрешении на ввод в эксплуатацию). Это делает невозможным его оформление как объекта недвижимого имущества (с точки зрения Федерального закона от 13 июля 2015 г. N 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости»), что не должно отражаться на его учете, но скажется на последующей оценке и страховании.

Для решения подобных спорных, специфических для каждой отрасли вопросов на предприятии разрабатываются регламенты взаимодействия между структурными подразделениями (в данном случае между управлением бухгалтерского учета, управлением капитального строительства и службой управления имуществом). Регламент может предусматривать создание комиссий из числа сотрудников смежных подразделений с целью коллективного решения спорных вопросов.

Учитывая значимость задач, а также важность учета мнения специалистов по управлению имуществом наряду с другими управлениями, считаю целесообразным выделение самостоятельной службы управления имуществом на предприятиях.

#### Литература

1. Агарков А.П. Экономика и управление на предприятии / А.П. Агарков [и др.]. – М.: Дашков и Ко, 2013. 400 с.
2. Гражданский кодекс Российской Федерации. Ч. 2. – М.: ИНФРА-М, 1996.
3. Киселева В.А., Овчинников П.В. К вопросу об эффективности управления имуществом предприятия. Вестник УЮрГУ. – 2012. – № 22. – С. 34.
4. Ключкова Е.Н. Экономика предприятия / Е.Н. Ключкова, В.И. Кузнецов, Т.Е. Платонова. – М.: Юрайт, 2014. – 448 с.
5. [Ковалев А.П. Управление имуществом на предприятии: учебник / А.П. Ковалев. – М.: Финансы и статистика: ИНФРА-М, – 2009. – 272 с.](#)
6. Мирошникова Т.К. Управление имуществом: учеб. пособие. – Владивосток: Изд-во ВГУЭС, 2009. – 108 с.
7. Новашина Т.С. Экономика и финансы предприятия. – М.: Синергия, 2014. – 352 с.

8. Пожарницкая О.В. Конкурентоспособность компаний как основа экономического роста в сфере нефтегазодобычи // XVI Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники РСФСР Л.Л. Халфина и 40-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова. – Томск. Изд-во ТПУ. – 2012. – С.731–733.
9. Пожарницкая О.В., Цибульникова М.Р. Кадровая стратегия как фактор устойчивого развития нефтегазового сектора // Современные проблемы науки и образования. – 2014 – № 2. – С. 1–7.
10. Федеральный закон от 13 июля 2015 г. N 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости».

## **ПОЛИТИКА ОАО «ТОМСКГАЗПРОМ» В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

**Ю.В. Павленко, А.С. Гончарова, С.Н. Королев**

**Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Экологическая политика предприятия – это документ, который устанавливает принципы и планы управления организации относительно экологических аспектов. Эта политика считается фундаментом в деятельности согласно устройству экологических задач и целей. Каждое предприятие формулирует экологическую политику, соответствующую всей производственной деятельности и услугам, выпускаемой продукции.

ОАО «Томскгазпром» (дочернее общество ОАО «Востокгазпром») является добывающим активом компании. Деятельность организации направлена на природопользование, поэтому связана с риском нанесения ущерба окружающей среде, здоровью и имуществу общества. Чтобы этого не произошло, каждая компания имеет свод правил и требований, направленные на защиту окружающей среды от негативного воздействия производства.

Основа корпоративных приоритетов ОАО «Томскгазпром» – это обеспечение охраны окружающей среды в соответствии с Экологической политикой ПАО «Газпром» и Политикой в области охраны окружающей среды.

ОАО «Томскгазпром» осуществляет добычу, подготовку и транспортировку природного газа, газового конденсата, нефти и является крупным нефтегазодобывающим предприятием Томской области. Руководство ОАО «Томскгазпром» несет полную ответственность за свою деятельность и за сохранность чистой среды.

Задача экологической политики – требование выполнения перечисленных указаний в отношении экологических показателей деятельности организации, контроль за исполнением и достижение поставленных целей в отношении безопасности природы. Международный стандарт требований для экологической политики – ISO 14001.

Для полной реализации деятельности предприятия, рационального и безопасного использования природных ресурсов «Томскгазпром» принимает на себя следующие обязательства:

1. Соблюдать законодательные и нормативные требования Российской Федерации в области охраны окружающей среды;
2. Обеспечивать ресурсосбережение, энергоэффективность, уменьшение удельного негативного воздействия на окружающую среду своей производственной деятельности, а также деятельности подрядчиков и поставщиков;
3. Учитывать интересы населения, проживающего на территории деятельности Общества;
4. Обеспечивать приоритетность мер по предупреждению загрязнения окружающей среды перед мерами по устранению его последствий;
5. Постоянно совершенствовать природоохранную деятельность общества;
6. Осуществлять непрерывное профессиональное и экологическое образование работников общества [2].

Если же приоритеты развития меняются, то и экологическая политика подлежит пересмотру. Кроме того, каждая компания должна осведомлять своих сотрудников и население региона, в котором находится данное предприятие, о степени воздействия на окружающую среду. Оповещение может быть в СМИ, в буклетах, фильмах о заводах. Также многие компании, не исключение и «Томскгазпром», могут организовать экскурсию по предприятию.

Общество имеет полный пакет разрешительных документов на осуществление производственной деятельности, связанной с добычей, переработкой, транспортировкой газа, свидетельствующий о ее соответствии существующим правилам и нормам экологической безопасности.

В системе управления природоохранной деятельностью сформированы следующие принципы:

- развитие и совершенствование системы экологического менеджмента компании в соответствии с действующим природоохранным законодательством;
- проведение комплекса природоохранных мероприятий как на стадиях проектирования, строительства объектов, так и на стадии эксплуатации;

– обеспечение эффективного контроля выполнения технологических и организационных мероприятий.

В начальный период формирования производственного комплекса экологическая безопасность ОАО «Томскгазпром» обеспечивалась за счет тщательно продуманных и взвешенных технических решений, предусмотренных проектами обустройства. Были внедрены эффективные технологии переработки природного газа, методы утилизации твердых и жидких отходов производства и потребления, предусмотрены противоаварийные технические решения и мероприятия.

Проектные решения, проходящие тщательную экспертизу в подразделениях компании и в государственных органах, позволяют минимизировать масштабы негативного воздействия на окружающую среду. Рекультивация нарушенных земель и лесных участков, выполняемая по окончании строительства, позволяет восстановить плодородие и статус земель, не используемых для эксплуатации построенных объектов.

Важным компонентом технологической, а значит, и экологической безопасности, является осуществление постоянного контроля за качеством строительства производственных объектов, входным контролем материалов и комплектующих, испытанием построенных объектов, непрерывной диагностики надежности эксплуатируемого оборудования.

Для повышения экологической безопасности проводятся мероприятия в системе добычи, сбора, предварительной подготовки и транспорта газа компаний. «Томскгазпром» реализует программы по снижению влияния на окружающую среду. Внедряет новые технологии. Ведется контроль за выполнением требований ISO 14001. Главным управлением риска загрязнения является использование новых технологий проектирования производств.

Использование современных технологий освоения скважин, сбора попутного нефтяного газа, герметизация основных потоков углеводородного сырья и продукции, регулярная дефектоскопия, автоматизация наиболее важных технологических процессов, вкупе с высокой технологической дисциплиной и культурой производства позволили повысить надежность оборудования и значительно снизить риск возникновения техногенных аварийных ситуаций [1].

Обращение с отходами, образующимися на производственных объектах, осуществляется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства. Хозяйственно-бытовые сточные воды на месторождениях ОАО «Томскгазпром» очищаются и обезвреживаются на биологических очистных сооружениях. Конструкция очистных сооружений на Северо-Васюганском ГКМ (система почвенной очистки) и на Северо-Останинском НМ (ботанические площадки, метод активной корневой зоны) гарантирует успешную очистку хозяйственных стоков при минимальном количестве рабочих издержек. Для обезвреживания твердых бытовых отходов (ТБО) месторождения ОАО «Томскгазпром» обеспечены полигонами ТБО, где осуществляется их устранение от окружающей среды.

Как было выявлено проведенными исследованиями, буровой шлам, образующийся при бурении разведочных и эксплуатационных скважин, по принятым в ОАО «Томскгазпром» технологиям относится к мало опасным или не опасным отходам производства (4 или 5 классы опасности). В то же время, в его составе имеются компоненты, используемые растениями для минерального питания. Эти особенности позволили специалистам ОАО «Томскгазпром» обосновать возможность использования бурового шлама в качестве побочного продукта – удобряющей добавки при рекультивации лесных участков, нарушенных при строительстве.

Важным ресурсосберегающим и природоохранным направлением деятельности ОАО «Томскгазпром» в последние годы стала разработка, финансирование и реализация программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

В 2015 г. показатель полезного использования ПНГ по месторождениям газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром» (включая ОАО «Томскгазпром») составил 95,6 %, по Группе Газпром нефть – 79,6 %, «Сахалин Энерджи» – 96,1 %. В августе 2015 г. введены в эксплуатацию газокompрессорная станция мощностью 7,2 МВт на Северо-Останинском НГКМ; установка комплексной подготовки газа на Казанском НГКМ; магистральный продуктопровод с газонаполнительным пунктом и железнодорожным терминалом в г. Куйбышеве Новосибирской области. Это позволило обеспечить к концу года использование ПНГ по ОАО «Томскгазпром» на уровне 97 %. Таким образом, по всем компаниям ПАО «Газпром» обеспечено полезное использование ПНГ на уровне не менее 95 % [4].

Важным элементом производственной и экологической безопасности является разработка планов локализации аварий и ликвидации их последствий. Такие планы разработаны на все опасные производственные объекты компании.

В компании регулярно проводится инвентаризация источников негативного воздействия на окружающую среду. На их основе разработаны и поддерживаются в актуальном состоянии проекты нормативов допустимых загрязнений атмосферного воздуха, выбросов веществ в водные объекты, нормы и правила допустимого размещения отходов.

На всех месторождениях компании регулярно проводится мониторинг состояния недр и окружающей среды, производственный экологический контроль состояния территорий деятельности. В целом, по результатам мониторинга можно сделать однозначный вывод, что воздействие производственных объектов на окружающую среду находится в допустимых пределах и соответствует проектным решениям.

В 2015 году ОАО «Томскгазпром» получен сертификат на соответствие системы менеджмента в области охраны окружающей среды требованиям международного стандарта ISO 14001:2004.

Таким образом, экологическая политика предприятия имеет огромную роль для общества в целом, иначе был бы нанесен непоправимый вред окружающей среде, жизни и здоровью населения.

Литература

1. Официальный сайт ПАО Газпром. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения 04.01.2017).
2. Официальный сайт «Томскгазпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/> (дата обращения 04.01.2017).
3. Храмова А.А. Внедрение системы экологического менеджмента: опыт предприятия // Справочник эколога. – 2014. – № 3. – С. 81–96.
4. *Экологический отчет ПАО Газпром за 2015 год* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/26/228235/gazprom-ecology-report-2015-ru.pdf> (дата обращения 04.01.2017).

**ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ  
И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РФ**

**А.К. Парфинович**

*Научный руководитель доцент Т.А. Дедкова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Целью данной работы является определение понятия природопользования, выявление необходимости правового регулирования общественных отношений в сфере природопользования и охраны окружающей среды в РФ и изучение соответствующего законодательства Российской Федерации. В процессе работы были выявлены и проанализированы нормативно-правовые акты действующие на территории Российской Федерации, в том числе международные договоры РФ, Конституция РФ, Федеральные конституционные законы, Федеральные законы, правовые акты Томской области, принятые в сфере природопользования и охраны окружающей среды. Определение понятия природопользования находит в своих трудах целого ряда учёных. Так, А.К. Голиченков определяет природопользование как «юридически обусловленную деятельность граждан и юридических лиц по использованию объектов природы, осуществляемую, как правило, на основе соответствующей лицензии» [7. С. 121]. С. А. Боголюбов в свою очередь отмечает, что «природопользование – использование полезных для человека свойств окружающей среды – экологических, экономических, культурных, оздоровительных» [5]. Позднее А.М. Волковым природопользование определяется как «целенаправленная деятельность человека в сфере изучения и рационального использования природы, ее природных ресурсов, реализующего свои физические и умственные способности для получения определенных материальных благ» [6]. Другие авторы под природопользованием понимают «использование человеком окружающей его природной среды с целью удовлетворения экономических, экологических, культурно-оздоровительных интересов» [8]. Таким образом, природопользование представляет собой использование окружающей природной среды с целью удовлетворения экономических, экологических, рекреационных, культурных и иных потребностей человека. Необходимо отметить, что эксплуатация природных ресурсов окружающей среды требует от человека обдуманного использования природных благ, изучения и учёт законов природы, формирование рационального поведения человека с учётом объективных, как природных, так и исторических закономерностей, предопределяющих характер взаимодействия общества и природы. Стихийное и нерациональное использование природных благ могут вызвать нарушение баланса во взаимоотношениях человек-природа, вызвать необратимые изменения, которые способны лишить человека основы своего существования. Одним из важных элементов предупреждения экологических проблем в современном мире является – право, представляющее собой гарант устойчивости общественных отношений. Право вводит систему организационных, императивных и превентивных мер, представляющих собой инструмент решения и предупреждения экологических проблем, задавая для человека определённую модель поведения в рамках природопользования. Таким образом, формируется самостоятельная отрасль российского законодательства, регулирующая общественные отношения в сфере природопользования и охраны окружающей среды. Задача права в области регулирования общественных отношений, складывающихся по поводу окружающего природного мира, заключается в определении таких императивных правил поведения людей, которые будут основаны на знании законов природы.

Важнейшим и основополагающим источником регулирования природопользования и охраны окружающей среды в РФ, содержащим базовые и руководящие нормы и принципы, является Конституция РФ, принятая на всенародном референдуме 23 декабря 1993 г. Так ст. 9 Конституции РФ закрепляет базовый принцип в соответствии с которым, земля и иные природные ресурсы признаются основой жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории, устанавливаются два типа отношений в сфере взаимодействия общества с окружающей средой: использование и охрана; устанавливаются цели использования и охраны, на основе которых формируются права и обязанности граждан, их объединений и государства по бережному отношению и рациональному использованию природных ресурсов, таким образом устанавливаются социально-экономические и политические ориентиры для формирования законодательства по охране окружающей среды и природопользованию. Конституция РФ закрепляет право граждан на благоприятную окружающую среду, достоверную информацию о её состоянии и на возмещение ущерба, причинённого экологическим правонарушением, при этом стоит отметить, что праву граждан на благоприятную окружающую среду корреспондируется обязанность граждан сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к её богатствам [1]. Составной частью правовой системы природопользования и охраны окружающей среды

являются международные договоры и соглашения РФ, к ним стоит отнести Бразильскую декларацию ООН по окружающей среде и развитию 1992 г., Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния 1979 г. Конвенция о запрещении военного или любого иного враждебного использования средств воздействия на природную среду 1977 г. Согласно ст.18 Федерального конституционного закона от 17.12.1997 г. №2-ФКЗ «О Правительстве Российской Федерации» Правительство РФ принимает меры по обеспечению единой государственной политики в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности; принимает меры по реализации прав граждан на благоприятную окружающую среду, по обеспечению экологического благополучия [2]. В свою очередь, базовым федеральным законом, наряду с иными (такие как Лесной кодекс РФ, Земельный кодекс РФ, Водный кодекс РФ и др.) регулирующими общественные отношения в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов является Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. Данный закон, регулирует общественные отношения в сфере взаимодействия общества и природы, определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды [3]. Особое место в системе подзаконных нормативных правовых актов занимают указы Президента РФ, которые определяют основные направления экологической политики, и формируют систему органов уполномоченных реализовывать государственную политику в сфере природопользования и охраны окружающей среды, к таким необходимо отнести Указ Президента Российской Федерации от 21.05.2012 г. №636 «О структуре федеральных органов исполнительной власти». Также, руководствуясь ст. 72 Конституции РФ, которая определяет совместные предметы ведения Российской Федерации и её субъектов, необходимо выделить акты субъектов Российской Федерации, так к актам на основе которых осуществляется природоохранная деятельность и природопользование на территории Томской области являются Закон Томской области от 10.07.2007 N 134-ОЗ «Об охране окружающей среды в Томской области», Закон Томской области от 12.09.2003 N 116-ОЗ «О недропользовании на территории Томской области», Закон Томской области от 12.08.2005 N 134-ОЗ «Об особо охраняемых природных территориях в Томской области» и иные. Законодательство субъектов РФ учитывая особенности региона разграничивает полномочия органов государственной власти субъекта РФ в области охраны окружающей среды, определяет направления и источники финансирования природоохранной деятельности, а также регулирует иные отношения в области охраны окружающей среды на соответствующей территории субъекта [4].

В результате исследования было определено понятие природопользование, как использование окружающей природной среды с целью удовлетворения экономических, экологических, рекреационных, культурных и иных потребностей человека. Выявлено, что экологическое законодательство в сфере природопользования и охраны окружающей среды является ключевым инструментом регулирования общественных отношений, складывающихся по поводу окружающего природного мира, устанавливая императивные, рекомендательные, а также превентивные правила поведения граждан.

#### Литература

1. Конституция Российской Федерации, принята всенародным голосованием 12.12.1993 г.
2. Федеральный конституционный закон от 17.12.1997 г. №2-ФКЗ «О Правительстве Российской Федерации»
3. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
4. Закон Томской области от 10.07.2007 N 134-ОЗ «Об охране окружающей среды в Томской области»
5. Боголюбов С.А. Экологическое (природоресурсное) право: учебник для юридических вузов. – М.: Юридическая фирма «Контракт»; Волтерс Клувер, 2010. – 528 с.
6. Волков А.М., Лютягина Е.А. Совершенствование административного законодательства в области природопользования и охраны окружающей среды в России // Административное право и процесс. – М.: Юрист, 2010. – № 6. – С. 15–18.
7. Голиченков А.К. Экологическое право России: словарь юридических терминов: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательский Дом «Городец», 2008. – 448 с.
8. Горное право: Учебное пособие / К. Н. Трубецкой, А. М. Волков, Л. М. Титов. – М.: Щит-М, 2005. – 240 с.
9. Экологическое право: учебник для бакалавров / В. Б. Агафонов, Г. В. Выпханова, Н. Г. Жаворонкова и др.; отв. ред. Н. Г. Жаворонкова, И. О. Краснова; Министерство образования и науки РФ, Московский государственный юридический университет им. О. Е. Кутафина. – Учеб. изд. – М.: Проспект, 2016. – 376 с. (Серия учебников МГЮА для бакалавров).

**ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА (СЭМ)  
НА ПРИМЕРЕ АО «Алданзолото» ГРК»**

**А.В. Петренко, Р.П. Жуков, В.В. Чернов**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькиова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Акционерное общество «Алданзолото» горнорудная компания» (далее АО «Алданзолото» ГРК») – одно из ведущих золотодобывающих предприятий Республики Саха (Якутия), входящее в состав ПАО «Полус Золото».

Одним из важнейших направлений стратегии развития АО «Алданзолото» ГРК» является поддержание экологического баланса в регионе.

В 2010 г. руководство АО «Алданзолото» ГРК», учитывая важность экологической безопасности, провело диагностический аудит действующей системы экологического менеджмента независимой организацией, приняло Экологическую политику, создающую основу для установления экологических целей и задач в области экологического менеджмента, их анализа, содержащую принципы реализации и принятые для выполнения задач обязательства, направленные на снижение негативного воздействия производства на окружающую среду, определило экологические аспекты деятельности компании, оказывающие воздействие на окружающую среду, выполнило комплекс работ по разработке и внедрению Системы экологического менеджмента (далее СЭМ) в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 14001:2004.

Достижение экологических целей и задач осуществляется путем разработки и реализации Программы мероприятий АО «Алданзолото» ГРК» по достижению целей и задач в области экологии на 2015–2017 гг., которая составлена на основе действующих и перспективных планов и программ природоохранных мероприятий и результатах идентификации экологических аспектов, оценки их значимости, идентификации законодательных и иных требований, с учетом технологических и финансовых возможностей предприятия [3].

Советом директоров Публичное акционерное общество «Полус Золото» (далее ПАО «Полус Золото») и руководством АО «Алданзолото» ГРК» принимаются управленческие и инвестиционные решения в пользу совершенствования работы с учетом экологических воздействий проектируемой деятельности на базе применимых законодательных природоохранных норм, отдавая приоритет предупредительным мерам, над мерами по ликвидации негативных экологических воздействий.

В рамках функционирования СЭМ идентифицированы экологические аспекты, которыми может управлять предприятие, осуществляя производственную деятельность. Их идентификация проводится с целью выявления всех элементов деятельности подразделений АО «Алданзолото» ГРК» характеризующих входные и выходные потоки технологических процессов/операций, его продукции и услуг, которые оказывают или могут оказывать воздействие на окружающую среду. Ежегодно проводится оценка значимости экологических аспектов по критериям, установленным действующим на предприятии порядком, в следствии чего вносятся необходимые корректировки в реестр значимых аспектов АО «Алданзолото» ГРК».

Поддерживается процедура идентификации законодательных и других требований, связанных с экологическими аспектами предприятия. Реестр законодательных и иных требований, применимых к экологическим аспектам АО «Алданзолото» ГРК», а также Перечень разрешений, лицензий, аккредитаций по экологии и природопользованию проходят процедуру актуализации по мере дополнения, отмены, изменения требований [2].

Организация внутреннего и внешнего информирования осуществляется в рамках работы по взаимодействию с внешними заинтересованными сторонами и организации информирования и осведомленности персонала.

Компания продолжает демонстрировать «экологическую прозрачность» и стремление поддерживать открытый диалог с заинтересованными сторонами по вопросам природоохранной деятельности АО «Алданзолото» ГРК» в соответствии с Решением руководства компании. Обеспечен открытый доступ работникам предприятия к документации СЭМ в общей электронной базе АО «Алданзолото» ГРК».

Обеспечение компетентности и развития персонала осуществляется в рамках проведения единой политики в области профессионального развития персонала предприятий Группы «Полус», повышения профессионально-квалификационного потенциала работников, в том числе по вопросам охраны окружающей среды и рационального природопользования.

На предприятии организована эффективная работа по природоохранной деятельности, действует система контроля обеспечения экологической безопасности, предусматривающая проведение регулярного производственного и горно-экологического мониторинга, обеспечивая достоверность и полноту результатов экологического мониторинга для постоянной оценки влияния производственной деятельности предприятия на окружающую среду.

В целом, деятельность предприятия осуществляется в рамках установленных и согласованных с государственными надзорными органами нормативов в области охраны окружающей среды..

Выбросы загрязняющих веществ на единицу готовой продукции за 2015 г. составили 642,323419 т/т, при выбросах загрязняющих веществ на единицу готовой продукции за 2014 г. – 847,148531 т/т.

Потребление воды из собственных поверхностных и подземных источников на единицу готовой продукции за 2015 г. составило 2076,849 тыс. м<sup>3</sup>/т, при потреблении воды на единицу готовой продукции за 2014 г. – 2290,282 тыс. м<sup>3</sup>/т.

Образование отходов на единицу готовой продукции за 2015 г. составило 5258236,1 т/т, при образовании отходов на единицу готовой продукции за 2014 г. – 5370559,4 т/т [1. С. 148].

Таблица 1

Сведения о текущих затратах на охрану окружающей среды  
(Форма 4-ОС)

№№ п/п	Наименование затрат	Факт 2013 год тыс. руб.	Факт 2014 год тыс. руб.	Факт 2015 год тыс. руб.
1.	Текущие затраты на охрану окружающей природной среды, всего, в т. ч.	74467,314	78956,976	81213,470
	- на охрану атмосферного воздуха	2422,177	1298,086	8452,854
	- на сбор и очистка сточных вод	2090,875	1984,769	1413,279
	-на обращение с отходами	24019,913	28117,828	11268,961
	-на защиту и реабилитации земель. Поверхностных и подземных вод	33300,397	36542,552	50263,017
	- на обеспечение радиационной безопасности ОС	13,914	10,841	5,573
	- на научно-исследовательскую деятельность и разработки по снижению негативных воздействий на ОС	10734,047	-	-
	- на другие направления деятельности по ОС	1885,047	11002,9	9809,786
2	Плата за водный налог	576,450	525,130	442,345
3	Плата за водный объект	363,611	346,460	404,151

Ежегодно разрабатывается и выполняется Программа внутренних аудитов СЭМ АО «Алданзолото» ГРК». В случае выявления несоответствий определяются коренные причины, выполняется коррекция, разрабатываются корректирующие действия с указанием сроков и ответственных лиц за выполнение.

Управление документацией базируется на основных принципах организации корпоративного документооборота в Компании, электронная и бумажная форма носителя во внутренней переписке имеют в Компании одинаковую силу. Состав, формы, сроки хранения обязательных записей в СЭМ установлены внутренними требованиями предприятия, корпоративными требованиями и требованиями проектной, нормативной и технической документации.

Управление операциями осуществляется на различных стадиях производственной деятельности: разработки, реализации и завершении объектов капитального строительства, реконструкции, закупке материальных ресурсов, обращении с опасными веществами (материалами), выполнении технологических процессов и операций, проведении обслуживания оборудования и ремонтных работ.

В целях предотвращения и смягчения последствий возможных аварийных (чрезвычайных) ситуаций и обеспечения готовности к реагированию на предприятии реализуются различные меры, в том числе разработка планов ликвидации аварий, аварийных ситуаций, аварийных разливов нефти, создание резервов финансовых и материально-технических ресурсов для ликвидации аварийных (чрезвычайных) ситуаций, в первую очередь на основе использования страховых механизмов; создание собственных аварийных формирований, проведение учений согласно утвержденным графикам персонала действиям в случае возникновения аварии и др.

С целью оценки пригодности, адекватности и результативности СЭМ, определения направлений совершенствования Генеральный директор АО «Алданзолото» ГРК» проводит регулярный анализ данных. Результаты анализа документируются в виде Отчета и Протокола, на основе которого разрабатываются и утверждаются Мероприятия по улучшению функционирования СЭМ АО «Алданзолото» ГРК», с указанием сроков и назначением ответственных лиц за своевременное выполнение отдельных мероприятий.

В рамках исполнения многолетних программ мероприятий АО «Алданзолото» ГРК» по достижению целей и задач в области экологии осуществляется выполнение инвестиционной программы по проектированию и строительству узла подачи раствора формальдегида (формалина 40 %) для обезвреживания цианидсодержащей пульпы, осуществляется выбор подрядчика при закупке цианида, продукция которого характеризуется качественной и надежной упаковочной тарой и повышенным качеством реагента, приобретен полуприцеп-цистерна для перевозки серной кислоты, закуплен специализированный автомобиль мусоровоз КО-440-5 на шасси КАМАЗ-65115, проведены строительно-монтажные работы по замене емкостного парка на АЗС «Боковая» и др.

В течение 2010–2015 гг. горнорудная компания продемонстрировала достаточный уровень развития действующей СЭМ, была признана эффективной и рекомендована к продолжению сертификации независимой организацией по сертификации (ЗАО «Бюро Веритас Сертификейшн Русь»).

На сегодняшний день АО «Алданзолото» ГРК» является одним из немногих обладателей международного сертификата СЭМ в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 14001:2004 по Республике Саха (Якутия).



Литература

1. Воздействие деятельности ОАО «Алданзолото ГРК» на окружающую среду (Отчеты о выполнении природоохранных мероприятий по соблюдению экологической безопасности за 2013-2015 гг.) // Правительство Республики Саха (Якутия), Министерство охраны природы Республики Саха (Якутия). Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Республики Саха (Якутия) в 2015 году». [Электронный ресурс]. URL: [https://minpriroda.sakha.gov.ru/uploads/ckfinder/userfiles/files/%D0%A7%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C%204\(2\).pdf](https://minpriroda.sakha.gov.ru/uploads/ckfinder/userfiles/files/%D0%A7%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C%204(2).pdf)
2. Отчет о результативности системы экологического менеджмента ЯкБЕ АО «Алданзолото ГРК» ГРК за 2015 г. от 22.03.2016 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://polyus.com/upload/iblock/62b/polyus-gold-annual-report-15.pdf>
3. Руководство по системе экологического менеджмента ЯкБЕ ОАО «Алданзолото ГРК» РЭМ ПОЛЮС СЭМ ЯкБЕ-04-2010 от 27.10.2010 г. (ред. 05.11.2015 г.). [Электронный ресурс]. URL: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st\\_ecolog.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_ecolog.pdf).

**ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИЙ СПОСОБ ПРОИЗВОДСТВА МОДИФИКАТОРОВ БИТУМА  
НА ОСНОВЕ АТАКТИЧЕСКОГО ПОЛИПРОПИЛЕНА**

**М.С. Полонский, В.А. Желнорович, Р.А. Котомкин**

*Научный руководитель доцент, к.х.н. О.В. Ротарь*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

В настоящее время как в мире в целом, так и в России в частности можно отметить чрезвычайно высокий спрос на полипропилен. На данный момент полипропилен – третий в мире полимер по объёмам потребления, уступающий лишь полиэтилену и поливинилхлориду. В России же за период с 2000 по 2015 год потребление пропиленов возросло практически в шесть раз: с 200 до 1200 тысяч тонн. Очевидно, что потребность в этом полимере будет продолжать расти, а значит, должны развиваться способы получения и расти объёмы производства полипропилена.

Сейчас, вне зависимости от способа получения полипропилена, около 2–3 % от общей массы получаемого на производстве продукта составляет атактический полипропилен – материал более низкого качества по сравнению с полипропиленом изотактическим, а потому зачастую не находящий применения в производстве и отправляющийся на утилизацию. Организация безотходного производства полипропилена не только станет альтернативой утилизации атактики, но и, возможно, будет способствовать решению экологических и экономических задач. Поэтому в данном исследовании мы хотели рассмотреть различные виды сополимеров и инициаторов сополимеризации для подбора реагентов, обеспечивающих максимальный выход наиболее качественного продукта.

Сущность прививки по радикальному механизму заключается в образовании макрорадикалов полипропилена, к которым при последующей полимеризации присоединяются боковые цепи другого полимера. Для получения привитых сополимеров в реакции «полимер – мономер» используются реакции химических превращений полимеров: наличие в атактического полипропилена остаточных двойных связей и виниловых мономеров приводит к получению нового привитого сополимера.

Для создания реакционных центров системы были использованы инициаторы радикального типа: динитрил азоизомасляной кислоты, перекись бензоила и пероксодисульфат калия.

Прививку радикалов в эксперименте проводили в растворе гептана (нефраса) при температуре 80°

*Таблица 1*

Инициатор	Сополимер	Наибольший практический выход, %
Динитрил азоизомасляной кислоты	Стирол	73 – 85
	Дициклопентадиен	16 – 27
Пероксодисульфат калия	Стирол	22 – 32
	Дициклопентадиен	23 – 27
Бензоилпероксид	Стирол	85
	Дициклопентадиен	22 – 28

На основании экспериментальных данных была также построена зависимость выхода привитого сополимера от концентрации динитрила азоизомасляной кислоты. Из рисунка видно, что при низкой концентрации динитрил азоизомасляной кислоты неэффективен, однако вплоть до 5 % концентрации наблюдается резкое увеличение процентного выхода. Дальнейшее же увеличение концентрации инициатора не влияет на выход привитого сополимера.

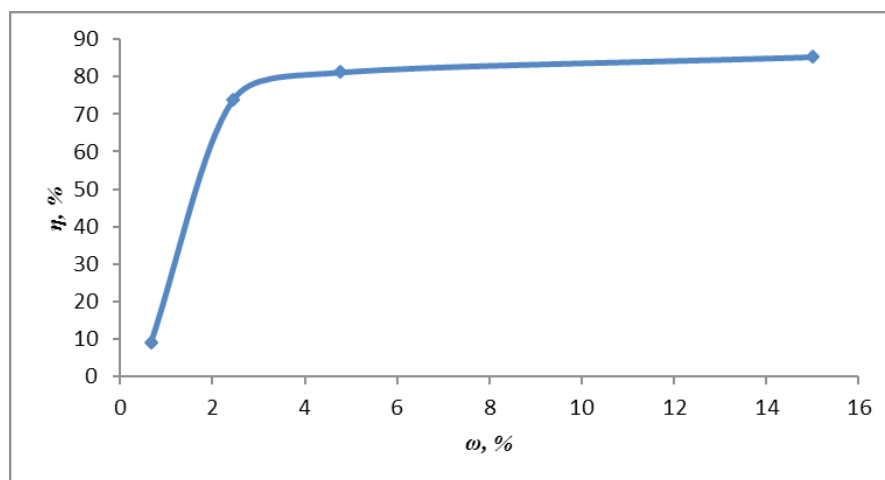


Рис. 1. Зависимость выхода привитого сополимера от концентрации динитрила азоизомасляной кислоты

где  $\omega$  – массовая концентрация инициатора,  $\eta$  – выход привитого сополимера.

Были исследованы температуры размягчения привитых сополимеров. На основании экспериментальных данных можно сделать следующие выводы: прививка стирола и дициклопентадиена повышает температуру размягчения с 70–90° С до 105–120°С. Таким образом, можно говорить, что в результате привитой сополимеризации подавляются или даже полностью устраняются такие отрицательные свойства полипропилена, как недостаточная стойкость к термоокислительной и световой деструкции. Также наблюдается увеличение механической прочности пленок сополимеров по сравнению с пленками атактического полипропилена. В итоге имеем продукт, качество которого выше, чем качество исходного атактического полипропилена, что значительно увеличивает область применения.

Одним из наиболее рациональных направлений использования привитых сополимеров на основе атактического полипропилена является модифицирование битумов. Модифицированные битумы позволяют повысить устойчивость к изменению температур и сильно замедлить процесс старения дорожных покрытий, несмотря на то, что их доля в дорожном покрытии составляет приблизительно 6 %. Наиболее высокими показателями обладают битумы, модифицированные полимерными материалами, и наиболее популярным в Европе и в России модификатором, является стирол-бутадиен-стирол-модификатор, или «искусственный каучук». Модификаторы на основе атактического полипропилена являются его наиболее близкими заменителями. В России стоимость стирол-бутадиен-стирол-модификаторов сильно различается в зависимости от региона и в среднем составляет 180 рублей за килограмм. Кроме того, в 2015 году в страну было импортировано 4266 тонн модификатора.

Сегодня в России производится более 1200 тысяч тонн полипропилена в год, при данных мощностях объем атактического полипропилена составляет около 40 тысяч тонн в год. Это говорит о том, что получение и использование привитого сополимера на его основе может полностью покрыть потребность Российского рынка в битумных модификаторах при его должном использовании. Наибольшей выгоды производства таких модификаторов можно добиться при организации предприятия по прививке сополимеров непосредственно в том же регионе, что и производство полипропилена, снижая тем самым затраты на его доставку. Данное направление выгодно не только в экологическом плане, но может стать и прекрасным источником дохода.

#### Литература

1. Были исследованы температуры размягчения привитых сополимеров. На основании экспериментальных данных можно сделать следующие выводы: прививка стирола и дициклопентадиена повышает температуру размягчения с 70–90° Costabile C., Milano G., Cavallo L., Longo P., Guerra G., Zambelli A. Stereoselectivity in Ziegler-Natta polymerization of conjugated dienes. 2. Mechanism for 1, 2 syndiotactic polymerization of diene monomers with high energy s-cis 4 coordination // Polym. – 2004. – V.45. – P. 467–485.
2. Virkkunen V., Pietila L.-O., Sundholm F. DFT investigation of the regio-specificity of a model catalyst site for propene polymerisation // Polym. – 2003. – V.44. – P. 3133–3139.
3. Долгоплоск Б. А., Тинякова Е. И. Металлоорганический катализ в процессах полимеризации. – М.: Наука, 1985. – 534 с.
4. Тарасов Р.В., Макарова Л.В., Кадомцева А.А. Модификация битумов полимерами // Современные научные исследования и инновации. 2014. № 5. [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2014/05/34687>
5. Хахулин П. А., Суханова А. Н., Семакин С. В., Мубаракшин Р. Р. Полимеризация пропилен в присутствии титан-магниевого каталитического систем с различными электронодонорными соединениями // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых с международным участием: в 2 т., Томск, 13 – 16 Мая 2013. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013 – Т. 2 – С. 169–170.

**АНАЛИЗ КОЛЛЕКТИВНЫХ ДОГОВОРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Е.А. Провоторова**

*Научный руководитель старший преподаватель Е.М. Вершкова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В трудовом кодексе коллективный договор рассматривается как правовой акт, который регулирует социально-трудовые отношения в организации между работниками и работодателями. Коллективный договор – соглашение, которое устанавливает дополнительные гарантии для работников и ответные обязательства с их стороны по отношению к администрации. Его юридическое значение заключается в том, что он представляет собой важный источник права, устанавливаемый не законом, а заинтересованными сторонами трудовых отношений [1]. В него можно вносить коррективы путем достижений договоренности в решении различных профессиональных, социальных и производственных вопросов. Коллективный договор имеет ряд функций, таких как: защитная (защита интересов работников); оптимизирующая (упрощение трудовых договоров, оптимизация расчетов затрат на оплату труда); регулирующая (регулирует трудовые отношения, разрешает возникающие вопросы); нормативно-регулирующая (свод правил и норм организации); интегративная (объединение коллектива); коммуникативная (расширение информационного обмена) [2].

Нами проведен анализ коллективных договоров нефтегазовых предприятий, чтобы выявить сходства и отличия установленных норм и правил внутри организации. Во многом условия договоров схожи, но есть отличительные черты. Эти отличия представлены в таблице 1. В целях соблюдения корпоративной этики названия предприятий не указываются. Для сбора материалов были использованы сайты нефтегазовых компаний [3-7].

*Таблица 1*

*Сравнительный анализ коллективных договоров нефтегазовых предприятий*

Предприятие 1	Предприятие 2
<b>Оплата труда</b>	
За каждый час работы в ночное время с 22.00 часов до 6.00 часов Работнику производится доплата в размере – 40 % часовой тарифной ставки (должностного оклада)	За каждый час работы в ночное время с 22.00 часов до 6.00 часов Работнику производится доплата в размере – 20 % часовой тарифной ставки (должностного оклада)
Устанавливать доплаты за выполнение работ с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со статьей 147 ТК РФ.	Выплачивать районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате за стаж работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях согласно ЛНД Общества
Выплата заработной платы производится за первую половину текущего месяца 27 числа текущего месяца, окончательный расчёт по заработной плате за истёкший месяц осуществлять 12 числа следующего месяца.	Выплата заработной платы производится за первую половину текущего месяца 30 числа текущего месяца, окончательный расчёт по заработной плате за истёкший месяц осуществлять 15 числа следующего месяца.
<b>Общие льготы, гарантии и компенсации</b>	
Работодатель имеет право организовывать ипотечное жилищное кредитование Работников Общества для улучшения их жилищных условий в соответствии с бизнес-планом и действующими ЛНД Общества	
<b>Льготы, гарантии и компенсации, направленные на материальную поддержку Работников, пострадавших при несчастных случаях на производстве по вине Работодателя, а также семей Работников, погибших на производстве</b>	
Предприятие 2 оказывает сумму материальной помощи больше, чем Предприятие 1	
Выплата ежемесячного пособия на содержание детей (до достижения ими 18-тилетнего возраста) Работников, погибших в результате несчастного случая на производстве – в размере не более 12 000 руб. второму родителю или опекуну ребёнка.	Выплата ежемесячного пособия на содержание детей (до достижения ими 18-тилетнего возраста) Работников, погибших в результате несчастного случая на производстве – в размере не более 15 000 руб. второму родителю или опекуну ребёнка.
	Ежегодное оказание материальной помощи ко Дню инвалидов – Работникам-инвалидам, неработающим инвалидам, пострадавшим от несчастного случая на производстве или профессионального заболевания и вышедшим на пенсию из Общества в размере не более 5 000 руб.
<b>Социальная поддержка работников и членов их семьи</b>	

Выплата одному из родителей, работающему в Обществе, при рождении (усыновлении) ребенка единовременную материальную помощь в размере не более 12 000 руб. При одновременном рождении 2-х и более детей выплата материальной помощи производится на каждого ребенка.	Выплата одному из родителей, работающему в Обществе, при рождении (усыновлении) ребенка единовременную материальную помощь в размере не более 15 000 руб. При одновременном рождении 2-х и более детей выплата материальной помощи производится на каждого ребенка.
Компенсация расходов при переводе работника Общества в дочернее предприятие - оплата стоимости проезда, расходы на обустройство на новом месте	Выплата Работникам к 23 февраля и 8 марта – не более 2000 руб.
Оказание материальной помощи не чаще 1 раза в год Работниками на несовершеннолетних детей: при наличии 3х детей – не более 16 000 руб.; при наличии 4х детей – не более 24 100 руб.; при наличии 5х детей и более – не более 32 100 руб.	В рамках программы по оздоровлению Работников, Обществом может производиться компенсация стоимости приобретённых работниками абонементов в группы здоровья в размере не более 1 500 руб. в год, с частичной оплатой Работником не менее 10 %.
Выплата Работникам к 23 февраля и 8 марта – не более 1 600 руб.	Выделение денежных средств (в том числе на приобретение подарков) к Новому году в размере не более 2 000 рублей детям Работников в возрасте до 14 лет включительно
В рамках программы по оздоровлению Работников, Обществом может производиться компенсация стоимости приобретённых работниками абонементов в группы здоровья в размере не более 24 139 руб. в год, с частичной оплатой Работником не менее 10 %.	
Выделение денежных средства (в том числе на приобретение подарков) к Новому году в размере не более 1 609 руб. детям Работников в возрасте до 14 лет включительно	
<b>Поддержка пенсионеров</b>	
При увольнении на пенсию впервые по любым основаниям выплачивать единовременное выходное пособие Работнику с непрерывным стажем работы в Обществе, дочерних обществах не менее 15 лет – в размере не более 170 000 руб.	При увольнении на пенсию впервые по любым основаниям выплачивать единовременное выходное пособие Работнику с непрерывным стажем работы в Обществе не менее 15 лет – в размере не более 320 000 руб.
Ежегодное оказание материальной помощи ко Дню Победы – пенсионерам-участникам Великой Отечественной войны и приравненным к ним категориям в размере не более 8 000 руб.	Ежегодное оказание материальной помощи ко Дню Победы – пенсионерам-участникам Великой Отечественной войны и приравненным к ним категориям в размере не более 10 000 руб.
Оказание единовременной материальной помощи одному из родственников в размере не более 24 100 рублей в случае смерти бывшего Работника, имевшего непрерывный стаж работы в Обществе не менее 7 лет и уволившегося из Общества	Оказание единовременной материальной помощи родственникам в случае смерти бывшего Работника, имевшего непрерывный стаж работы в Обществе не менее 7 лет, не являвшегося участником корпоративной системы негосударственного пенсионного обеспечения, не имевшего постоянного места работы и уволившегося на пенсию из Общества, в размере не более 30 000 рублей.

Исходя из сравнительного анализа, можно сказать, что Предприятие 2 оказывает значительно большую сумму материальной поддержки. Однако, Предприятие 1 гарантирует материальную помощь многодетным Работникам, чего у Предприятия 2 не прописано. В дальнейшем планируется провести анкетирование работников предприятий их удовлетворенностью условиями работы.

#### Литература

1. Белозеров А. Д., Вершкова Е.М. Системы обучения и развития персонала нефтегазовых предприятий / А. Д. Белозеров, Е. М. Вершкова // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине : сборник научных трудов III Международной научной конференции, 23-26 мая 2016 г., Томск : в 2 ч. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Ч. 2. – С. 631–634.
2. Джилавян А.Д. Пробелы в российском законодательстве // Юридический журнал. – Москва, 2010. – № 4. – С. 145–147.
3. ОАО «Томскнефть»: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tomskneft.ru>. (Дата обращения: 20.01.2017).
4. ПАО «Газпром»: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru>. (Дата обращения: 20.01.2017).
5. ПАО «Газпром-нефть»: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom-neft.ru>. (Дата обращения: 20.01.2017).
6. ПАО «ЛУКОЙЛ»: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.lukoil.ru>. (Дата обращения: 20.01.2017).
7. ПАО «НК «Роснефть»: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosneft.ru>. (Дата обращения: 20.01.2017).

**ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА ПРЕДПРИЯТИИ  
АО «МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ»  
А.С. Пушкин**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет*

Изучение организационных механизмов, обеспечивающих главные задачи в нефтегазовой отрасли (бурение скважин), является актуальной научной задачей для принятия обоснованных решений, которые способствуют росту эффективности при организации бурения нефтегазовых скважин. Одной из основных задач при производстве буровых работ является минимизация негативного влияния на окружающую среду и снижение ресурсоемкости. Организацию и планирование буровых работ рассмотрим на примере АО «Мессояханефтегаз».

Предприятие ведет разработку и разведку Мессояхских месторождений. В настоящее время Западно-Мессояхское месторождение находится в стадии разведки недр, а Восточно-Мессояхское месторождение было запущено в промышленную эксплуатацию в сентябре 2016 года [1]. Мессояхские месторождения являются самыми северными разрабатываемыми нефтяными месторождениями в России, находящимися на суше. Расположены Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское в Тазовском районе ЯМАО в 340 км к северу от г. Новый Уренгой. Эти месторождения были открыты в 1980-х годах. [3]. Западно-Мессояхское месторождение было открыто в 1983 году, Восточно-Мессояхское в 1990г. Данная группа месторождений получила свое название благодаря реке Мессояха, пересекающая оба лицензионных участка [3].

Запасы месторождений составляют 472,4 млн т нефти и газового конденсата и 188 млрд м<sup>3</sup> природного и попутного газа. Площадь месторождений составляет 100 тыс. га, а глубина залегания основного пласта, около 800 м [3].

Блоком бурения руководит заместитель генерального директора по бурению, под его непосредственным руководством находятся: блок супервайзинга; блок инжиниринга (отдел бурения, отдел технологий); блок подготовительных работ и экономического анализа (отдел подготовительных работ, отдел экономического анализа), отдел по промышленной безопасности. Каждый отдел анализирует свою деятельность и подводит итоги. Анализ основных показателей отражает положительную динамику во всех основных направлениях.

Основными задачами блока бурения являются, в том числе:

- увеличение объемов эксплуатационного бурения;
- сокращение непроизводственного времени при эксплуатационном бурении;
- исключение несчастных случаев и травм;
- ресурсоэффективность и охрана окружающей среды.

Основными производственными показателями бурения являются: количество скважин и общая длина проходки (рис. 1).



**Рис. 1. Общая проходка и количество эксплуатационных скважин**

В 2015 г. по сравнению с 2014 г. количество скважин увеличилось в 3 раза, и также выросла проходка. До 2018 г. предприятие планирует наращивать мощности в этом же темпе и достигнуть количества 175 скважин с общей проходкой 444 тыс. м.

Итоги организации буровых работ предприятия отражены в рекордных показателях бурения скважин на конец 2015 г. (таблица 1).

Таблица 1

Рекордные показатели бурения скважин на конец 2015 г.

Тип скважины	Рекордный показатель сутки/ 1000м 2015г	Рекордный показатель время бурения, сут. 2015г	Лучший показатель сутки/ 1000м 2015г	Лучший показатель время бурения, сут. 2015г
Горизонтальная (ГС)	6,69	14,29	7,24	15,42
Горизонтальная с пилотным стволом (ГСП)	6,42	22,20	8,87	24,67

В строительстве скважин, АО «Мессояханефтегаз» использует технологии, получившие в мировой практике название «рыбья кость» (fisgbone). Технология получила такое название из-за конструкции скважин, когда от первого горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления, что создает скважину, похожую по своей форме на скелет рыбы. Целью технологии является повышение продуктивности скважин, за счет лучшего присоединения резервуара к стволу скважины [4]. Данная технология использует меньше жидкости и значительно снижает риск загрязнения грунтовых вод, уменьшая объем работ по утилизации жидкости, используемой для стимуляции добычи, что подчеркивает стремление организации к экологической безопасности функционирования своей деятельности [4].

Ключевыми приоритетами компании в области корпоративной социальной ответственности являются вопросы промышленной, экологической безопасности и гражданской защиты. В этой сфере АО «Мессояханефтегаз» стремится ориентироваться на мировой опыт, опираясь на инновационные разработки. По новым технологиям построен напорный нефтепровод от месторождения до головной нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе», который практически не оказывает негативное на окружающую среду. По согласованию с проживающими на Гыданском полуострове семьями коренных народов Севера нефтепровод оборудован оленьими переходами [5].

Забота о состоянии окружающей среды является одним из главных приоритетов предприятия. При разработке Восточно-Мессояхского месторождения предприятие применяет передовые экосберегающие технологии. Сохранить слои многолетней мерзлоты Арктики позволяет система термостабилизации опор нефтепровода, проложенного над землей. При строительстве самых северных в России подводных переходов нефтепровода через реки Индикьяха и Мудуйяха, благодаря методу наклонно-направленного бурения удалось оставить нетронутым природный ландшафт рек. Для дополнительной надежности толщину стенки участка трубопровода, который проходит под руслами рек, увеличили на 30 % по сравнению с остальной частью трубопровода. Чтобы исключить тепловое воздействие на водотоки, трубопровод в теплоизоляции поместили в защитный футляр [5]. Дополнительные затраты на охрану окружающей среды потребовали увеличения объема капиталовложений к 2018 г. в 2,5 раза по сравнению с 2016 годом (рис. 2).

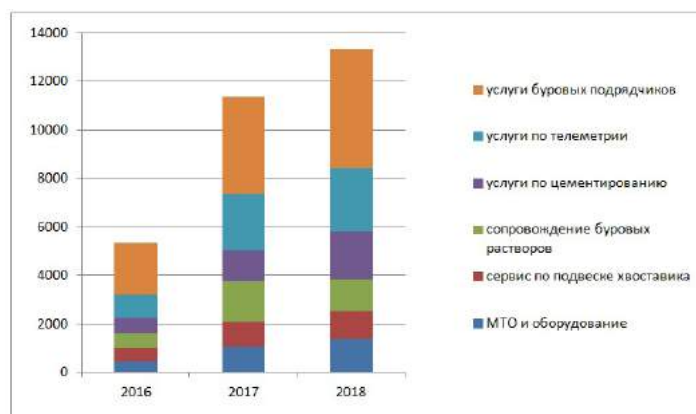


Рис.2. Планирование капиталовложения

Так планируется наибольшее увеличение капиталовложений по затратам на оборудование (32,5 %) и цементирование (55,6 %), а также на услуги подрядчиков 22,3 %. Также потребуется увеличение затрат и по телеметрии на 12,7 %.

Таким образом, в организации буровых работ на предприятии одним из основных элементов является измерение и постоянный анализ показателей эффективности, что позволяет своевременно выявлять проблемы и принимать опережающие меры по их решению.

#### Литература

1. О компании / История / Инфраструктура (2017 г). [Электронный ресурс] // Мессояха Нефтегаз: официальный

- сайт. URL: <http://mesng.ru> (дата обращения: 27.02.2017). – остальные сделать по этому образцу!
2. Дочерние предприятия Электронный ресурс: <http://www.gazprom-neft.ru/company/subsidiaries/>
  3. Электронный ресурс: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Группа\\_Мессояжских\\_месторождений](https://ru.wikipedia.org/wiki/Группа_Мессояжских_месторождений) (28 января 2017)
  4. Новости/бурение на суши/ Электронный ресурс: <http://neftegaz.ru/news/view/153464-Fishbone.-Messayahaneftgaz-oproboval-novuyu-tehnologiyu-bureniya-gorizontalnyh-skvazhin-ne-trebuyuschuyu-gidrorazryva-plastov> (19 сентября 2016 г.)
  5. Устойчивое развитие/экологическая политика Электронный ресурс: <http://mesng.ru> (2017г.)

## АКТУАЛЬНОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА СТУДЕНТАМИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ

Н.А. Родионова, С.С. Тугутова

Научный руководитель: Старший преподаватель, Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях постоянного развития международных экономических и коммерческих отношений, а также под влиянием роста необходимости делового общения на английском языке для многих предпринимателей, специалистов и сотрудников международных компаний владеть английским языком в профессиональной сфере – жизненно важная необходимость. При этом зачастую уровень профессионализма сотрудника определяется умением вести деловую переписку и общаться на английском языке [2].

Особенность профессионально-направленного английского языка заключается в том, что для каждой отрасли он имеет свою специфику. Например, лексика, которую использует финансовый менеджер, может быть в меньшей степени релевантна для инженера-конструктора.

Другой особенностью профессионально-ориентированного английского языка является то, что за многими терминами и выражениями стоят профессиональные знания, необходимые для того, чтобы такую лексику интерпретировать правильно. В силу данной особенности качественно освоить термины и выражения профессионально-ориентированного английского языка можно, в основном, в процессе работы или во время учебы по специальности [3].

Цель нашего исследования заключается в том, чтобы узнать, насколько будущие специалисты в сфере экономики и управления нефтегазовым производством заинтересованы в изучении английского языка. Для этого мы провели опрос, который включал в себя вопросы, касающиеся уровня владения английским языком студентами, степени их заинтересованности в дополнительном изучении и т. д. Основной аудиторией опроса послужили студенты 3, 4 курса бакалавриата и 1 курса магистратуры кафедры Экономики природных ресурсов Института природных ресурсов Томского политехнического университета. Опрос проводился с использованием инструмента Google.Формы. Всего в опросе приняло участие 40 человек. Из них 40 % опрошенных – студенты 3 курса (рис. 1).



Рис. 1. Распределение числа опрошенных по курсам

В первом блоке вопросов, касающихся уровня владения студентом английским языком были заданы следующие вопросы:

1. Оцените свое владение английским языком по шкале от 1 до 10 (1 – не владею, 10 – владею в совершенстве). Больше всего студентов отметили, что у них средний уровень владения английским языком – 5 баллов (30 %); максимальная оценка при этом составила 7 баллов.
2. Какой уровень английского Вам хотелось бы иметь по шкале от 1 до 10? Большая часть опрошиваемых стремится к результату более 8 баллов (82,5 %). При этом большинство студентов (55 %) хотели бы иметь уровень 10 – владею в совершенстве.
3. Как Вам кажется, какой уровень английского необходимо иметь для успешной работы по специальности по шкале от 1 до 10? 30 % опрошиваемых ответили, что им необходим уровень выше среднего, то есть 8; есть также те, кто считает, что уровня 2 и 3 будет достаточно (7,5 %) (рис. 2).

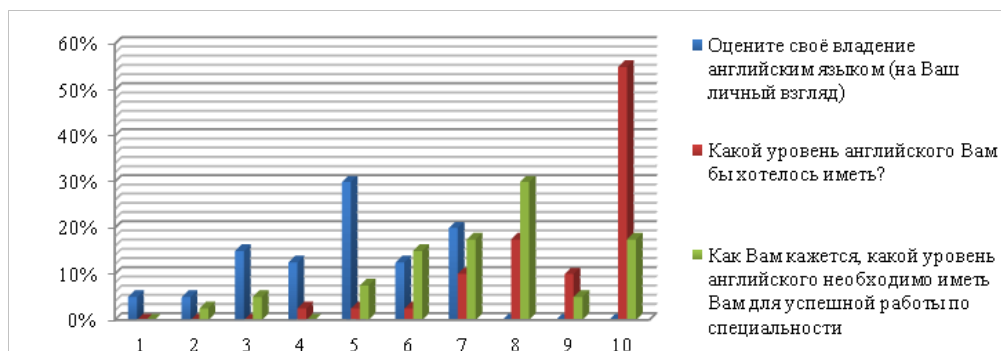


Рис. 2. Результаты опроса о необходимости английского языка и самооценка

Студентам было предложено пройти тест на определение существующего уровня владения английским языком. Тест Cambridge English Language Assessment состоял из 25 вопросов. Результаты сравнения самооценки, переведенные в проценты, и оценки за тест, так же выраженные в процентах, приведены на рисунке 3.

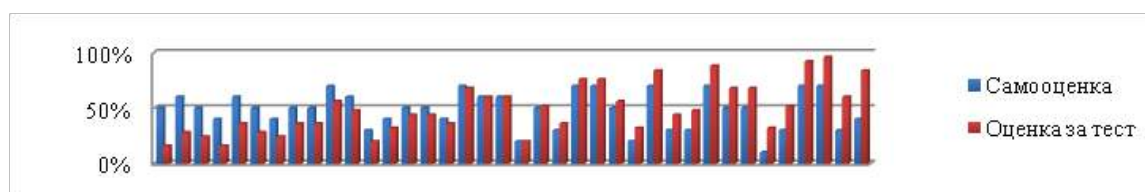


Рис. 3. Сравнение самооценки и оценки за тест

Анализ рисунка 3 показывает, что из 38 опрошенных (двое, принимавших участие в опросе студентов изучают немецкий язык и в этой части исследования не участвовали) 17 студентов занизили свой уровень владения английским языком (уровень владения на основании теста оказался выше, чем уровень по самооценке), еще 18 – завысили и три студента точно оценили свое знание языка – их самооценка совпала с оценкой за тест.

Следующий блок вопросов был связан с необходимостью английского языка для работы по специальности. Подавляющее большинство студентов (85 %) после окончания ВУЗа хотели бы работать по специальности в нефтяной компании. Ответ на вопрос «На какую должность Вы сможете претендовать после окончания университета?» наиболее частые ответы были экономист, менеджер. Есть также те, кто считает, что такие вакансии как топ менеджер и государственный служащий будут для них доступны. Относительно своей возможной будущей работы большинство студентов не уверены в необходимости для них владения английским языком – 60 % ответили «возможно язык пригодится», 30 % – «зависит от компании», 27,5 % – «обязательно пригодится», 5 % – «не пригодится».

Анализ планов студентов относительно улучшения их уровня владения английским языком показал, что студенты готовы работать в этом направлении (рис. 4).



Рис. 4. Планы по повышению уровня владения английским языком

Проанализировав вакансии предприятий нефтегазовой отрасли, а также требования, предъявляемые этими компаниями к своим сотрудникам, мы выяснили, что в более чем 30 % объявлениях работодатели требуют от кандидата знание английского. Также был проведен анализ зависимости заработной платы специалиста от его уровня владения английским языком [1]:

- Секретари, офис-менеджеры, персональные ассистенты. Зачастую на офис-менеджера возлагают обязанности переводчика, необходимо свободно владеть одним иностранным языком, а иногда и двумя, чтобы получить работу. Размер заработной платы возрастает на 20 %.
- Бухгалтеры. В современных условиях перехода многих отечественных компаний на международные стандарты отчетности наблюдается катастрофическая нехватка квалифицированных специалистов в этой области, вследствие чего заработная плата увеличивается в среднем на 15-25 %
- Менеджеры проектов. Крупные компании часто работают с иностранными клиентами, поэтому участвовать в таких проектах в качестве менеджера могут только специалисты, имеющие хороший уровень владения английским языком. Зарплата увеличивается в среднем на 30 %.
- Экономисты. В основном проекты на крупных нефтегазовых предприятиях реализуются с участием



иностранный капитал; разумеется, знание английского в этом случае просто необходимо. Специалист, который имеет достаточный уровень английского языка, будет оцениваться на 30-35 % дороже, чем его конкуренты.

Делая вывод, можно сказать, что будущие специалисты готовы к тому, что в объявлениях о вакансиях обязательной графой будет знание английского языка. Они осознают всю важность английского языка – об этом свидетельствуют их ответы на открытый вопрос: «Оцените важность обучения английскому языку в университете для Вас как будущего специалиста». Участники опроса дали комментарии, содержащие рекомендации по оптимизации процесса обучения. Для более качественного обучения университетам, по мнению опрошенных, необходимо переходить на новые системы преподавания, в частности приглашать сотрудников из-за рубежа, повышать уровень квалификации преподавателей. Важность английского языка растет с каждым годом, в основном из-за процесса глобализации, поэтому необходимо, чтобы специалисты одной из самых важных отраслей были готовы работать на международном уровне.

#### Литература

1. Полетаева Н.А. Английский язык как двигатель карьеры [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rabota.ru/soiskateljam/tehniki/anglijskij\\_jazyk\\_kak\\_dvigatel\\_karery.html](https://www.rabota.ru/soiskateljam/tehniki/anglijskij_jazyk_kak_dvigatel_karery.html) (дата обращения 01.04.2016).
2. Соковикова Е.Е. Применение учебных игр профессиональной направленности в процессе преподавания иностранного языка в вузе / Е.Е. Соковикова // Управление в социальных и экономических системах: материалы XIX международной научно-практической конференции, г. Минск, 18 мая 2010 г. / Минский ин-т управления; редкол.: Н.В. Суша [и др.]. – Минск, 2010. – С. 394–395.
3. Хабарова Л.П. Формирование лингвопрофессиональной компетенции специалиста по качеству в условиях билингвальной подготовки: дис. ... канд. пед. наук. – Тамбов, 2012. – 190 с.

### ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «G» НЕЗАМЕНИМЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ

Н.А. Родионова, С.С. Тугутова

*Научный руководитель старший преподаватель О.П. Кочеткова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В современном мире информационно-компьютерные технологии используются повсеместно, угольная промышленность не исключение. Однако на сегодняшний день российском рынке применяются компьютерные программы, разработанные за рубежом или в странах СНГ, между тем, все они ориентированы на западные стандарты, что не вполне соответствует требованиям российской угольной промышленности. Программный комплекс «G» – специально разработанный комплекс программ для автоматизации процесса подсчета запасов угольных месторождений.

На сегодняшний день продукт позволяет оптимизировать процесс построения графической документации (разрезы, структурные колонки, по горизонтные планы и т. д.), а также автоматизировать математические расчеты. Все графические построения и математические расчеты выполняются в соответствии с требованиями Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) и методиками, принятыми в России.

Не секрет, что применение компьютерных моделей в геологии является залогом успешного прогнозирования и последующей разработки месторождения, особенно 3D-моделей, необходимых как для презентаций месторождения потенциальным инвесторам, так и для внутренних геологических служб организаций в целях наиболее полного и наглядного представления геологической информации, полученной в ходе полевых исследований. Сегодня большинство компаний работают по привычной, годами складывающейся технологии. Сначала проводится разведка месторождений, собираются данные, на их основе в «AutoCAD» рисуются схемы, графики и диаграммы, фактически – это те же ватман и линейка, чреватые погрешностями, из-за которых впоследствии на основе собранных данных не просто трудно, а невозможно построить трехмерную модель. Дело в том, что все методики проецирования пласта на разрез подразумевают, что разрез – идеально прямая линия. В реальности разлет может составлять до 50 метров [1].

Человек может спокойно работать с такой погрешностью, но компьютер это сделать не в состоянии. Объем работ, необходимых для построения трехмерной модели, и затрат на проведение работ, не только соизмерим, но зачастую превышает расходы на сбор данных по подсчету запасов.

#### Экономический эффект применения программного комплекса «G»

Как известно из многолетнего опыта в процессе камеральных геологоразведочных работ, самым трудоемким и затратным по времени является обработка первичной геологической информации и подготовка графических материалов, являющихся основой для промышленной оценки месторождений полезных ископаемых и подсчета запасов полезного ископаемого. Это в первую очередь, интерпретация и обобщение всех материалов буровых, геофизических и лабораторных работ, а также построение геологических разрезов, структурных колонок, пластовых и структурных карт, планов подсчета запасов [2].

Таблица 1

Структура среднестатистических камеральных работ

№ п/п	Камеральные работы	Доля трудозатрат в общем объеме, %	в т.ч. подвержено влиянию внедрения ПК «G», %	Уровень влияния, %	Экономия трудозатрат, %
1	Сбор первичной документации	3,3	0	0	0
2	Переинтерпретация материалов прошлых лет	2,3	0	0	0
3	Составление графических приложений	64,8	40,3	22,3	9,0
3.1.	общие графические приложения	2,3	1,1	0,0	0,0
3.2.	геологические разрезы М-б 1:2000	14,8	14,8	20	3,0
3.3.	планы подсчета запасов	16,5	16,5	23	3,8
3.4.	пластовые карты	7,3	7,3	25	1,8
3.5.	приложения по гидрогеологии	1,6	0,6	25	0,2
3.6.	приложения по газоносности, геофизике, прогнозу кровли и почвы	22,4	0	0	0
4	Подсчет запасов	4,4	4,4	35	1,5
5	Составление табл. приложений	13,4	0	0	0
6	Текст отчета	8	0	0	0
7	Оформление материалов к ТЭО	3,8	0	0	0
	Всего:	100	44,7	0	10,5

Выполнение только части указанных работ при помощи программного комплекса «G» показало, что его применение может сократить затраты времени на составление графических материалов примерно на 20–25 %. Так, для построения геологического разреза масштаба 1:2000 2-й группы сложности геологического строения средней площадью чертежа 50 дм<sup>2</sup> было затрачено в среднем от 16 до 18 чел/дней (с учетом затрат на создание базы данных и необходимую последующую корректировку). На построение такого же геологического разреза традиционным способом затрачивается порядка 22-24 чел/дней. Примерно такой же эффект получен при построении пластовых карт. Затраты времени на построение структурных колонок уменьшаются на 80–90 %.

Централизованное хранение баз данных способно значительно снизить время на поиск нужных данных и информации и, соответственно, сократят затраты времени на камеральные работы в целом еще на 4–5 %.

Таким образом, внедрение программного комплекса «G» способно снизить затраты времени на проведение камеральных работ по участку как минимум на 14,5 %, а при полноценной работе в ПК «G» – до 25 %.

Немаловажно, что с внедрением ПК «G» решаются и организационные моменты:

- Расшивка узких мест: ликвидация зависимости работы подразделения от работы одного специалиста.
- Повышение качества работ, минимизация ошибок и влияния «человеческого фактора».
- Повышение уровня контроля за ведением работ.
- Увеличение информативности материалов разведки.
- Повышение точности графических построений.
- Структурированность и доступность материалов геологоразведочных работ.

Таблица 2

Сравнительные характеристики программных продуктов

ПК	Цена северного ПО, тыс. руб.	Цена за 1 раб. место, т. р.	Сопровождение т.р./год	Стоимость обучения т.р./чел	Проработанность «под уголь»	Функционал	Возможность доработки под конкретные условия	Соответствия требованиям ГКЗ
«G»	150	150	240	20	+	++	+++	+
MineScipe	инфо. отсутст.	1 200	инфо. отсутст.	инфо. отсутст.	+/-	+++	+	+/-
Surpac	инфо. отсутст.	2 250	инфо. отсутст.	инфо. отсутст.	+/-	+++	+	+/-
Micromine	инфо. отсутст.	2 995	742	50	+/-	+++	+	+/-

В настоящий момент программный комплекс «G» является наиболее привлекательным по цене продуктом. Кроме того он адаптирован под российскую методологию работ и предназначен для повешения эффективности геологических отделов. На данный момент максимально зафиксированный процент эффективности составляет 25 %. В совокупности с низкой ценой и высокой скоростью внедрения, данный продукт является отличным инструментом по снижению затрат и увеличению прибыли вашего предприятия.

#### Литература

1. Жуковская А. «G»: Уверенный шаг в будущее трехмерного моделирования // ТЭК и ресурсы Кузбасса. – 2013. – № 3. – С. 52-53.
2. Программное решение «G» – незаменимый инструмент для решения задач современной геологии. [Электронный ресурс] // Geos. URL: <http://www.geosolution.ru/> (дата обращения 12.01.2017).

### ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕРОВОДОРОДОСодержаЩЕГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ

А.А. Ромкин, В.В. Матвиенко

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

#### Актуальность

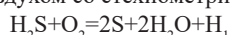
Добыча сероводородсодержащего газа составляет примерно 10 % от всего объема добываемого газа. Основное современное направление утилизации сероводорода – производство серы методом Клауса. Сера, как элементарная, так и в виде различных неорганических и органических соединений, играет исключительную роль в природе и хозяйственной деятельности человека. Удивительные особенности, не свойственные большинству других веществ, обуславливают постоянный и все возрастающий интерес к химии и технологии серы. В настоящее время в мире производится около 70 млн тонн серы в год. Промышленная добыча серы возможна из всех встречающихся в природе форм и зависит лишь от технико-экономической эффективности применяемых технологий. К середине XX века получили широкое промышленное развитие методы извлечения серы из отходящих газов металлургических и коксохимических заводов, а также из кислых газов, выделяющихся при очистке природного газа и нефти от сероводорода и сераорганических соединений.

**Целью** данной работы является анализ существующих технологий сероочистки природного газа и предложение удешевления путем нейтрализации диоксида серы и использование полученного техногенного ангидрита в строительной промышленности и в бурении скважин.

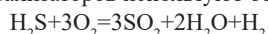
Несмотря на то, что проблемой очистки газов от диоксида серы занимаются с привлечением крупных технических и материальных средств в Англии, а с недавнего времени также в ФРГ и США, до сих пор ее удовлетворительного решения как с технической, так и с экономической точек зрения не найдено. При содержании менее 1 % (об.) становится экономически невыгодно улавливать и, в дальнейшем, ее использовать. С 2010 г. в Шаньдунском политехническом университете (Китай) занимаются разработкой решения сухого сероулавливания. Но они придерживаются высокой температуры проведения реакции нейтрализации сернистого ангидрида SO<sub>2</sub>, около 300–400 С, при этой температуре полученный ангидрит превращается в намертво обожженный и теряет способность впитывать воду. Образовавшийся техногенный ангидрит они сбрасывают в отвалы. Следует отметить, что данная проблема на большинстве производств пока не решена, несмотря на большое число апробированных в производственных условиях методов. Это объясняется тем, что существующие методы очистки газов от серы являются пока дорогостоящими, а продукция, получаемая при обезвреживании природного газа часто не находит сбыта. В данный момент никто в мире не занимается изучением использования техногенного ангидрита как заменителя пластификатора – бентонитовой глины в буровых растворах. Исходя из всего перечисленного, тема актуальна.

Подавляющее количество газовой серы выпускается по известному методу Клауса. Этот процесс, основанный на окислении сероводорода до серы, назван по имени известного английского химика Карла Фридриха Клауса. Этот процесс проходит в две стадии:

I стадия: термическое окисление сероводорода до диоксида серы. Ведут пламенное окисление сероводорода воздухом со стехиометрическим количеством кислорода при 900–1350°C:



II стадия: каталитическое превращение сероводорода и диоксида серы. Процесс идет при 220-250°C, в роли катализаторов используют бокситы и оксид алюминия.



Одним из путей достижения более полной утилизации серы является углубление конверсии сероводорода в самом процессе Клауса за счет создания соответствующих температурных условий в реакторах, разработки более эффективных катализаторов.

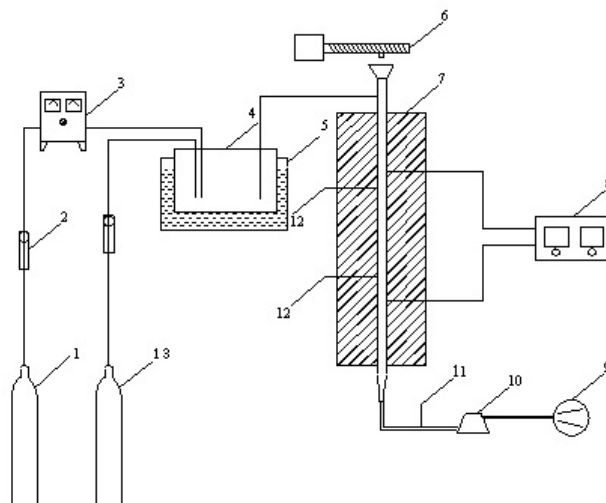
Для снижения концентрации серосодержащих соединений в отходящих газах до экологически приемлемого уровня разработано более 20 различных процессов доочистки хвостовых газов этих установок. Процессы можно условно разделить на группы:

- основанные на продолжении реакции Клауса – реакции прямого превращения H<sub>2</sub>S и SO<sub>2</sub>

в элементарную серу при температуре ниже точки росы серы, что обеспечивает общую степень извлечения серы порядка 99 %;

- основанные на каталитической гидрогенизации  $\text{SO}_2$  и других серосодержащих соединений в сероводород с дальнейшим его извлечением; различаются процессы методами извлечения сероводорода из продуктов гидрирования и источниками водорода.

Наиболее оптимальным способом является термическое окисление сероводорода до диоксида, это облечение ультрафиолетом кислорода с целью получения озона, который окислит сернистый ангидрид до серного. При этом необходимая температура окисления находится в пределах 120-270 С и не требуется наличие дорогостоящих катализаторов. Образовавшийся серный ангидрид  $\text{SO}_3$  подается в вихревой реактор, в котором распыляется предварительно измельченная негашеная известь  $\text{CaO}$ . На рисунке 1 показана схема по улавливаю  $\text{SO}_2$  после термического окисления  $\text{H}_2\text{S}$ .



**Рис. 1. Технологическая схема улавливания и удаления  $\text{SO}_3$**

**1 – кислород, 2 – беспорядок потока, 3 – генератор озона, 4 – смеситель, 5 – постоянная температура воды ванны, 6 – микро питатель, 7 – корпус печи, 8 – контроль температуры, 9 – проект вентилятора, 10 – материалов коллектора, 11 – точка измерения, 12 – термопара, 13 –  $\text{SO}_2$  цилиндра**

В настоящее время на базе Томского политехнического университета проводятся исследования по использованию получившегося техногенного ангидрита  $\text{CaSO}_4$ , который в настоящее время нашел применение как ангидритовое вяжущее в строительных растворах, регулятор сроков схватывания цемента, пигмент строительных композиций. На основе отхода Сибирского химического комбината – фторангидрита после его нейтрализации и получения техногенного ангидрита, были исследованы свойства получаемого сульфата кальция и разработаны составы строительных смесей и материалов, которые нашли активное и повсеместное применение в строительной сфере Томской области. Был разработан и запатентован состав бурового раствора на основе нейтрализованного фторангидрита для применения в высокообводненных пластах, но не до конца изучены и исследованы сроки его реологические свойства.

Выводы: проведен анализ существующих технологий сероочистки природного газа и предложено удешевление путем изменения применяемой технологии путем нейтрализации диоксида серы и использование полученного техногенного ангидрита в строительной промышленности и в бурении скважин. Это позволит снизить экологический ущерб от загрязнения атмосферы оксидами серы, непосредственно на месторождении перерабатывать серосодержащий природный газ со степенью очистки до 99,9 %, использовать полученный материал как композит промысловых растворов для бурения скважин. Будет полностью ликвидирована коррозия оборудования и трубопроводов.

#### Литература

1. Аджиев А.Ю., Ясьян Ю.П., Борушко-Горняк Ю.Н., Монахов Н.В. Современные технологии очистки сероводородсодержащих углеводородных газов: Учебное пособие. – Краснодар, 2002. – 54 с.
2. Гриценко А.И., Максимов В.М., Самсонов Р.О., Аكوпова Г.С. Экология: Нефть и газ. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2009. – 677 с.
3. Исмагилов Ф. Р. Экология и новые технологии очистки сероводородсодержащих газов. – Уфа: Экология, 2000. – 273 с.
4. Технология переработки сернистого природного газа. Справочник / Афанасьев А. И., Стрючков В. М., Подлегаев И. И., Кисленко Н. Н. и др. – М.: Недра, 1993. – 152 с.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ  
АО «ТРАНСНЕФТЬ – ЦЕНТРАЛЬНАЯ СИБИРЬ»**

**Е.Я. Саксонова, Л.А. Васильев**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькиова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Экологическая политика необходима для эффективного достижения предприятием определенных им самим экологических целей и задач и устанавливает принципы работы организации в части ее взаимодействия с окружающей средой. Реализация экологической политики способствует экономии ресурсов и средств, повышению эффективности производства, развитию потенциальных возможностей рынка. Предприятие улучшает свой имидж и становится более конкурентоспособным [7].

Экологическая политика – это определенная организацией совокупность намерений и принципов, включающая в себя ряд действий или мероприятий, направленных на улучшение окружающей среды, а также определяющих экологические цели и задачи [1. С. 24]. Экологическая политика, как правило, соответствует экологическим воздействиям, создаваемым деятельностью, продуктами и услугами компании и направлена на постоянное улучшение системы экологического менеджмента и предотвращение загрязнений [2]. Экологически значимые воздействия должны быть связаны не только непосредственно с деятельностью организации, но и с ее продукцией и услугами. С учетом значимых экологических воздействий, законодательных и других требований, в организации вырабатываются экологические цели и задачи [2].

Для достижения поставленных целей в организациях регулярно проводится анализ эффективности экологической политики. Анализ может быть проведен с использованием расчетов, статистической информации, экспертных оценок. Информацию, полученную в результате анализа данных, следует сравнивать с критериями экологической эффективности организации [4]. Как правило, на предприятиях осуществляют мониторинг или измерение базовых параметров той деятельности, которая может оказывать существенное воздействие на окружающую среду, устанавливают процедуры для периодической проверки соответствия базовых параметров деятельности предприятия действующим законодательным и другим требованиям в области охраны окружающей среды [6].

Рассмотрим экологическую политику Томского РНУ АО «Транснефть – Центральная Сибирь».

Являясь ключевым элементом энергетической отрасли Томской области и обеспечивая конечные результаты ее деятельности, АО «Транснефть – Центральная Сибирь» определяет своим высшим и неизменным приоритетом охрану окружающей среды и обеспечение высокого уровня экологической безопасности производственных объектов. В целях реализации экологической политики АО «Транснефть – Центральная Сибирь» определяет значимость экологических аспектов, возникающих в процессе производственной деятельности, и способствует постоянному улучшению имиджа предприятия, основанного на доверии международных экологических организаций, партнеров, клиентов и населения в Томской области. Ключевым аспектом является предотвращение и снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет внедрения инновационных технологий и повышения экологической безопасности объектов трубопроводного транспорта, сокращение удельных выбросов, сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду и отходов производства, рациональное использование природных ресурсов на всех этапах производственной деятельности с учетом требований нормативно-правовых актов [6].

При осуществлении производственной деятельности АО «Транснефть – Центральная Сибирь» особое внимание уделяется выполнению требований международных договоров Российской Федерации, законодательству Российской Федерации, стандартам, правилам и установленным нормам в области природопользования, охраны окружающей среды и экологической безопасности. Из года в год на предприятии улучшается и совершенствуется природоохранная деятельность.

Среди основных целей и задач, поставленных перед АО «Транснефть – Центральная Сибирь», необходимых для соблюдения указанных принципов, можно выделить следующие:

- планирование и осуществление деятельности с учетом предотвращения и снижения негативных воздействий на окружающую среду за счет внедрения инновационных технологий и повышения экологической безопасности объектов трубопроводного транспорта, сокращения отходов производства, удельных выбросов, сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду;
- формирование экономических и организационных условий для рационального природопользования при проектировании, строительстве, техническом перевооружении, реконструкции, капитальном ремонте и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;
- корпоративный (в рамках ПАО «Транснефть») и производственный (в рамках АО «Транснефть – Центральная Сибирь») экологический контроль, соблюдение установленного порядка лицензирования, страхования и сертификации объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;
- нормирование и контроль качества окружающей среды при осуществлении деятельности по транспортировке, перекачке и хранению нефти и нефтепродуктов, включая систематическую оценку воздействий на окружающую среду;
- повышение энергоэффективности производственных процессов на всех его стадиях;
- результативное финансирование и постоянное совершенствование Системы экологического менеджмента АО «Транснефть – Центральная Сибирь» в соответствии с международным стандартом ISO 14001:2004 за счет своевременной разработки и актуализации корпоративных регламентов в области управления

производственными процессами, охраной окружающей среды и обеспечением экологической безопасности, четкого разграничения прав, обязанностей и ответственности работников за состояние окружающей среды.

На эффективность экологической политики АО «Транснефть – Центральная Сибирь» указывает анализ показателей воздействия на окружающую среду, представленный в таблице 1.

Таблица 1

*Анализ показателей реализации экологической политики  
АО «Транснефть – Центральная Сибирь» филиала Томское РНУ [2]*

№	Наименование показателя	Единица величины	2015 г.	2016 г. (9месяцев)
1	Валовой выброс в атмосферу вредных веществ (твердых, газообразных, оксидов серы, углерода и азота)	тыс.т	0,122	0,054
2	Удельные выбросы в атмосферу, всего	кг/т	0,004	0,002
3	Забор и получение воды из подземных источников (в т.ч. на производственные, хоз.-питьевые нужды)	тыс.м <sup>3</sup>	9,546	8,058
4	Образовано отходов за год, включая нефтешламы	т	6823,74	1389,63
5	Утилизировано отходов за год, включая нефтешламы	т	6823,74	1389,63
6	Передано отходов сторонним организациям	т	6822,83	1389,01
7	Площадь нарушенных земель	га	206,40	46,50
8	Площадь рекультивированных земель за год	га	61,70	159,86

Анализ показал значительное снижение валовых выбросов в атмосферу и образования отходов в 2016 г. по сравнению с 2015 г. Мы видим, что все показатели реализации экологической политики АО «Транснефть – Центральная Сибирь» филиала Томское РНУ в 2016 году значительно улучшились по сравнению с аналогичным периодом 2015 года. Так по сравнению с аналогичным периодом 2015 года валовые и удельные выбросы в атмосферу вредных веществ в 2016 году сократились практически вдвое. Предприятие стало меньше использовать воду из подземных источников.

В течение 2016 года, понимая потенциальную опасность пагубного воздействия на окружающую среду в результате выполнения технологически сложных производственных задач, АО «Транснефть – Центральная Сибирь» особую роль уделяло развитию и эксплуатации системы магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов, а также реконструкции и капитальному ремонту эксплуатируемых объектов. На предприятии 2016 год был объявлен годом качества в строительстве [5]. В результате реализации программы по замене старых участков нефтепровода значительно сократилась аварийность, на это указывает уменьшение площадь нарушенных земель. При этом предприятие проводит рекультивацию земель. За 9 месяцев 2016 года площадь рекультивации земель увеличилось в более чем в 2,5 раза по сравнению с 2015 годом. Результаты проведенного анализа лишь подтверждают тот факт, что экологическая политика, проводимая в АО «Транснефть – Центральная Сибирь», эффективна и направлена на сохранение и улучшение окружающей нас среды.

Таким образом, реализация экологической политики АО «Транснефть – Центральная Сибирь» является залогом обеспечения экологической безопасности и решения социально-экономических задач в целях реализации Государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года. 2017 год в АО «Транснефть – Центральная Сибирь» объявлен годом экологии.

**Литература**

1. Василенко Н.В. Оценка эффективности социально-экономической деятельности: Учебное пособие. – СПб.: Изд-во РГПУ им. А.И. Герцена, 2007. – 74 с.
2. X заседание экспертного совета ОАО «АК»Транснефть» Экологическая безопасность трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: инновации, мониторинг, риски // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М.: Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть. – 2014. – № 3 (15). – С. 10–11.
3. Ежегодный доклад АО «Транснефть – Центральная Сибирь» в Минэнерго, 2016. – С. 1–4.
4. Коновалов В.Н. Политология. Словарь. – М.: РГУ, 2010. – 41 с.
5. Официальный сайт АО «Транснефть – Центральная Сибирь». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.centralesiberia.transneft.ru/> (дата обращения: 02.02.2017).
6. Саксонова Е.Я., Цибульникова М.Р. Обеспечение экологической безопасности АО «Транснефть – Центральная Сибирь» // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: Сб. научных трудов III Международной научной конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 696–698.
7. Харичкин И.К. Экологическая политика и право на жизнь // Безопасность Евразии. – 2007. – № 2. – С. 501–503.

**ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ  
В ОАО «АК «Транснефть»**

**Е.Я. Саксонова, П.Ю. Калинин**

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Основные направления в деятельности ОАО «АК «Транснефть» – это транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам в России и за ее пределами, а также оказание услуг по хранению, переработке и реализации нефти.

Кроме этого, ОАО «АК «Транснефть» занимается планированием и управлением транспортировкой нефти в зарубежных странах, ее сдачей на приемо-сдаточные пункты, обеспечением стабильного приема нефти от нефтегазодобывающих предприятий, транспортировку по системе магистральных нефтепроводов по территории Российской Федерации и сдачу грузополучателям.

Одним из приоритетных направлений в своей работе ОАО «АК «Транснефть» считает развитие и эксплуатацию системы магистральных нефтепроводов, при этом понимая все риски воздействия на окружающую среду от своей деятельности. Поэтому Компания прикладывает все усилия для обеспечения высочайшего уровня экологической безопасности на всех этапах производственной деятельности, а также исполняет обязательства по охране окружающей среды и перед своими деловыми партнерами.

В своей деятельности ОАО «АК «Транснефть» руководствуется следующими принципами:

- безусловного выполнения требований международных договоров Российской Федерации, законодательства Российской Федерации и ее субъектов, актов органов местного самоуправления, стандартов, правил и установленных норм в области природопользования, охраны окружающей среды и экологической безопасности;
- постоянного улучшения и совершенствования природоохранной деятельности и Системы экологического менеджмента;
- предотвращения и снижения негативного воздействия на окружающую среду за счет внедрения инновационных технологий и повышения экологической безопасности объектов трубопроводного транспорта, сокращения удельных выбросов, сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду и отходов производства;
- рационального использования природных ресурсов на всех этапах производственной деятельности с учетом требований нормативно-правовых актов, повышения энергоэффективности процессов производства на всех его стадиях;
- обязательности проведения оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду при принятии решения о строительстве производственных объектов;
- учета отдаленных экологических последствий при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;
- открытости значимой информации о деятельности по охране окружающей среды;
- полного возмещения вреда, причиненного окружающей среде.

В соответствии с международными стандартами ISO 14001:2004 в ОАО «АК «Транснефть»» введена и регулярно обновляется Система экологического менеджмента (далее – СЭМ), в которой разработано 19 Регламентов, определяющих меры ответственности, обязанности и взаимодействие сотрудников в системе СЭМ. Экологическая служба является основой СЭМ.

Из года в год во всех дочерних организациях Компании, в каждом производственном подразделении осуществляются внутренние проверки специалистами отделов экологической безопасности и рационального природопользования (ОЭБиПП). На настоящий момент прошли специальное обучение и имеют право проведения внутреннего аудита по системе ISO 14001:2004 205 работников ОЭБиПП. По результатам проверки выявляются замечания, а после утверждаются мероприятия по их устранению в кратчайшие сроки.

Кроме того, ежегодно проходят проверки независимой организацией по сертификации систем менеджмента DQS GmbH, Германии. В результате Компания получила международные сертификаты DQS и IQNet соответствия стандарту ISO 14001:2004.

С 2011 по 2015 годы было построено 41 сооружение для очистки сточных вод, а также проведена реконструкция и капитальный ремонт 22 очистных сооружений (рис. 1). На 3,4 % снижен выброс загрязняющих веществ в атмосферу, а сброс загрязненных сточных вод на 74 %.

За 2015 год на 6,6 % снижены валовые выбросы в атмосферный воздух. На 7 % снижены удельные выбросы. Всего за прошедший год в Компании уловлено 6,6 тыс. тонн вредных веществ. Это на 2,4 тыс. тонн больше, чем в 2014 году.

С целью минимизации объемов отходов, образующихся в производственных подразделениях ОАО «АК «Транснефть»» и расходов на их транспортировку в планах приобретение установок по утилизации отходов, позволяющих полностью уничтожать отходы 3–5 классов опасности непосредственно в самих подразделениях.



Рис. 1. Снижение негативного воздействия в условиях непрерывно нарастающих объемов производства

С целью исключения сброса сточных вод в окружающую среду Программой развития, технического перевооружения и реконструкции объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» на 2014–2020 гг. предусмотрено техническое перевооружение, реконструкция и капитальный ремонт 66 очистных сооружений, строительства 22 новых. Это приведет к полному исключению выброса недостаточно-очищенных сточных вод к 2020 году (рис. 2).

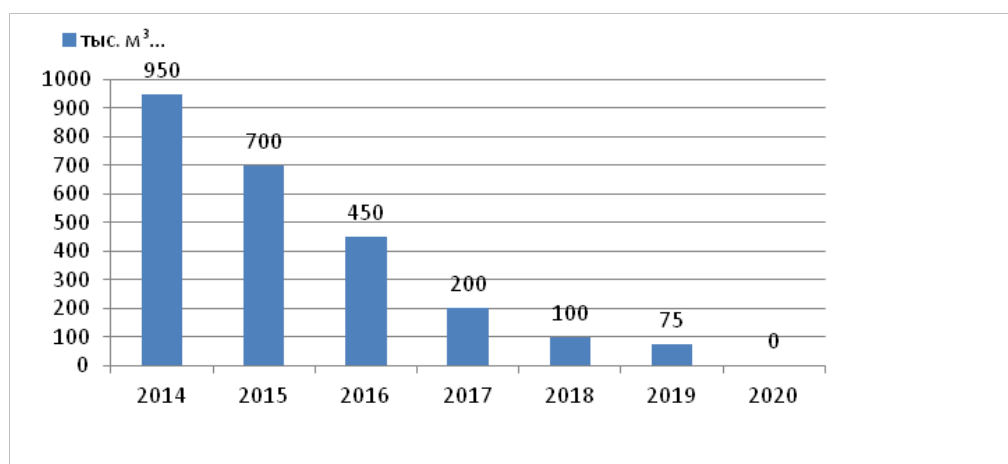


Рис. 2. Суммарный объем отведения недостаточно очищенных сточных вод в окружающую среду

Для эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, выполнения необходимого комплекса ремонтных и аварийно-восстановительных работ, в структурных подразделениях организаций системы «Транснефть» созданы службы аварийно-восстановительных работ, необходимых для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, возникающих на магистральных нефтепроводах, центральные ремонтные службы (ЦРС), линейные аварийно-эксплуатационные службы (ЛАЭС) на объектах магистральных нефтепроводов и аварийно-восстановительные службы на объектах магистральных нефтепродуктопроводов.

Всего в Компании: ЦРС – 50 подразделений, общей численностью 5734 чел., ЛАЭС – 223 подразделения, общей численностью 4664 чел., АВС – 70 подразделений, общей численностью 2 148 чел. Указанные службы имеют необходимую специальную технику для ликвидации ЧС на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть». На все объекты Компании разработаны планы ликвидации возможных разливов нефти (нефтепродуктов), которыми определены возможные масштабы последствий аварийных разливов нефти (нефтепродуктов), уровни сил и средств реагирования системы РСЧС.

В целом, функционирование системы экологического менеджмента обеспечено достаточным количеством ресурсов и распределением ответственности между всеми сотрудниками Компании. Улучшение системы экологического менеджмента достигается применением определенных для этого процедур внутреннего аудита, анализа со стороны руководства, а также выполнения корректирующих и предупреждающих действий.

Таким образом, перечисленные мероприятия обеспечивают высокую степень защищенности окружающей среды от воздействия вредных факторов. Заключение специалистов подтверждает, что система экологического менеджмента, охраны труда и промышленной безопасности ОАО «АК «Транснефть» соответствуют требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001.

#### Литература

1. Отчет по Экологической безопасности и рациональному природопользованию в ОАО «АК «Транснефть» за 2015 год. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.transport-nefti.com/expert-board/transcripts/3514/> (дата обращения: 02.02.2017).
2. Транснефть: Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: [www.transneft.ru](http://www.transneft.ru) (дата обращения: 02.02.2017).



**СООТНОШЕНИЕ ПРАВ НА ЗЕМЕЛЬНЫЙ УЧАСТОК И НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ  
ИСКОПАЕМЫХ ПО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВУ РОССИИ И ВЕЛИКОБРИТАНИИ**

**А.В. Семякина**

*Научный руководитель Е.С. Болтанова*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Российский законодатель в статье 130 ГК РФ признал участок недр самостоятельным объектом прав, отличным от земельного участка. Согласно ч. 3 ст. 6 ЗК РФ земельный участок является недвижимой вещью, которая представляет собой часть земной поверхности и имеет характеристики, позволяющие определить ее в качестве индивидуально определенной вещи. Ст. 261 ГК РФ, 7 ФЗ «О недрах» определяют пространственные границы земельного участка так: они устанавливаются в границах поверхностного (почвенного) слоя, не распространяясь на подземное пространство (недра). Что понимать под почвенным слоем, и каковы его пределы законодателем не определяется. Обособленные водные объекты, многолетние насаждения не признаются самостоятельными объектами права, на них распространяется режим составных частей земельного участка. Напротив, здания, сооружения, объекты незавершенного строительства признаются самостоятельными объектами права - недвижимыми вещами.

Несмотря на признание участков недр недвижимой вещью, п. 8 ст. 1 ФЗ «О государственной регистрации недвижимости» исключает участки недр из сферы своего правового регулирования. Вместо этого ст. 30 ФЗ «О недрах» говорит о государственном кадастре месторождений и проявлений полезных ископаемых (ГКМ), ведение которого осуществляется Федеральным агентством по недропользованию РФ.

В соответствии со ст. 261 ГК РФ собственник земельного участка вправе использовать по своему усмотрению все, что находится над и под поверхностью этого участка, если иное не предусмотрено законами о недрах, об использовании воздушного пространства, иными законами и не нарушает прав других лиц. Так, собственник вправе в силу ст. 19 ФЗ «О недрах» осуществлять в границах земельного участка без применения взрывных работ использование для собственных нужд общераспространенных полезных ископаемых, имеющих в границах земельного участка и не числящихся на государственном балансе, подземных вод, объем извлечения которых должен составлять не более 100 кубических метров в сутки, из водоносных горизонтов, не являющихся источниками централизованного водоснабжения и расположенных над водоносными горизонтами, являющимися источниками централизованного водоснабжения, а также строительство подземных сооружений на глубину до 5 метров в порядке, установленном законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. Аналогичные возможности предоставляются обладателям прав постоянного (бессрочного) пользования, безвозмездного пользования и пожизненного наследуемого владения земельным участком, а также, если иное не запрещено договором с собственником, – арендаторам земельных участков. Таким образом, в России собственник земельного участка не признается собственником недр в пределах участка, такому лицу разрешаются только определенные виды использования полезных ископаемых в целях, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, и на определенной глубине.

Недра в границах территории РФ в силу ст. 1.2 ФЗ «О недрах» признаются государственной собственностью. При этом добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы могут находиться в любой форме собственности – федеральной собственности, собственности субъектов РФ, муниципальной, частной. Форма собственности на добытые полезные ископаемые определяется при предоставлении участка недр в пользование и устанавливается в лицензии. После получения лицензии и оформления горного отвода, утверждения проектной документации для проведения указанных работ, публичный собственник с недропользователем заключает договор аренды земельного участка. Статьей 39.23 ЗК РФ допускается возможность установления сервитута в отношении находящихся в публичной собственности земельных участков, соседствующих с арендуемым земельным участком в целях ведения работ, связанных с использованием недрами.

Отечественные исследователи отмечают, что право пользования участками недр в законодательстве РФ независимо от прав на земельный участок [3], что закономерно порождает споры между правообладателями земельных участков и пользователями участков недр. Как показывает судебная практика, такие споры разрешаются в пользу недропользователей при наличии у них действующей лицензии [4].

В Великобритании же термин «недра» как объект прав отсутствует, а легальное понятие «земельный участок» включает земельный участок, находящийся в любой форме владения, рудники, полезные ископаемые (mines & minerals), здания или части зданий и другие материальные и нематериальные наследуемые права, а также сервитут, право привилегии и право на доход от использования земли (ст. 205 (1) (ix) Закона 1925 г. «Об имущественном праве»). В ст. 132 (i) Закона 2002 г. «О регистрации земельных участков» также подчеркивается, что рудники и полезные ископаемые (mines & minerals) признаются составной частью земельных участков.

Специальными законами в Великобритании установлены запреты на нахождение в частной собственности месторождений угля, нефти, газа, золота и серебра. Разрешения на добычу соответствующих полезных ископаемых (licence) выдаются органами государства на конкурсной основе. За исключением вышеперечисленных случаев право собственности на расположенные под поверхностью земли рудники и полезные ископаемые принадлежит собственнику земельного участка. Однако в отличие от российского законодательства, в Великобритании это право может быть передано любому лицу независимо от права на земельный участок. Таким образом, право на добычу полезных ископаемых по законодательству Великобритании представляет собой ограниченное имущественное право (corporeal interest), которое может основываться на различных титулах: независимого землевладения (customary freehold), арендных титулах (copyhold, ancient freehold, leasehold) или узуфрукте

(profit-à-prendre). Ряд таких прав признается преимущественными правами – overriding interests (Приложения 1, 3 Закона «О регистрации земельных участков» 2002 г.), которые обременяют земельный участок при отчуждении прав собственности на него независимо от регистрации таких прав. Данная ситуация распространена в практике Великобритании, так как регистрация прав на добычу полезных ископаемых (mines & minerals) обязательна только в ряде случаев при отчуждении таких прав (Часть 2 Закона «О регистрации земельных участков» 2002 г.)

Для урегулирования потенциального конфликта между владельцами земельного участка и обладателями прав на добычу полезных ископаемых в Великобритании законами и судебными прецедентами закрепляется приоритет защиты интересов владельцев (собственников, арендаторов) и землепользователей (обладателей прав сервитута или привилегий) перед обладателями титулов на добычу полезных ископаемых. Соответственно, последние, обладая более слабым имущественным интересом на земельный участок, вынуждены согласовывать порядок добычи полезных ископаемых с землевладельцами и землепользователями. Закрепляется также презумпция прав собственника на добычу полезных ископаемых, права которого на землю были зарегистрированы (пар. 2 Приложения 8 Закона «О регистрации земельных участков» 2002г.). Однако эта презумпция опровержима, если обладатель прав на добычу полезных ископаемых предъявит в Службу регистрации земель Англии и Уэльса (Land Registry) письменный документ, подтверждающий свои права. Помимо правоустанавливающих документов на право добычи лицу необходимо будет представить в регистрирующий орган план той части поверхности земли, на которой может осуществляться добыча, а также план, позволяющий четко идентифицировать, какие ископаемые будут подлежать изъятию. Соответствующие сведения заносятся в Реестр недвижимости – Property Register. Отметим, что в отличие от России, в Великобритании отдельная система кадастрового учета объектов недвижимости отсутствует.

Подводя итог краткому обзору правового регулирования прав земле- и недропользователей, отметим, что выделять участок недр в качестве самостоятельного объекта гражданских прав – вещи неверно как с позиций догматических, так и с позиций здравого смысла. Так, отечественные исследователи неоднократно отмечали, что участок недр не обладает признаками вещи [1]. Противоречащие друг другу нормы о правах на участки недр и земельные участки заведомо порождают конфликт между правообладателями земельных участков и правообладателями горных отводов (геометризованных блоков недр). Определение недр как составной части земельного участка существует не только в законодательстве Великобритании, но и в романо-германских правовых порядках – ФРГ [2], Франции (ст. 552 ФГК), Швейцарии (ст. 769 ШГК). Одновременно в указанных странах понятие «недвижимость» объединяет как материальные объекты, так и права на них. Подход к признанию не участка недр, а прав на недра недвижимым имуществом может быть использован и развит российским законодателем. Это потребует не только законодательного урегулирования отношений земле- и недропользователей, но и пересмотра системы вещных прав на земельные участки. Однако пока такой подход не воспринят ни Проектом ФЗ N 187513-4 «О недрах» 2005 г., ни Проектом N 47538-6 «О внесении изменений в Гражданский кодекс Российской Федерации ...».

#### Литература

1. Аверченко Н.Н. Сложная вещь как объект вещного права // Вещные права: постановка проблемы и ее решение: сб. статей / рук. авт. кол. и отв. ред. М.А. Рожкова. – М.: Статут, 2011. С. 70.
2. Гражданское право: учебник: в 3 т. / под ред. А.П. Сергеева. – М., 2008. – Т. 1. – С. 585–604.
3. Калининченко К.С. Правовой режим земельного участка и расположенных на нем зданий, сооружений в России и Германии: дис. ... канд. юрид. наук. – СПб., 2016.
4. Определение Конституционного Суда Российской Федерации от 24.06.14 N 1314-О [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения 10.01.2017).
5. Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch. Band 1, Allgemeiner Teil. § 1-240 AGB-Gesetz. S. 905.

### ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ С УЧЕТОМ ФАКТОРОВ РИСКА (УЧАСТОК X, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

А.К. Сиязов

*Научный руководитель старший преподаватель Е.М. Вершкова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В современных экономических условиях все большую роль играет применение эффективных методов оценки и управления в области инвестиционных проектов, тенденция которых направлена на повышение обоснованности и качества осуществляемых проектных решений. В новых экономических условиях дает о себе знать острая потребность в получении навыков овладения механизмами и методами анализа эффективности инвестиционных мероприятий и их внедрения в практику финансово-экономических расчётов.

Впрочем, оценка эффективности проекта базируется на исследовании и построении имитационной экономико-математической модели процесса реализации проекта, предметом исследования, которого являются финансовые и материальные потоки, появляющиеся в процессе реализации проекта, на базе которых осуществляются необходимые оценки эффективности для его различных участников. На сегодняшний момент методы исследования и построения таких моделей образовались в виде самостоятельного, развивающегося быстрыми темпами, научно-практического направления экономической науки, охватывающего широкий

комплекс вопросов от подготовки данных до интерпретации и анализа результатов [3].

Участок X расположен в пределах Казахстанского сектора Северо-Каспийского моря в 60-70 км к северо-западу от побережья полуострова Бозаши [рис. 1]. Участок в административном отношении относится к Атырауской области РК. Площадь участка составляет 1252 км<sup>2</sup>. Геологические и извлекаемые ресурсы нефти участка X по категории Р-50 составляют 933 млн. тонн и 306 млн. тонн соответственно, что позволяет считать проведение геологоразведочных работ (ГРП) целесообразным.

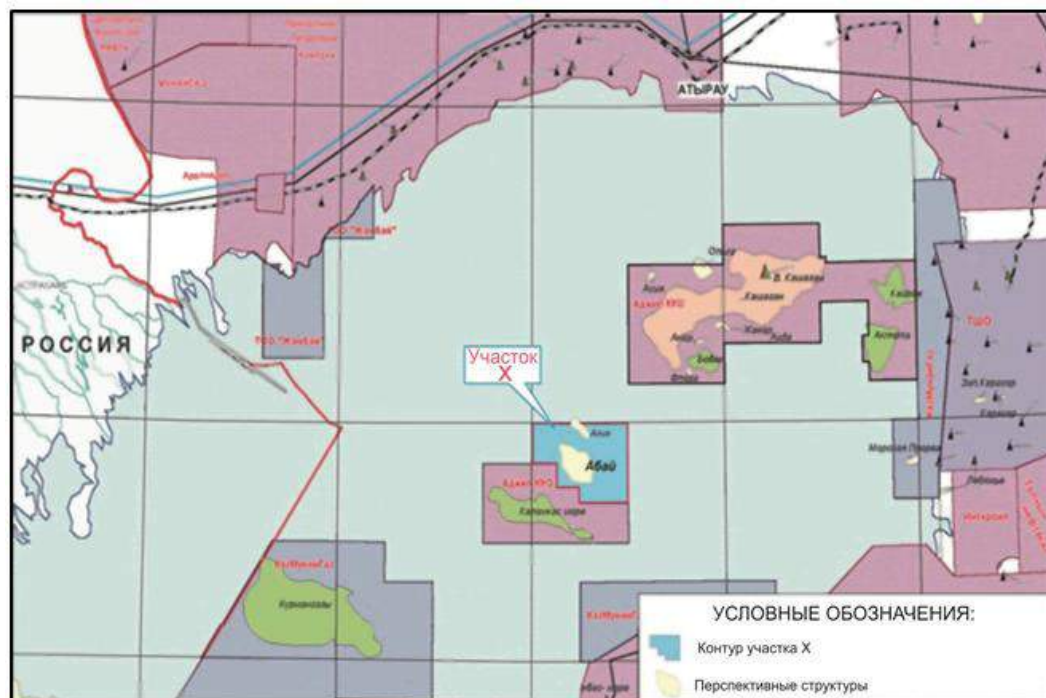


Рис. 1. Схема расположения участка X

Экономическая оценка выполнена для дальнейшей разработки проекта в случае обнаружения углеводородов в результате проведения ГРП. Оценка проводилась на основе дисконтирования денежных потоков проекта, с учетом планируемых капитальных и эксплуатационных затрат. Учитывая длительный срок реализации проекта, оценка будущих денежных поступлений проведена с использованием следующих предположений.

Основные предположения для проведения экономической оценки перспективного участка X:

- Цена нефти – 55,3 долл./барр.;
- Ставка дисконтирования – 11,5 % и 15 %;
- Инфляция доллара США – 2,04 %

Учитывая общие маркетинговые и технические предположения, ниже приводится таблица с экономической оценкой (Таблица 1) рекомендуемых объемов геологоразведочных работ. В соответствии с данными оценки прогнозных ресурсов и сценариев обнаружения вероятных залежей углеводородов период окупаемости по участку X составляет 15 лет.

Таблица 1

Экономические показатели проекта поисковых работ на участке X

Показатели	Единицы измерения	Цена нефти – 55,3 долл./барр.
Денежный поток Cashflow, RT	млн. долл.	14 744
Чистый дисконтированный доход NPV@11,5 %, MOD	млн. долл.	2 219
Чистый дисконтированный доход NPV@15 %, MOD	млн. долл.	938
Внутренняя норма рентабельности IRR, RT	%	19,0 %
Период окупаемости	лет	15

Важным механизмом стабильного функционирования и развития экономики является эффективная инвестиционная политика, приводящая к повышению объемов производства, увеличению национального дохода, развитию разного рода отраслей и предприятий.

Однако, анализируя эффективность инвестиционных проектов, часто приходится сталкиваться с тем, что рассматриваемые при их оценке потоки денежных средств принадлежат будущим периодам и носят прогнозный статус. Неопределенность обусловлена влиянием как множества экономических факторов (колебания уровня инфляции, рыночной конъюнктуры, цен, валютных курсов и т. д.), не зависящих от инвесторов, так и значительного числа неэкономических факторов (природные и климатические условия, политические отношения и т. п.), которые не всегда поддаются точной оценке [2].

Неопределенность планируемых результатов приводит к возникновению риска того, что цели, намеченные в проекте, могут быть не достигнуты полностью или частично [1, 4].

Для этих целей в дальнейшем планируется выполнить расчеты ресурсов методом Монте Карло и произвести оценку риска, с последующим формированием представительной оценки потенциала всего участка и соответствующей вероятности успеха разведки [1, 5]. Так же, для целей оценки величины перспективных ресурсов с учетом риска, будет разработан сценарий открытия, в котором учитываются перспективные объемы углеводородов, их распределение между структурами и зависимости между объектами. Важным элементом сценария открытия является его привязка к детальной рабочей программе геологоразведочных работ.

#### Литература

1. Волков И. Анализ проектных рисков. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cfin.ru/finanalysis/invest>. (Дата обращения: 24.01.2017).
2. Корнева Ю.С., Романюк В.Б., Вершкова Е.М. Автоматизация процессов разработки смет в нефтегазовой отрасли // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сб. научных трудов III Международной научной конференции, 23-26 мая 2016 г., Томск: в 2 ч. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Ч. 2. – С. 678-680.
3. Карибский А.В., Шишорин Ю.Р., Юрченко С.С. Финансово-экономический анализ и оценка эффективности инвестиционных проектов и программ // Автоматика и телемеханика. – М., 2003. – № 6 – С. 40–59.
4. Кошечкин С.А. Концепция риска инвестиционного проекта. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cfin.ru/finanalysis/invest>. (Дата обращения: 24.01.2017).
5. Лукаевич И.Я. Имитационное моделирование инвестиционных рисков [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cfin.ru/finanalysis/invest>. (Дата обращения: 24.01.2017).

### ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМЫ В ОТРАСЛИ ЗОЛОТОДОБЫЧИ

**Н.О. Снитко**

*Научный руководитель профессор кафедры экономики  
минерально-сырьевого комплекса В.М. Заернюк*

*Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе,  
г. Москва, Россия*

Золото считается символом богатства любого государства, ведь каждое государство имеет свой золотовалютный запас – резерв, который можно использовать в тот момент, когда в стране не хватает финансов.

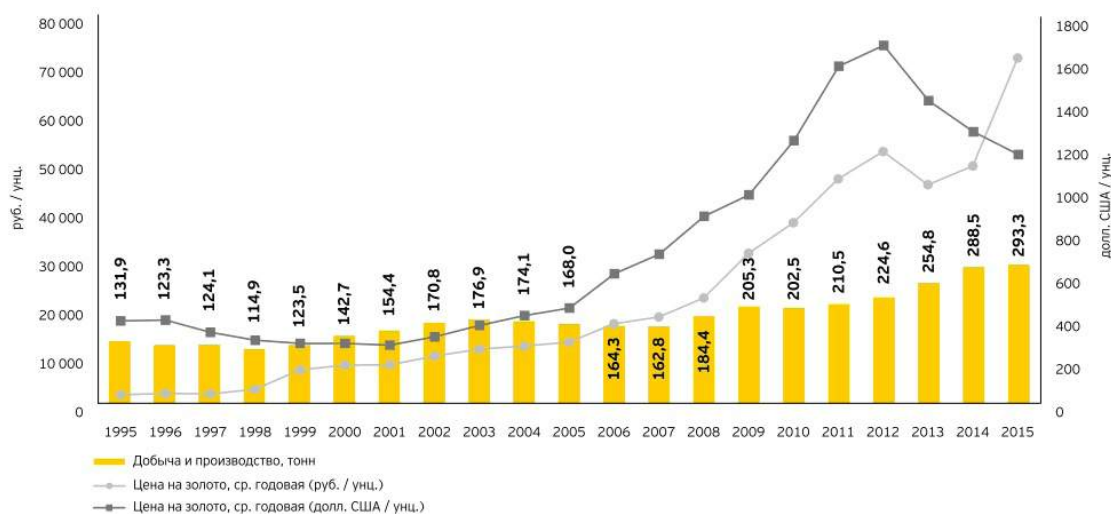
Проблемы и тенденции в золотодобывающей отрасли рассмотрены в работах большого числа российских ученых и практиков [1, 2, 4, 5 и мн. др.]. Так, в диссертации С.А. Мясоедова, исследовавшего организационно-экономический механизм функционирования золотодобывающей промышленности России, отмечено, что российским компаниям активно противостоят иностранные компании на мировых рынках железа, урана, алюминия и на других рынках металлов. Отечественным хозяйствующим субъектам без соответствующей государственной политики сложно закрепиться на мировых сырьевых рынках [4].

Горчакова Д.С. в исследовании [2] отметила, что на фоне общего спада промышленного производства золотодобыча в России имеет положительную тенденцию, и она не потеряла своей ведущей роли. В то же время исследователь утверждает, что в данной сфере существует множество нерешенных проблем, которые требуют особого внимания и действия. В частности обращено внимание на то, что начиная с 90-х годов XX века, российская золотодобывающая промышленность потерпела значительный урон в своем развитии, обусловленный проведением непродуманной реструктуризации отрасли. В результате истощения финансовых средств и основных фондов, сфера золотодобычи была разрушена и до настоящего времени не создана комплексная программа по ее восстановлению.

Исследователь Руйга И.Р. в работе [5] отмечает высокий износ ОПФ, неконкурентность многих видов используемого рудного сырья ограниченность ряда видов сырьевых ресурсов; сложные горно-геологические и экономико-географическими условиями разработки многих месторождений; неразвитость сети малых и средних предприятий; высокие удельные расходы ресурсов на добычу; высокая стоимость логистической составляющей в продукции золотодобычи; недостаточно высокая производительность гряда; недостаточное внимание к вопросам окружающей среды; низкая восприимчивость предприятий к инновациям; низкая активность компаний в НИОКР и др.

Особенностью золотодобычи в современной России является то, что по итогам последних лет 6 самых крупных компаний добывают 50 % российского золота, на долю 30 крупнейших компаний приходится 80 % от общей добычи, а остальные около 400 компаний добывают 20 % от общего объема золота в стране [3], что во

многим связано с тем, что крупные компании имеют более широкие возможности для финансирования, нежели мелкие и средние. Речь идет о возможности привлечения кредитов в отечественных и зарубежных банках.



Источник: Союз золотопромышленников

Рис. 1. Динамика объемов и добычи производства золота в Российской Федерации в 1995-2015 гг

Золотодобывающие предприятия России по итогам в первого полугодия 2016 года произвели 116,873 тонны золота, добытого и полученного в результате попутного производства, включая переработку ломов и отходов, а также в концентратах, что на 2,1 % больше, чем в аналогичный период 2015 года. Увеличилась добыча драгоценного металла в Камчатском, Забайкальском, Хабаровском и Красноярском краях, Чукотском АО, Иркутской, Челябинской областях. Прирост производства обеспечили в основном крупные компании, ведущие разработку коренных и россыпных месторождений золота.

Таким образом, в России сохраняется позитивная тенденция роста в золотопромышленной отрасли. Данная тенденция возникла из-за девальвации российского рубля. Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что отечественная золотодобывающая отрасль вступила в стадию умеренного роста в диапазоне 1–2 % в год.

Важнейшую роль для отрасли, как известно, играет цена на золото. Подтвердился прогноз экспертов Союза золотопромышленников о том, что средняя долларовая цена на золото на конец 2016 года может составить 1250 \$. Фактически за истекший год она составила 1252,70 за тройскую унцию [7].

По данным торгов на товарных рынках начиная с декабря 2016 г. наблюдается рост текущих мировых цен на золото (Рис. 2):



Источник: <http://goldomania.ru/> (дата обращения 15.01.2017)

Рис. 2. Текущая мировая цена на золото – график изменения курса драгметаллов за месяц

Курс доллара снижается к мировым валютам из-за того, что избранный Президент США Д. Трамп на пресс-конференции 11 января 2017 г. не представил четких деталей плана по экономическому стимулированию в США. Рост котировок на золото поддерживает удешевление доллара. Только за неделю с 9 по 13 января золото подорожало с \$1172 до \$1197 за 1 унцию (2,13 %). Цена золота за 1 г составила \$38,48. Цена на золото в Банке России за указанную неделю выросла с 2260,43 до 2283,58 рублей за 1 г (+1,02 %).

Изучение экономической литературы позволило выделить основные бизнес-риски в золотодобывающем

секторе, такие как – недостаточная готовность отдельных компаний к будущему росту; низкая производительность труда; ограниченный доступ к капиталу; отмена или приостановка ряда проектов из-за неспособности заручиться поддержкой местного населения. В 2015–2016 г. отмечено усиление бизнес-рисков, из-за наблюдающегося ограничения доступа к энергоресурсам, из-за киберугроз. Только те золотодобывающие компании, которые будут наиболее грамотно выстраивать свою работу на фоне усложнения рисков, смогут преодолеть существующие трудности и подготовиться к очередной фазе роста.

#### Литература

1. Борисович В.Т., Маджидов Б.С., Гараев Э.А. Анализ производства золота лидерами современного рынка // Разведка и охрана недр. – М.: ФГУП «ВИМС», 2016. – № 4. – С. 59-63.
2. Горчакова Д.С. Совершенствование организационно-экономического механизма функционирования золотодобывающей промышленности России: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05. – ГОУВПО «Российский государственный гуманитарный университет», 2013. – 23 с.
3. Кашуба С.Г. Золотодобывающая промышленность в России: итоги 2015 года и прогноз развития отрасли до 2020 г. Доклад председателя Союза золотопромышленников. М., 27 апреля 2016 г. [Электронный ресурс]. URL: [http://miningworld.ru/ru-RU/images/files/1-Kashuba\\_Zolotodobyvaushchaia-promyshlennost-Ros.aspx](http://miningworld.ru/ru-RU/images/files/1-Kashuba_Zolotodobyvaushchaia-promyshlennost-Ros.aspx) (дата обращения 10.01.2017).
4. Мясоедов С.А. Формирование механизма и инструментов обеспечения устойчивого развития золотодобывающей отрасли промышленности: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.05. – Ин-т экономики и социальных отношений – М., 2010. – 314 с.
5. Руйга И.Р., Тетерин Ю.А. Золотодобывающая промышленность России: тенденции, проблемы и перспективы развития // Инновационная наука. 2015. № 12. – С. 247-252.
6. Обзор золотодобывающей отрасли в России за 2014 и 2015 годы. [Электронный ресурс] // Компания ЕУ, Российский Союз золотопромышленников. – М., 2016. URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-gold-survey-2016-rus/\\$FILE/ey-gold-survey-2016-rus.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-gold-survey-2016-rus/$FILE/ey-gold-survey-2016-rus.pdf) (дата обращения – 10.01.2017).
7. Golgomania. [Электронный ресурс] URL: [http://goldomania.ru/menu\\_003\\_003.html](http://goldomania.ru/menu_003_003.html) (дата обращения – 10.01.2017).

## ВЛИЯНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.Р. Таман

*Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

В настоящее время, использование нефти и газа в качестве эффективных энергоносителей определяет темпы развития не только экономической системы, но и социальной сферы. Нефтегазовая отрасль, занимая особое место в экономике России, обеспечивает жизнедеятельность народнохозяйственного комплекса и формирует немалую часть консолидированного бюджета.

Стоит отметить, что недропользование оказывает влияние на развитие инфраструктуры, занятость и доходы жителей, а так же на динамику бюджетных доходов. Как известно, потребление углеводородных ресурсов происходит в больших масштабах, и устойчивый не снижающийся спрос на нефть и газ определяет увеличение объемов добычи и ввод в эксплуатацию новых месторождений.

Поэтому одной из важных экономических проблем области является увеличение эффективности нефтегазового сектора. Благодаря нефтегазовому комплексу и связанному с ним производством образуется основная часть производственной мощности области. Появляются новые рабочие места, развивается социальная инфраструктура отдаленных регионов области.

В структуре минерально-сырьевой базы Томской области преобладают прогнозные ресурсы (Д1+Д2), которые составляют 36 %, перспективные ресурсы

С3 – 19 %, предварительно оцененные запасы категории С2 – 12 %, а разведанные запасы (А+В+С1) составляют 33 %. Начальные разведанные запасы категорий А+В+С1 на территории Томской области на 01.01.2016 составляют: нефти – 705,5 млн т свободного и растворенного газа – 361,3 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 33,5млн. т.

Накопленная добыча достигла: нефти – 353,6 млн. т, свободного и растворенного газа – 100,6 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 7,8 млн т. На территории Томского региона насчитывается 131 месторождение. Из них к нефтяным относится 102 месторождения, к нефтегазоконденсатным – 21, и к газоконденсатным – 8 месторождений. В 2015 году объём частных инвестиций в геологоразведочные работы составил 4,7 млрд руб., что составило 84 % от объема финансирования прошлого года, новых месторождений не было открыто.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы по нефти составило 97 % к уровню прошлого года. При этом

прирост запасов нефти за 2015 год составил 10,4 млн т [5]. (Рис.1).

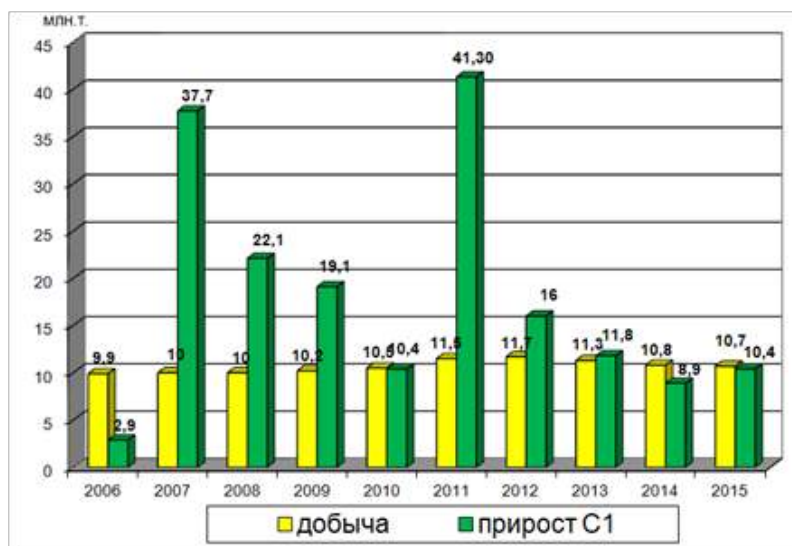


Рис. 1. Прирост и добыча запасов нефти в Томской области

Одной из крупнейших нефтедобывающих компаний Томской области является предприятие АО «Томскнефть ВНК». По данным компании объем добычи нефти в 2014 году был на уровне 10 млн т, а газа – 2 млн м<sup>3</sup> (включая месторождения ХМАО). В 2015 г. предприятие снизило добычу нефти из месторождений Томской области до 6,26 млн т. Следующей крупной компанией является ПАО «Востокгазпром». Валовая добыча газа в 2015 году на 10 % превысила показатели 2014 года и составила 3 596 млн. м<sup>3</sup>, в том числе попутного нефтяного газа – 1 248 млн м<sup>3</sup>, что на 42 % превышает показатели 2014 года. Валовая добыча жидких углеводородов в 2015 году составила 1 578 тыс. т, что на 6,1 % превышает показатели 2014 года [1].

Поступления налоговых доходов в бюджет региона от нефтегазовой отрасли обуславливает долгосрочное социально-экономическое развитие региона. По состоянию на первое января 2015 года в Томской области всего поступило налогов в размере 141,7 млрд руб., в том числе, налог добычу полезных ископаемых (углеводородное сырье) – 45 % [4].

Добыча полезных ископаемых преобладает в структуре валового регионального продукта Томской области, ее доля составляет 29,1 % и один из самых высоких ВРП на душу населения в Сибирском федеральном округе. Анализ уровня жизни населения можно охарактеризовать по нескольким показателям, например, если рассмотреть динамику реальных доходов населения, можно заметить, как снижается данный показатель в периоде с 2005 по 2014 год с 110,8 % до 98,5 %. Также снижается и уровень реальной начисленной заработной платы работников организаций с 107,7 % до 99,9 %. При этом, доля занятых в данной отрасли составляет 2,5 % от экономически активного населения области [3] (Рис.2).

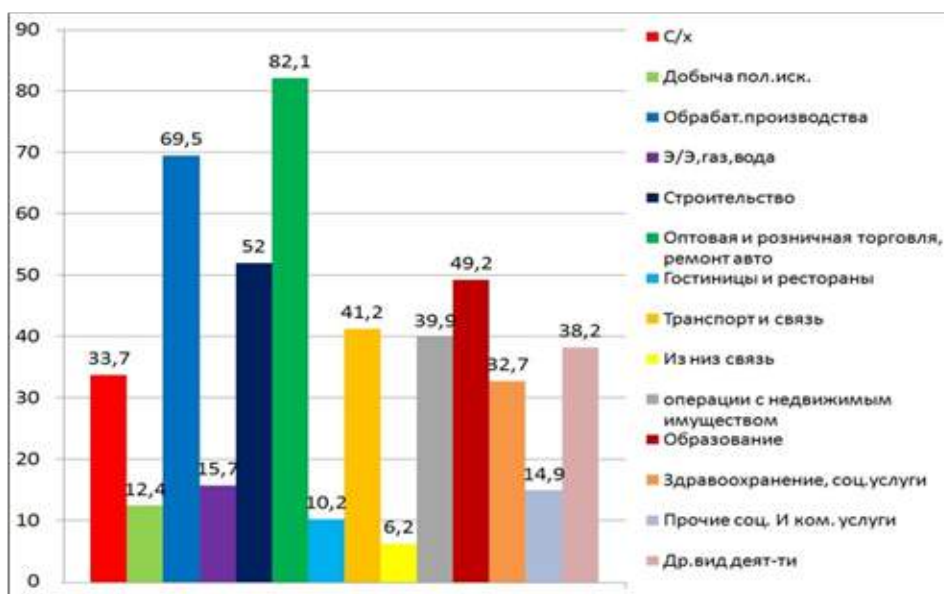


Рис. 2. Среднегодовая численность занятости населения в экономике (тыс. чел)

Основными проблемами недропользования в Томской области является сильная зависимость региона от нефтегазового комплекса и негативные экологические последствия. Рост экономических показателей не обеспечивает соответствующий рост доходов населения и уровня жизни. Доля налоговых поступлений топливного сектора в консолидированный бюджет региона постоянно снижается, но его влияние на экономику все еще велико. Собственно преобладание в структуре экономики области сырьевой составляющей (добычи нефти и газа) и служит источником весомых рисков, так как ставит ее в зависимое положение от внешней конъюнктуры. Кроме внешних факторов сам нефтегазовый комплекс испытывает определенные трудности, связанные как собственно с процессом недропользования, так и недостаточными масштабами проведения геологоразведочных работ, что приводит к снижению добычи.

Кроме того нефтегазовый комплекс относится к отрасли промышленности, оказывающей наибольшее негативное воздействие на окружающую среду. В 2015 году на объектах нефтегазодобывающего комплекса зарегистрировано 144 некатегорийных отказа, 143 из которых произошли на объектах ОАО «Томскнефть ВНК» (117 отказов на нефтепроводах, 26 – на водоводах), 1 – на нефтепроводе ООО «Норд Империял» (разлив нефтесодержащей жидкости). Несмотря на это, общий показатель аварийности, по сравнению с 2014 г., ниже на 21 %. В результате аварийных ситуаций в 143 случаях отказы произошли на почве, 1 – на технологической площадке. По данным ОАО «Томскнефть ВНК» во время отказов из трубопроводов вытекло 8,2 т нефти и 1 т высокоминерализованной жидкости. Общая площадь загрязненных земель составила 2,2 га. Несмотря на сокращение количества отказов на месторождениях в 2015 г. на 21 %, площадь загрязнения, по сравнению с 2014 г., увеличилась на 0,6 га. Согласно представленной АО «Томскнефть ВНК» информации затраты на природоохранные мероприятия в 2015 г. составили 1,8 млрд руб. По сравнению с 2014 г. они увеличились на 107,5 млн руб. План на 2016 г. – 2,7 млрд руб. Основное увеличение затрат произошло за счет выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха, профилактики аварий и повышения надежности технологического оборудования и трубопроводов, а также по охране и рациональному использованию водных ресурсов [2].

Таким образом, социально-экономический прогресс Томской области во многом определяется освоением природно-ресурсного потенциала территории и регулирования нефтегазодобычи. Так же нефтегазовый комплекс является ресурсом развития и открытия новых возможностей для внедрения технического оборудования и технологий, которые создаются в научно-образовательном комплексе региона. Компании, осуществляющие добычу, переработку углеводородов и транспортировку, могут являться крупными заказчиками оборудования и комплектующих частей. Несмотря на положительные факторы, нефтегазовый комплекс неоднозначно отражается на социально-экономическом развитии территории области.

#### Литература

1. 20 наиболее прибыльных крупнейших компаний Томской области [Электронный ресурс] // Эксперт online URL: <http://expert.ru/ratings/20-naibolee-pribyilnyih-krupnejshih-kompanij-tomskoj-oblasti/> (дата обращения 21.02.1027).
2. Адам А.М., Новоселов А.Л., Чепурных Н.В. Экологические проблемы. [Электронный ресурс] // Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2015 году» URL: [http://elib.odub.tomsk.ru/ecologiya/doklad\\_2016\\_web.pdf](http://elib.odub.tomsk.ru/ecologiya/doklad_2016_web.pdf) (дата обращения 21.02.1027).
3. Бугакова Н.С., Гельвановский М.И., Глисин Ф.Ф. и др. Регионы России. Социально-экономические показатели: Стат. сб. – М.: Росстат., 2015. – 1266 с.
4. Отчет по форме № 1-НМ по состоянию на 01.01.2015 [Электронный ресурс] // Федеральная налоговая служба URL: [https://www.nalog.ru/rn70/related\\_activities/statistics\\_and\\_analytics/forms/4621635/](https://www.nalog.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/4621635/) (дата обращения 21.02.1027).
5. Результаты работы предприятий нефтегазодобывающего комплекса Томской области в 2014 году и планы на 2015-2017 гг. [Электронный ресурс] // Департамент по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса Администрации Томской области. URL: <https://depnedra.tomsk.gov.ru/Otcheti-i-dokladi-odeyatelnosti> (дата обращения 21.02.1027).



**ПРИМЕНЕНИЕ КАТЕГОРИИ ЕДИНОГО НЕДВИЖИМОГО КОМПЛЕКСА  
В СФЕРЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**Е.С. Терди, М.Н. Шатова**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Категория единого недвижимого комплекса (далее ЕНК) была введена в российское гражданское законодательство ст. 133.1 ГК РФ в редакции вступившего в силу 1 октября 2013 года ФЗ от 02.07.2013 №142-ФЗ «О внесении изменений в подраздел 3 раздела I части первой ГК РФ». Считается, что появление данного правового института было сопряжено с выраженной в Концепции развития гражданского законодательства идеей исключения из перечня объектов недвижимости предприятия, практически не участвовавшего в отечественном гражданском обороте в силу неудачного подхода к его правовому регулированию. Предполагалось закрепление за предприятием статуса особого объекта гражданских прав с одновременным внедрением в гражданское законодательство феномена технологического имущественного комплекса недвижимости как совокупности вещей, в целом признаваемой одним объектом недвижимости [2]. Еще одной причиной появления правовой категории ЕНК можно считать существующий в отечественном правовом порядке подход, не предусматривающий исчерпывающего перечня объектов недвижимости. Данная традиция регулирования оборота недвижимости привела к необходимости регистрировать права не только на земельный участок, но и на любой иной расположенный на нем объект, отвечающий признакам прочной связи с землей и невозможности его перемещения без несоответствующего ущерба его назначению (п. 1 ст. 130 ГК РФ). В Германии же, напротив, объектом недвижимости признается только земельный участок, а любая движимая или недвижимая вещь над или под его поверхностью признается его составной частью [3]. Таким образом, если немецкий подход исключает необходимость феномена имущественного комплекса, одним из элементов которого является земельный участок, то требование повышения экономической эффективности отечественного законодательства его требует.

Использование правовой категории ЕНК в сфере правового регулирования добычи углеводородов представляется особенно перспективным. Потребность в ней отмечалась специалистами более 10 лет назад. Так, Д.Н. Шмелева отмечала в своем диссертационном исследовании необходимость «рассматривать комплекс имущества, включающего в себя скважины, установленное на них оборудование, кустовые насосные и дожимные насосные станции, внутренние трубопроводы, соответствующую аппаратуру и иное имущество, непосредственно обеспечивающее процесс добычи нефти и газа, технически и технологически связанное между собой, как единую неделимую вещь, которая не является в то же время сложной вещью и предприятием, а в целом признается объектом недвижимости» [7. С. 13–14].

В соответствии со ст. 133.1 ГК РФ ЕНК должен соответствовать совокупности следующих требований. Во-первых, в его состав должны входить, как минимум, две вещи; причем одной из них обязательно должно быть здание (например, компрессорная или насосная станция), сооружение (в частности – разведочная или нефтяная эксплуатационная скважина, стационарная платформа для разведочного бурения), другие же вещи, входящие в состав ЕНК, могут быть по своей природе как движимыми (например, буровое оборудование, оборудование для эксплуатации нефтяных и газовых скважин, а также линейные объекты, как то: газо- и нефтепроводы, линии электропередачи), так и недвижимыми (например, земельный участок). Следует отметить, что из ст. 133.1 ГК РФ не следует, что земельный участок является обязательным элементом расположенного на нем ЕНК. Более того, распространена позиция, согласно которой земельный участок не может являться его составной частью [6]. Представляется, однако, что такое толкование ст. 133.1 ГК РФ необоснованно сужает сферу ее применения. Во многих случаях включение земельного участка в состав ЕНК целесообразно, однако в сфере добычи углеводородов это возможно в тех редких, практически уникальных, но теоретически возможных случаях, когда одно лицо обладает вещными правами и на земельный участок, находящийся над участком недр, и на здания, сооружения и иные вещи, используемые в комплексе для добычи полезных ископаемых. Зачастую же один субъект на основании лицензии получает право пользования участком недр, создает для этого необходимую инфраструктуру, регистрируя право собственности на нее как на ЕНК, и при этом по отдельно заключаемому договору арендует земельный участок, необходимый для добычи углеводородов. Следует отдельно подчеркнуть, что участки недр находятся в собственности государства (ст. 1.2 ФЗ «О недрах»), поэтому в состав ЕНК, собственниками или арендаторами которых являются правообладатели, они входить не могут.

Во-вторых, вещи, входящие в состав ЕНК, либо должны быть связаны между собой физически или технологически, либо, не обладая такой связью, они должны располагаться на одном земельном участке. По этому поводу п. 39 Постановления Пленума Верховного Суда РФ от 23.06.2015 № 25 «О применении судами некоторых положений раздела I части первой ГК РФ» содержит общее разъяснение, в соответствии с которым органы, осуществляющие государственную регистрацию прав на недвижимое имущество, не могут отказать в регистрации ЕНК лишь на том основании, что соответствующие объекты не расположены на одном земельном участке. Представляется, что с учетом содержания ст. 133.1 ГК РФ данное разъяснение должно быть уточнено: не допустим отказ в регистрации в качестве ЕНК нескольких вещей, хоть и расположенных на разных земельных участках, но связанных между собой физически и технологически; при отсутствии такой связи между вещами, расположенными на разных земельных участках, их регистрация в качестве ЕНК не допустима. Так, необходимо отказывать в регистрации в качестве ЕНК нескольких имущественных комплексов, каждый из которых предназначен для добычи углеводородов на разных участках недр.

В-третьих, для целей регистрации в качестве ЕНК вещи должны быть связаны между собой единым назначением (в частности – должны быть предназначены для добычи углеводородов). В литературе

отмечается, что имущественный комплекс следует рассматривать как функционирующую систему: без него «... невозможно реализовать то предназначение, выполнять ту определенную функцию, для которой создан имущественный комплекс» [1]. В связи с этим возникает вопрос, можно ли квалифицировать как ЕНК ранее зарегистрированную в таком качестве совокупность объектов, которая впоследствии перестала использоваться по своему назначению и подлежит ликвидации или консервации. Представляется, что в описанной ситуации ЕНК продолжает существовать до регистрации прекращения прав на него. Таким образом, правовое значение имеет лишь первоначальная предназначенность совокупности вещей для ее использования по определенному назначению, которая может проявляться одним из двух способов (п. 1 ст. 46 ФЗ «О государственной регистрации недвижимости»): 1) проектная документация на вновь создаваемые вещи, которые планируется зарегистрировать в качестве ЕНК, предусматривает их эксплуатацию в качестве такого комплекса; 2) собственник уже учтенных и зарегистрированных объектов недвижимости заявил о своем желании зарегистрировать их в качестве ЕНК в связи с их единым назначением и неразрывной физической или технологической связью между ними либо расположенностью на одном земельном участке (способы подтверждения последних обстоятельств законом не предусмотрены).

Четвертое требование к ЕНК по своему характеру является формальным и при этом основополагающим: совокупность вещей можно назвать ЕНК, только если она зарегистрирована в этом качестве. Таким образом, распространенная в юридической литературе классификация объектов недвижимости, предполагающая разделение всех объектов недвижимости на «недвижимость по природе» (абз. 1 п. 1 ст. 130 ГК РФ) и «недвижимость по закону» (абз. 2 п. 1 ст. 130 ГК РФ) должна быть дополнена категорией «имущественный комплекс», признаваемый объектом недвижимости в силу волеизъявления обладателя вещного права объединить несколько вещей (применительно к ЕНК) или вещей, имущественных и исключительных прав (применительно к предприятию) в имущественный комплекс и совершения соответствующих регистрационных действий уполномоченным регистрационным органом.

В соответствии со ст. 133.1 ГК РФ к ЕНК применяются правила о неделимых вещах. Данный подход справедливо критикуется [8, 4, 5], так как противоречит самой логике концепции (непонятно, почему лицу не предоставляется право изменить или прекратить установленный исключительно по его воле режим ЕНК), а также негативно сказывается на ее экономической эффективности. Так, неделимость ЕНК проявляется в невозможности самостоятельного гражданского оборота вещей, входящих в состав ЕНК: например, произвести их отчуждение можно только при условии их равноценной замены и сохранения существенных свойства ЕНК (п. 2 ст. 133 ГК РФ). Это, конечно, определенным образом связывает пользователя участка недр, который, например, хотел бы, но не имеет право продать уже использованное и более не требующееся для освоения месторождения оборудование, включенное им в состав ЕНК. Кроме того, равноценная замена элемента ЕНК не всегда технически возможна. К примеру, если нефтяная эксплуатационная скважина, составляющая основу ЕНК, подлежит ликвидации, нередко пробурить вторую скважину либо технологически невозможно, либо экономически нецелесообразно. Представляется, что в таком случае по заявлению обладателя вещного права на ЕНК регистрирующий орган обязан зарегистрировать прекращение вещного права на ЕНК с одновременной регистрацией соответствующего вещного права на иные объекты, ранее включенные в состав ЕНК, но сами по себе обладающие признаками недвижимого имущества. На данный момент данные положения ни законом, ни подзаконными актами не предусмотрены, что сопряжено с возникновением проблем практического характера.

#### Литература

1. Болтанова Е.С. Правовой режим имущественных комплексов энергетического сектора экономики России [Электронный ресурс] // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2013. – № 11. URL: <http://w.pc-forums.ru/k88.html>
2. Витрянский В.В. Реформа российского гражданского законодательства: промежуточные итоги: монография. – М.: Статут, 2016. – 431 с.
3. Леонтьева Е.А. Концепция единого объекта недвижимости в германском гражданском праве // Право. Журнал Высшей школы экономики. – 2011. – № 2. – С. 122–140.
4. Незнамова А. А. К вопросу о государственной регистрации прав на единый недвижимый комплекс [Текст] / А. А. Незнамова // Градостроительное право. – 2016. – № 1. – С. 20–22.
5. Незнамова А.А. Единый недвижимый комплекс как объект гражданских прав [Текст] // Юрист. – 2016. – № 4. – С. 15–19.
6. Письмо Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии от 5 марта 2014 г. № 14-исх/02410-ГЕ/14. Электрон. версия печат. публ. Доступ из справ. правовой системы «КонсультантПлюс».
7. Шмелева Д.Н. Правовой режим сооружений обустройства месторождений нефти и газа: дис...канд. юрид. наук. Тюмень, 2004. – 183 с.
8. Ягунова Е.Е. К вопросу о структуре единого недвижимого комплекса [Электронный ресурс] // Вестник Пермского университета. Юридические науки. – 2014. – № 3 (25) – С. 141–148.

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА В СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ**

**С.С. Тугутова, Н.А. Родионова**

**Научный руководитель: Вершкова Е.М., старший преподаватель кафедры ЭПР ИПР ТПУ  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск**

Знание английского языка становится сегодня не просто желательным, но необходимым требованием, чтобы стать востребованным специалистом. Нефтегазовая отрасль является одной из важнейших в российской экономике, в связи с чем в этой сфере активно развивается международное сотрудничество. Знание английского языка является также большим плюсом для студентов и молодых специалистов в их карьере и работе по всему миру [1].

Число компаний, которые предлагают своим сотрудникам повысить квалификацию в плане владения английским языком, растёт с каждым годом. Томск не является исключением из общероссийской тенденции. В нашем городе значительное число компаний, которые:

- планируют выйти на международные рынки и закрепиться на них;
- ведут переговоры с существующими партнёрами на английском;
- работают с технической и иной документацией из-за рубежа;
- предлагают своим сотрудникам полное или частичное возмещение обучения английскому языку как часть пакета бонусов;
- публикуют научные статьи в англоязычных журналах [2].

Существует несколько классификаций уровней владения английским языком: ALTE (The Association of Language Testers in Europe), CEFR (Common European Framework of Reference).

*Таблица 1*

*Сравнительная таблица уровней владения английским языком [3]*

Уровни ALTE	Уровни CEFR	Ключевые требования
A1 Breakthrough	Beginner (Basic)	Понимать элементарные предложения и отвечать на элементарные вопросы.
	Elementary	Говорить с понятным всем произношением; общаться и разрешать проблемы в англоговорящих странах.
A2 Level 1	Pre-Intermediate	Иметь чёткое произношение; уметь предоставлять информацию личного и отвлечённого характера; чётко выражать свои чувства и мысли; уметь формулировать своё отношение к проблемам, предметам, людям.
B1 Level 2	Intermediate	Узнавать мнение, отношение и эмоции окружающих; высказывать свои; сообщать о непонимании ситуации и просить разъяснение; распознавать содержание; понимать из контекста основные моменты и общий смысл; уметь заполнять различные бумаги.
	Upper-Intermediate	Уметь фиксировать и предоставлять информацию при различных обстоятельствах; уметь вести дискуссию с двумя или более людьми; использовать официальный и неофициальный язык; понимать основные идеи текста с первого раза.
B2 Level 3	Advanced	Уметь бегло говорить на различные темы; использовать официальный и неофициальный стили общения; допускать ограниченное число грамматических и лексических ошибок.
C1 Level 4	Proficiency	Разговаривать на сложные темы, касающиеся абсолютно любой, в том числе специфической и профессиональной тематики; без подготовки составить длительный монолог, при этом использовать серьёзную богатую лексику и разнообразные грамматические конструкции; быстро и правильно выполнять письменную работу любой сложности.
C2 Level 5	Post-Proficiency	Обладать практически совершенными знаниями, на уровне образованного носителя языка. У обладателей этого уровня при общении могут возникнуть трудности только культурного плана.

Исходя из специфики работы сотрудников компании ООО «Нефтестройпроект», можно определить, какой уровень владения английским языком и в какой узко-направленной сфере необходим на каждом уровне организационной структуры [4].

ООО «Нефтестройпроект» – проектная организация, основанная в г. Томске в 2007 г. В ноябре 2007 г. Общество получило государственную лицензию на право осуществления деятельности по проектированию зданий и сооружений I и II уровней ответственности в соответствии с государственным стандартом.

На основе требований, предъявляемых к сотрудникам компании, а также на основе существующей классификации уровней владения английским языком, нами была разработана схема владения английским

языком для ООО «Нефтестройпроект» (Рис. 1).

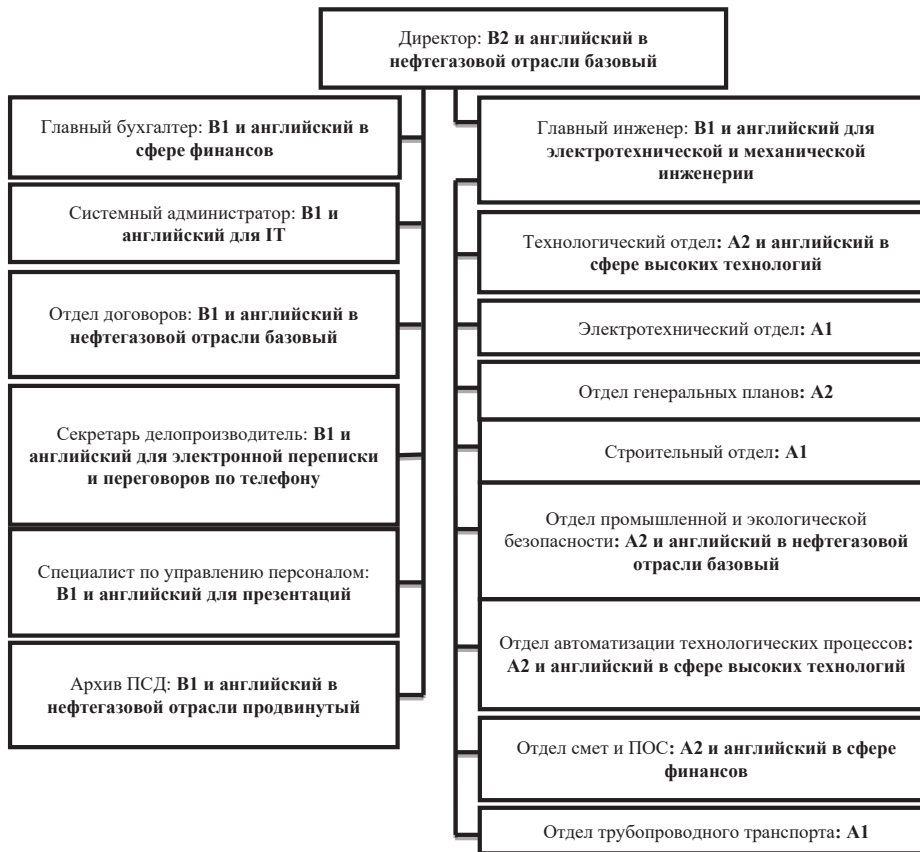


Рис. 1. Организационная структура ООО «Нефтестройпроект»

Для того чтобы руководители и специалисты в нефтегазовой промышленности быть в курсе новых технологий и оборудования, которые приходят с запада, а также правильно понимали их применение, им необходимо знать английский язык. Также эти знания необходимы для успешного ведения переговоров с иностранными компаниями. Именно для этого нужны специальные курсы английского языка: нефтегазовый и деловой.

#### Литература

1. Седых Д.В., Ершов В.К. Роль английского языка в современном мире информационной глобализации // Современные наукоемкие технологии. – 2013. – №1. – С. 110-111.
2. Гутарева Н. Ю., Виноградов Н. В. Язык международного общения // Молодой ученый. – 2015. – №10. – С. 1474–1476.
3. Common European framework of reference for languages: learning, teaching, assessment [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.coe.int/t/dg4/linguistic/source/framework\\_en.pdf](http://www.coe.int/t/dg4/linguistic/source/framework_en.pdf) (дата обращения 23.01.2017).
4. Попова Д.В. Проектируя будущее // Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. – 2014. – №8. – С. 9–10.

## ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЦЕН НА РЫНКЕ КОКСУЮЩЕГОСЯ УГЛЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

А.П. Тырылгина

Научный руководитель старший преподаватель Д.М. Блайвас  
Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,  
г. Нерюнгри, Республика Саха (Якутия), Россия

В 2016 году ожидается значительное ослабление спроса на коксующийся уголь на внутреннем рынке, усилится конкуренция среди поставщиков [2]. При отсутствии перспектив по увеличению потребления на внутреннем рынке наращивание экспорта – единственная возможность сохранить текущий уровень добычи.

Поставки коксующегося угля на экспорт нерюнгринскими предприятиями имеют многолетнюю историю. Старейшее из них – нерюнгринский кластер предприятий Якутуголя, был создан для поставки угля в Японию. В последние годы осуществляются поставки угля в Японию, Китай, Южную Корею.

В указанных условиях интерес к ценам угольного рынка для таких угледобывающих городов как Нерюнгри вполне очевиден. Индикаторной ценой для рынка угля Юго-Восточной Азии является цена CIF Japan. Цель данной работы – исследовать факторы, влияющие на уровень данной цены на коксующийся уголь. Задачи исследования: построение модели, которая связала бы цену с влияющими на неё факторами; изучить возможность использования данной модели для прогнозирования цены коксующегося угля.

Изучение статистики и обзоров угольного рынка дает основание предположить, что в качестве главного фактора, влияющего на цены энергоносителей в Юго-Восточной Азии можно выбрать ВВП Китая. Визуальный анализ рядов ВВП Китая и цен на коксующийся уголь CIF Japan показал, что изменения динамики китайского ВВП повторяется в ценообразовании на рынке угля с временным лагом в один год. ВВП Китая в значительной степени определяет динамику мирового ВВП и может считаться индикатором как мировой, так и региональной экономической активности, а значит и индикатором спроса на уголь со стороны экономической системы.

В модель были включены не абсолютные значения цены коксующегося угля и влияющих факторов, а их относительные изменения в процентах. Регрессионные модели с лаговыми переменными, представляющими динамику показателей уже были использованы при прогнозировании рынков, например [1].

Для прогноза цен была рассмотрена простейшая однофакторная регрессионная модель

$$ЦУ = a + \epsilon * ВВП_k, \quad (1)$$

где: ЦУ – изменение цены коксующегося угля CIF Japan, %;  
ВВП<sub>k</sub> – изменение ВВП Китая с временным лагом в один год, %;  
a,  $\epsilon$  – коэффициенты модели.

Анализ рядов данных показал наличие существенной связи между переменными: значение коэффициента корреляции составило 0,705; с учетом найденных коэффициентов модель приняла вид:

$$ЦУ = -116,855 + 12,929 * ВВП_k$$

Рассчитанные по данной модели изменения в цене угля представлены в таблице 1 и на рисунке 1.

Изменения  
цены угля, %

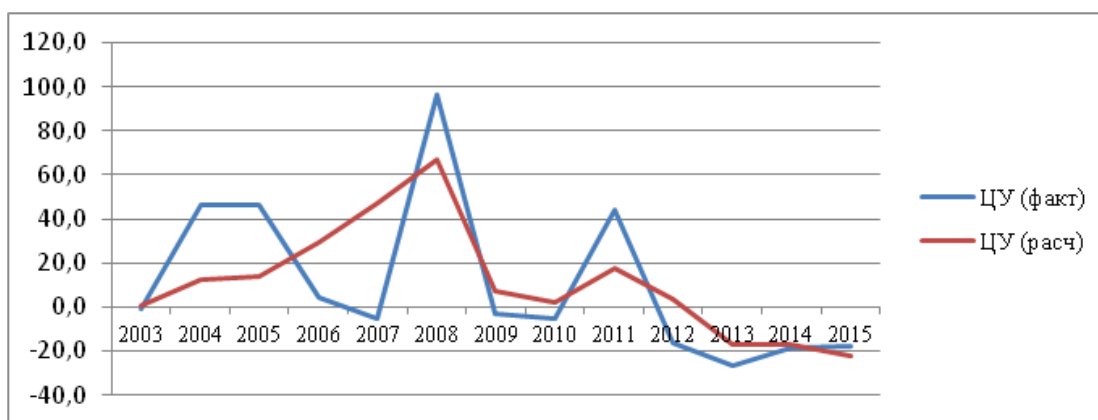


Рис. 1. Фактические и расчетные изменения в цене коксующегося угля CIF Japan

Таблица 1

Фактические и расчетные изменения в цене коксующегося угля GIF Japan

Год	Изменения, %	
	Фактические	Расчетные
2003	- 1,0	0,80
2004	46,6	12,43
2005	46,5	13,73
2006	4,6	29,24
2007	- 5,6	47,34
2008	96,1	66,73
2009	- 3,0	7,26
2010	-5,3	2,09
2011	44,1	17,60
2012	-16, 4	3,38
2013	- 26,6	- 17,30
2014	- 18,5	- 17,30
2015	- 18,0	-22,48

Как видно из данных таблицы и графика, начиная с 2007 года, модель точно отображает точки изменения и общее направление изменения фактических темпов роста. Но в моменты наибольших значений изменений цены величина ошибок увеличивается.

Очевидным недостатком данной модели является отсутствие факторов, действующих на цену со стороны предложения угля, но попытка ввести в модель объем мировой добычи коксующегося угля привела к существенному снижению коэффициента корреляции до величин 0,4–0,5. В связи с этим возможность совершенствования модели видится в нахождении независимых переменных, способных повысить её точность, или случайных событий, которые привели к значительным расхождениям в 2008 и 2011 годах.

#### Литература

1. Ламбен Ж. Стратегический маркетинг / Ж. Ламбен. – СПб.: Наука, 1996.
2. Сайт МеталлЭксперт. [Электронный ресурс]. URL: <http://metalexpert-group.com> (дата обращения 22.01.2017).

## ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ТИТАНА ВО ВЬЕТНАМЕ

Фам Ван Хоанг, Т.С. Глызина

Научный руководитель доцент Шарф Ирина Валерьевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вьетнам известен минеральными ресурсами благодаря географическому расположению, т. к. территория государства находится на пересечении двух металлогенических поясов (Тихоокеанского и Средиземноморского). Современное развитие экономики страны требует наращивание добычи и комплексной переработки добываемых минеральных ресурсов для удовлетворения потребностей внутреннего рынка и экспорта. Важным перспективным направлением является добыча и производство титана. Минеральные запасы титана Вьетнама оцениваются около 658 млн т (включается 78 млн т циркония), это 6-е место в мире по запасам титана.

Общие и прогнозные запасы титановой руды на территории Ниньтхуан, Бинь Туан и Северной Бариа-Вунгтау (около 599 миллионов тонн концентратов). В Ниньтхуан прогнозные запасы – 27 миллионов тонн; Туи Фонг район (Бинь Туан) – 23,9 млн т; Южный Фантьет (Бинь Туан) – 56 млн. т; Намтан район (Бинь Туан) – 1,6 млн т.

На территории Вьетнама работают более десяти компаний. Крупнейшие из них: компания HaTinhMineralsandTradingCo. ведет добычу в провинции Хатинь на месторождениях Камхоа, Кикханг, Кининь, Кианькам, Сюен; Компания VimalCo. Ltd. разрабатывает крупное месторождение Дези в провинции Биньдинь и др.

Наполнение экономики Вьетнама от данного экспорта составляет от 20 до 30 млрд долл./год. Экспортная цена титанового шлака за 2015–2016 гг. сократилась на 40 % от 2013–2014 гг. Такое снижение выручки значительно влияет на рентабельность компаний, экспортирующие титановый шлак. Налоги за пользование природными ресурсами увеличились до 16 % в 2015 году (2014 г. – налог составлял 11 %). Экспортный налог составил 10 %, экологические платежи – 3,5 долл/т.

Властями Вьетнама разработаны мероприятия, для поддержания титановой промышленности:

1. Вложение национальных инвестиций для увеличения добычи и комплексной переработки

титановой руды в стране и за рубежом.

2. Активное сотрудничество с иностранными инвесторами с целью приобретения передовых технологий в области добычи и переработки титана.

3. Обновление и модернизация технологий, разработки новых методик с повышенным процентом извлечения полезных ископаемых из добытых руд.

4. За период 2016–2020 гг. реализация программы по увеличению потребления продукции промышленной переработки титановых руд и концентратов (титановый шлак, пигмент, титановые губки / металлический титан, изделия из циркония) на внутреннем рынке страны.

Таблица 1

*Прогнозирование спроса продукции промышленной переработки титановых руд и концентратов (тыс. т / год)*

№	Наименование продукции	2015 г	2020 г	2030 г
1	Ильменитовый концентрат	1082	1374	1410
	- в стране	1082	1374	1410
	- экспорт	0	0	0
2	Титановый шлак	502	592	612
	- в стране	68	187	343
	- экспорт	434	405	269
3	Рутил	60	120	120
	- в стране	0	0	20
	- экспорт	60	120	120
4	Цирконий	124	156	166
	- в стране	14	19	37
	- экспорт	110	137	129
5	Титановые «губки»	0	0	10
	- в стране	0	0	2
	- экспорт	0	0	8

Проблемы развития титановой промышленности во Вьетнаме.

- 1) Появление неустойчивых поверхностей с образованием круглых впадин глубиной от 5-ти до 20-ти м.
- 2) Гибель леса и местной фауны в результате увеличения добычи титана.
- 3) Риск береговой эрозии из-за промышленной деятельности (близкорасположенной к краю морской воды (около 80–100 метров).
- 4) Истощение подземных вод и неконтролируемый рост площади пустыни.
- 5) Распространение радиоактивных веществ. (уровень радиации в районах добычи и переработки титановых руд в Бинь Туан повысился в 6–15 раз, в Бинь Динь в 4–70 раз).
- 6) Недостаточные природоохранные мероприятия.
- 7) Социальный конфликт (периодически возникали демонстрации местного населения и рабочих шахт с порчей горно-шахтного оборудования).

Вопреки негативным факторам, освоение новых месторождений, добыча и экспорт продукции титановой промышленности во Вьетнаме увеличивается благодаря совместным взаимовыгодным проектам и инвестициям из Китая, Ю. Кореи, Японии, России. Перспективы роста производства титана во Вьетнаме направлены на совершенствование технологий комплексной переработки концентратов крупных титановых месторождений и реформирование слабо развитых инфраструктур страны.

**Литература**

1. Конференция Министерства промышленности и торговли Вьетнама. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.queenhousepaint.vn>. (дата обращения 28.02.2017).
2. Добыча и разработка ресурсов во Вьетнаме. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.hamico.vn>. (дата обращения 28.02.2017).

## ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ВЬЕТНАМА

Фам Динь Ан, Т.С. Глызина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Деревообрабатывающая и лесная промышленность Вьетнама – это небольшая по объему и специфическая сфера народного хозяйства, включающая в себя взаимосвязанные отрасли, основанные на производстве восстанавливаемых ресурсов растительного мира страны. Природные леса и лесопосадки на территории Вьетнама с 1990-х гг. занимали 9180 тысяч га, к 2013 – 15 гг. площадь лесов увеличилась до 12,6 млн га (от общей площади страны составила 37,8 %). Общие запасы древесины на корню оцениваются в 813,3 млн куб. м, недревесные продукты леса составляют 379,0 тыс. га (например, бамбук, запасы которого оцениваются в 8500 млн стволов).

Деревообрабатывающая и лесная промышленность Вьетнама состоит из четырех стадий: I – лесное хозяйство II – лесозаготовка III – деревообработка VI – деревопереработка. Наибольшее внимание со стороны Властей Вьетнама уделяется развитию лесного хозяйства, поскольку для роста деревообрабатывающей промышленности страны необходимо эффективное лесопользование для социальной устойчивости государства. Выполняется комплекс мер по охране лесов и насаждений: запрет вырубki леса; четкий учет древесной и кустарниковой растительности; охрана, учет и регулирование дикой фауны (представителей всех видов животного мира); лечение и карантинная вырубka большой древесной растительности; выделение делянок для лесозаготовителей; ведение лесопосадочной и лесовосстановительной деятельности; осуществление противопожарных мероприятий; выделение территорий под заповедники и национальные парки; регулирование зеленых насаждений в городских и промышленных районах.

В настоящее время древесина из Вьетнама экспортируется на четыре основных рынка: Китай, Японию, Корею и Тайвань. В Азии до 2010–2012 гг. Япония считалась самым крупным потребителем древесины. Однако запуск целлюлозно-бумажного комбината в Китае увеличил потребление древесины на рынке, и Китай стал самым крупным импортером леса во Вьетнаме. Согласно данным на 2012 г. суммарное количество древесины, экспортируемой из Вьетнама было 5,7 млн т, из которых только импорт Китая составил 3,36 млн т, что эквивалентно 56,6 % от общего объема экспорта древесины из Вьетнама; Японии – 33,2 %, Кореи – 9,1 %, Тайваня – 1 %.

Таблица 1

Экспорт древесины из Вьетнама в 2004–2015 гг. (т)

Страна импортер	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Китай	537180	554230	898120	113108	151023	3360150	5081810	5839200
Япония	875150	1018360	1387730	197075	146187	1785320	2979320	2975180
Корея	62140	125230	153190	26359	12250	465970	820590	815240
Тайвань	32050	192580	19570	41417	4566	57610	99480	200840
Другие страны					410	310	60	20
Суммарное количество	1506520	1890400	2634740	3779590	3140670	5669360	8981260	9830480

По прогнозам, спрос на древесину из восточно-азиатского региона будет увеличиваться в будущем за счет расширения китайского рынка. Рынок потребления древесины в Тайване и в Южной Корее останется стабильным около 300 000–400 000 тонн / год, японский рынок имеет тенденцию к сокращению. Поступление в экономику Вьетнама от экспорта древесины в 2015 г. было 650 млн долларов, это больше на 10 %, чем в 2014 г. и на 70 % по сравнению с 2009 г. Однако при увеличении экспорта древесины во Вьетнаме деревообрабатывающая и лесная промышленность страны является не устойчивой. Это связано с рисками нехватки сырья, поскольку национальные заводы по переработке древесины развиваются стремительно, и по прогнозам число заводов будет расти в будущем.

Существует ряд причин сдерживающих развитие лесного сектора:

1. Защита и охрана лесов выполняются сельским населением, которое придерживается местных и национальных традиций, и не соответствуют современным стандартам цивилизации. В сельской местности существует низкий уровень грамотности. Из-за низкоквалифицированного персонала, отсутствия профессиональных знаний не может выполняться программа по сохранению и увеличению лесов.
2. Частая незаконная вырубka леса.
3. Отсутствие на многих предприятиях глубокой переработки древесины.
4. Крупные местные лесозаготовительные компании специально сдерживают инвестирование в заготовительную отрасль, а развивают отрасль переработки древесины из-за повышенной добавленной стоимости.
5. Местная коррупция. Часто, по договоренности, участки, предназначенные для посадки лесов или лесные массивы, переводят под сельскохозяйственные площади или пастбища.

### Литература

1. Нгуен Ван Лок. Лесопромышленный комплекс Вьетнама: современное состояние и перспективы развития // Воронежский научно-технический вестник. – 2014. – № 2(8). – С. 108–110.
2. Официальный сайт генерального управления лесного комплекса Вьетнама. [Электронный ресурс]. URL: [www.mard.gov.vn](http://www.mard.gov.vn). (дата обращения 28.02.2017).



## МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

К.В. Федоров, А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На смену Киотскому протоколу приходит Парижское соглашение, принятое в декабре 2015 года на конференции ООН, когда 195 стран-участниц форума условились не допустить повышения средней температуры на планете к 2100 году более чем на 2 градуса по Цельсию по сравнению с доиндустриальной эпохой. Россия подписала Парижское соглашение 22 апреля в числе 175 стран. Развитие современного производства невозможно без сохранения исчерпаемых природных ресурсов и сохранения сравнительно стабильных условий для проживания людей, принадлежащих к разным поколениям. Сохранение такой стабильности носит название – «устойчивое развитие». Важнейшими направлениями устойчивого развития являются ограничение выбросов углекислого газа и повышение энергоэффективности экономики стран мира. [1]

### Показатели энергоэффективности

Из показателей энергоэффективности выделим в первую очередь следующие:

- объём использования энергии или, как это называется в зарубежной литературе, общее предложение первичной энергии (ОППЭ);
- энергоёмкость, которая является отношением общего предложения первичной энергии (ОППЭ) к валовому внутреннему продукту (ВВП) страны;
- структуру использования первичной энергии (нефть, газ, каменный уголь, гидро- и атомная энергетика, возобновляемые источники энергии).

Другие показатели не являются столь популярными как вышеназванные, но, тем не менее, для потребителя они вносят существенный вклад в его понимание ценности повышения энергоэффективности. Например, таким фактором можно назвать доступность и стабильность получения необходимых видов энергии. Другим фактором, можно назвать обеспеченность энергией среднего потребителя. Аргументом чего служит восхищение фотографиями из космоса поверхности Земли в ночное время. Еще одним фактором можно назвать развитие промышленности и человеческого капитала, которые в значительной степени влияют на потребление всех видов первичной энергии.

Для сокращения затрат энергии разработка показателей энергоэффективности должна быть нацелена на приоритетные секторы и виды конечного потребления. В качестве исходного пункта для обзора энергопотребления страны следует использовать энергетические балансы, поскольку они имеются почти в каждой стране. Энергетический баланс является основой для формирования данных по всем энергетическим товарам, входящим, выходящим и потребляемым в данной стране за отчетный период (например, год).

Существует множество целей составления энергетического баланса на основе разнообразных товарных балансов, а именно: 1) предоставление всестороннего обзора энергетического профиля страны в целях контроля энергетической безопасности, наблюдения за энергетическими рынками, поддержки соответствующих политических целей и разработки надлежащей энергетической политики; 2) обеспечение основы для расчета совокупных социально-экономических показателей и оценки выбросов CO<sub>2</sub>; 3) сравнение различных базовых периодов и различных стран; 4) предоставление инструмента для обеспечения полноты, согласованности и сравнимости базовой статистики; 5) расчет эффективности процессов преобразования энергии, а также относительных долей разных секторов или товаров в общих поставках или потреблении энергии в стране. [3]

### Характеристика энергетического баланса

Энергетический баланс обычно имеет форму матрицы товаров и их потоков, с различными уровнями дезагрегации, хотя существуют также и графические формы.

В рамках баланса, общее конечное потребление дезагрегируется по секторам, таким как, например, промышленность, транспорт, жилищный сектор, услуги и прочие. Однако уровень дезагрегации таких энергетических данных недостаточен для контроля энергоэффективности, поскольку никакой информации не дает, например, по видам конечного потребления в жилищном секторе или по типам транспортных средств или сегментам транспорта.

Поэтому энергетический баланс будет полезен для оценки секторов, которые являются крупнейшими потребителями энергии в стране и в которых реализация потенциала экономии энергии даст наибольшую отдачу, перед запуском программ сбора более детальных данных для показателей энергоэффективности (Рис. 1).

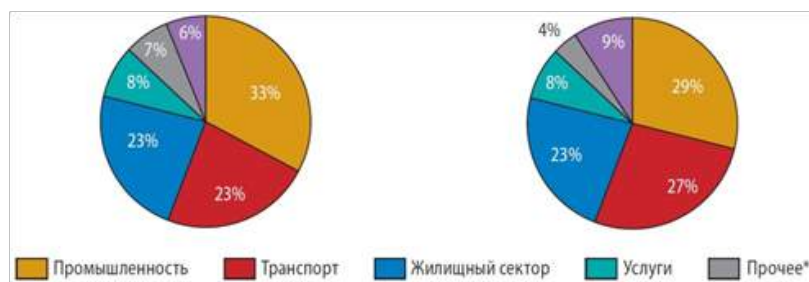


Рис. 1. Доли секторов в мировом конечном энергопотреблении, 1973 и 2011 годы.

Для построения показателей энергоэффективности требуется дальнейшая дезагрегация данных и понимание того, какие подсекторы и виды конечного потребления в наибольшей мере влияют на энергопотребление в каждом из секторов. Например, в холодной стране наиболее значимым видом конечного потребления в жилищном секторе может быть отопление, тогда как в теплой стране – охлаждение помещений. Как и в случае других секторов, эта доля очень отличается по странам, в зависимости от степени промышленного развития и энергоёмкости промышленного сектора экономики.

В мировом масштабе на промышленность приходится более четверти общего конечного потребления энергии (ОКПЭ), это снижение примерно с трети в 1973 году. Крупнейшими источниками энергии для промышленного потребления являются уголь (29%), электроэнергия (26%) и, в меньшей степени, природный газ (20%). Доля нефти, доминировавшая в 1973 году (29%), существенно сократилась до 13% в 2011 году (рис. 2), тогда как доля угля за эти годы увеличилась до 29%. Нефть и электричество имеют противоположные тенденции: доля нефти сократилась почти наполовину за период 1973–2011 годов, тогда как доля электроэнергии за тот же период почти удвоилась. Как и в жилищном секторе и секторе услуг, а также в выработке электроэнергии, в промышленном секторе есть серьезное стремление к сокращению доли нефти. В промышленности быстро растет потребление электроэнергии из-за увеличения использования электрических процессов.

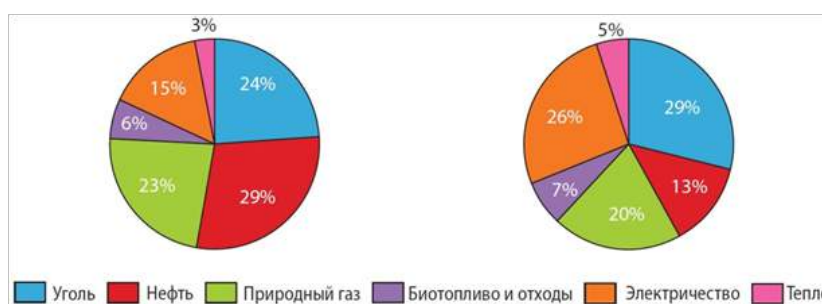


Рис. 2. Доля различных источников энергии в мировом энергопотреблении промышленного сектора, 1973 и 2011 годы.

### Энергетическая стратегия России

Стратегической целью государственной энергетической политики России в области формирования рационального топливно-энергетического баланса является оптимизация структуры производства, внутреннего потребления и экспорта топливно-энергетических ресурсов с учетом требований обеспечения энергетической безопасности, экономической и энергетической эффективности, усиления внешнеэкономических позиций страны. [2]

Прогнозный топливно-энергетический баланс России на период до 2030 года предусматривает:

- снижение доли газа в потреблении первичных топливно-энергетических ресурсов с 52 процентов в 2005 году до 46 - 47 % к 2030 году;
- увеличение доли нетопливных источников энергии в потреблении первичных топливно-энергетических ресурсов с 11 % до 13 - 14 % к 2030 году;
- снижение удельной энергоёмкости экономики и энергетики (в 2,1 -2,3 раза) при незначительном росте внутреннего потребления (в 1,4 - 1,6 раза), экспорта (в 1,1 - 1,2 раза) и производства энергоресурсов (в 1,3 - 1,4 раза). [4]

Прирост к 2030 г. должен составить: запасов нефти 5122 млн. тонн; запасов природного газа 6500 млрд. куб. м; объемы глубокого бурения 39850 тыс. метров; объемы сейсморазведки 1500 тыс. км. Также к этому сроку должны быть достигнуты следующие показатели: коэффициент извлечения нефти – 35 – 37%; глубина переработки нефти 89 – 90%; выход светлых нефтепродуктов – 72 - 73 %; прирост мощности (к 2005 году) магистральных трубопроводов для поставок нефти в дальнее зарубежье – 65 – 70%. [5]

Однако снижение цен на углеводороды, произошедшее в 2014–2015 г. поставило под угрозу выполнение пунктов Энергетическая стратегия России. В связи с чем, Правительство России предприняло ряд мер для стабилизации всей экономики России, что отразилось в стабилизации показателей развития нефтегазовой отрасли страны.

### Литература

1. Доклад министра энергетики РФ Александра Новака на национальном газовом форуме. [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства энергетики РФ. – URL: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/14507.html> (дата обращения 30.01.2017).
2. Корольков В.Е., Якушин А.П. Анализ нефти и её роли в инновационном развитии экономики // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – №7 (38). – Часть 3. – С. 51–53.
3. Навстречу более энергоэффективному будущему – URL: [http://www.iea.org/media/translations/russian/indicators\\_brochure\\_ru.pdf](http://www.iea.org/media/translations/russian/indicators_brochure_ru.pdf) (дата обращения 18.01.2017).
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года – URL: <http://www.gazportal.ru/info/docs/energeticheskaya-strategiya-rossii-na-period-do-2030-goda/006-2-strategicheskie-iniciativy-razvitiya-toplivno-energeticheskogo-kompleksa/> (дата обращения 15.02.2017).
5. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (основные положения). – URL: <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf> (дата обращения 30.12.2016).

**АПРОБАЦИЯ КОМПЕТЕНТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ СПЕЦИАЛИСТОВ СЛУЖБ ЛОГИСТИКИ  
ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ ШЕЛЬФ»**

**Д.В. Худяков<sup>1</sup>, В.Б. Романюк<sup>2</sup>**

*Научный руководитель профессор Е.В. Нехода<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский государственный университет,  
г. Томск, Россия*

<sup>2</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Сфера профессиональной деятельности представляет собой проектирование и внедрение современных логистических систем и технологий, анализ логистических бизнес-процессов и оценку эффективности логистических подразделений предприятий, разработку систем управления качеством логистического сервиса

Логистика позволяет существенно сократить временной интервал между приобретением сырья и полуфабрикатов и поставкой готового продукта потребителю, способствует резкому сокращению материальных запасов. Применение логистики ускоряет процесс получения информации, повышает уровень сервиса.

Деятельность в области логистики многогранна. Она включает управление транспортом, складским хозяйством, запасами, кадрами, организацию информационных систем, коммерческую деятельность и многое другое. Каждая из перечисленных функций глубоко изучена и описана в соответствующей отраслевой дисциплине. Принципиальная новизна логистического подхода – органичная взаимная связь, интеграция вышеперечисленных областей в единую материалопроводящую систему. Цель логистического подхода – сквозное управление материальными потоками.

Управление материальными потоками всегда являлось существенной стороной хозяйственной деятельности. Однако лишь сравнительно недавно оно приобрело положение одной из наиболее важных функций экономической жизни. Основная причина – переход от рынка продавца к рынку покупателя, вызвавший необходимость гибкого реагирования производственных и торговых систем на быстро изменяющиеся приоритеты потребителя.

В условиях перехода к рыночным отношениям единые системы нормативов совершенствования материально-технической базы теряют свое прежнее значение. Каждый субъект хозяйствования самостоятельно оценивает конкретную ситуацию и принимает решения. Как свидетельствует мировой опыт, лидерство в конкурентной борьбе приобретает сегодня тот, кто компетентен в области логистики, владеет ее методами.

Управление логистическими системами, их формирование и оптимизация работы в нефтегазовой отрасли имеет ряд специфических особенностей, связанных с технологией производственного процесса, особенностями доставки товара, высокими рисками и т.п. В связи с этим была разработана матрица компетенций и составлены тесты по данному направлению деятельности в ООО «Газпром нефть шельф» (таблица 1). В апробации системы оценки приняли участие специалисты следующих подразделений ООО «Газпром нефть шельф»: Управление логистики и обеспечения, Отдел логистики, отдел эксплуатации флота, Отдел морских перевозок, Отдел складской логистики.

Набор компетенций для этих служб состоял из: методологических основ логистики; базовых логистических концепций; закупочной, сбытовой, транспортной логистик; логистики запасов; логистики складирования; информационных систем в логистике; логистического управления. Кроме того, в круг компетенций специалистов вошли: мировой фрахтовый рынок; договорная и контрактная работа; тендерная документация (в том числе организация электронных торгов); управление взаимоотношений с поставщиками; ценообразование в управлении закупками. Сложность тестовых заданий было разбито на три уровня. Для оптимизации системы оценки, количество тестовых заданий по каждой компетенции было увязано с матрицей компетенции, а именно зависело:

- количества вопросов i-го уровня сложности вопросов по j-ой компетенции.
- доля j-ой компетенции по i-ым уровням сложности

**Таблица 1**

**Матрица компетенций Управления логистики и обеспечения ООО «Газпром нефть шельф»**

Управление закупок	Отдел закупки материально-технических ресурсов							Отдел планирования закупок						уровни компетенций			
	Начальник отдела	Главный специалист	Ведущий инженер 1	Ведущий инженер 2	Ведущий инженер 3	Инженер 1 категории 1	Инженер 1 категории 2	Начальник отдела	Главный специалист	Ведущий инженер 1	Ведущий инженер 2	Инженер 1 категории 1	Инженер 1 категории 2	первый	второй	третий	ВСЕГО
Снабжение компании. Основные понятия	3	3	2	2	2	1	1	3	3	2	2	1	1	4	5	4	13
	3	2	2	1	2	1	1	3	3	2	2	1	1	5	5	3	13
	3	3	2	2	1	1	1	3	2	2	2	1	1	5	5	3	13
Организация работы отдела закупок	3	3	2	2	2	1	1	3	2	2	2	2	1	3	7	3	13
	3	2	1	1	1	1	1	3	3	2	1	1	1	8	2	3	13
	3	2	1	1	1	1	1	3	3	3	3	1	1	7	1	5	13

Закупочная логистика	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	1	1	4	9	0	13
	2	2	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	0	8	5	13
	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	3	3	0	9	4	13
Управление запасами. Планирование закупок	3	2	3	1	2	2	1	3	3	1	2	2	2	3	6	4	13
	2	3	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	0	10	3	13
	2	2	1	2	3	1	2	3	3	2	1	2	2	3	7	3	13
Управление взаимоотношениями с поставщиками	2	2	3	2	3	1	1	3	3	1	1	1	1	6	3	4	13
	2	2	2	2	2	1	2	2	3	2	2	2	2	1	11	1	13
	3	3	2	2	2	2	1	3	3	2	2	1	1	3	6	4	13
Переговоры с поставщиками	3	3	2	1	2	2	2	2	2	3	2	2	3	1	8	4	13
	2	3	1	2	2	2	3	3	2	2	3	2	3	1	7	5	13
	3	2	2	2	2	3	2	3	2	1	2	2	3	1	8	4	13
Ценообразование в управлении закупками	3	2	2	1	2	2	2	2	2	3	1	1	1	4	7	2	13
	2	2	3	2	2	3	1	2	1	2	2	1	2	3	8	2	13
	2	3	2	2	2	1	3	2	2	2	2	1	2	2	9	2	13
Электронные торги, тендеры и аукционы	3	2	2	3	2	1	2	3	2	2	2	1	1				
Современные технологии и автоматизация	2	2	1	2	2	3	3	2	2	1	2	3	3				
Договорная работа	3	2	2	2	2	3	2	3	3	2	3	2	2	0	8	5	13
	3	2	3	2	2	3	2	3	3	3	3	2	2	0	6	7	13
Уровни	1	0	0	5	6	3	12	11	0	1	4	4	12	11			
	2	11	17	15	17	19	7	10	9	12	16	16	11	9			
	3	14	8	5	2	3	6	4	16	12	5	5	2	5			
<b>Всего</b>	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25				
Удельный вес компетенций в % по уровням	0	0	20	24	12	48	44	0	4	16	16	48	44				
	44	68	60	68	76	28	40	36	48	64	64	44	36				
	56	32	20	8	12	24	16	64	48	20	20	8	20				
<b>Всего</b>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100				

Максимальное число тестовых заданий в системе оценки отводилось тем компетенциям, которые занимали наибольший удельный вес при тестировании специалистов. Например, по таким компетенциям: «переговоры с поставщиками», «ценообразование в управлении закупками», «электронные торги», тестировались практически все специалисты подразделений и служб организации. Следовательно, количество тестовых заданий по данным компетенциям было наибольшим в системе оценки. Другими словами система оценки оптимизирована по принципу значимости компетенции в ходе тестирования специалистов.

#### Литература

1. Дмитриев А. Ю. Об оценке компетентности специалистов нефтегазовой компании [Электронный ресурс] = On the evaluation of the competence of oil and gas company specialists / А. Ю. Дмитриев, Д. В. Худяков, В. Б. Романюк // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление: научно-технический журнал / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации ; Федеральное агентство по недропользованию. – 2016. – № 3. – С. 47-54. – Доступ по договору с организацией-держателем ресурса. URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=26136421>

**ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ  
БЕЗОПАСНОСТИ ГОРНЫХ РАБОТ**

**К.Е. Чальшева**

**Научный руководитель заведующий кафедрой гражданского права И.Б. Калинин  
Российский государственный университет правосудия, Западно-Сибирский филиал,  
г. Томск, Россия**

При пользовании недрами в последние десятилетия осуществляется воздействие на окружающую среду, превосходящее по объёмам естественные природные процессы. Так, за один год всеми вулканами планеты из недр извергается около 65 км<sup>3</sup> лавы, в то время как в процессе недропользования извлекается из недр и перемещается около 100 км<sup>3</sup> горных пород. При этом в ходе пользования недрами оказывается не только негативное воздействие на окружающую среду, но и создаётся опасность как для работников, осуществляющих недропользование, так и для жителей территорий, на которых оказывают воздействие горные работы. В Кузбассе, например, существует специальная (и, очевидно, дорогостоящая) программа расселения жителей домов, приходящих в аварийное состояние из-за проседания грунтов над старыми угольными подземными выработками. Наиболее опасными являются объекты горнодобывающей промышленности, в первую очередь, угольные шахты. Самые крупные аварии, имеющие социально значимые последствия с большим количеством погибших и травмированных работников, как в России, так и в зарубежных странах, произошли именно на объектах угольной промышленности [11. С. 27]: Франция, 1906 г. – 1060 погибших, Манчжурия, 1931 г. – более 3000, 1942 г. – 1572 жертв, Россия, 2010 – 91 погибший (шахта Распадская). Возникновение чрезвычайных ситуаций – распространённое явление при недропользовании. Основными их причинами являются физический износ оборудования, нарушение технологических норм, правил техники безопасности и охраны труда, пользование недрами без учёта территориальных экологических и климатических особенностей, необеспечение мер по предупреждению чрезвычайных ситуаций и уменьшению их негативного воздействия на окружающую среду [12].

Согласно ст. 1 Федерального закона «Об охране окружающей среды» [4], экологическая безопасность – это состояние защищённости природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий. Министерство природных ресурсов и экологии РФ, по словам Министра, выделяет пять основных задач в сфере экологической безопасности недропользования: 1) безаварийная эксплуатация технологического оборудования; 2) минимизация негативного воздействия на окружающую среду; 3) обеспечение готовности специализированных подразделений и служб к ликвидации последствий аварий, а также их профилактика, как на суше, так и на континентальном шельфе России; 4) предоставление организациями информации о загрязнении окружающей среды и мерах по реабилитации загрязнённых объектов; 5) обеспечение производственного контроля и государственного надзора [9]. При этом обеспечение экологической безопасности должно осуществляться по трём основным направлениям: 1) обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов недропользования; 2) предупреждение загрязнения окружающей среды отходами недропользования; 3) предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций [10].

Экологическая безопасность, как отмечалось, – это состояние защищённости природной среды. Обеспечить такое состояние можно только путём реализации мер по охране окружающей среды, в том числе, и посредством проведения мероприятий, направленных на недопущение техногенных аварий на объектах недропользования. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» содержит лишь отсылочную норму, определяющую правовые основы в сфере экологической безопасности недропользования. В соответствии со ст. 2 Закона, отношения, возникающие в области охраны и рационального использования природных ресурсов, их сохранения и восстановления, регулируются ... законодательством о недрах, иным законодательством в области охраны окружающей среды и природопользования.

Закон РФ «О недрах» [2], как базовый закон системы горного законодательства, регулирует охрану окружающей среды несколькими способами: 1) Путём введения ограничения или запрета права пользования недрами. Статья 3 Закона к полномочиям федеральных органов государственной власти в сфере регулирования отношений недропользования относит введение ограничений на пользование недрами на отдельных участках для обеспечения, в том числе, охраны окружающей среды. Согласно ст. 8 Закона, пользование отдельными участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения ... охраны окружающей среды. 2) Через соблюдение порядка консервации и ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых (п. 9 ст. 23 Закона). 3) Путём предотвращения размещения отходов производства и потребления на водосборных площадях подземных водных объектов и в местах залегания подземных вод, которые используются для целей питьевого водоснабжения или обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения, или резервирование которых осуществлено в качестве источников питьевого водоснабжения (п.11 ст. 23 Закона).

Помимо этого, Закон РФ «О недрах» предусматривает правила охраны собственно недр и участков недр. К ним можно отнести следующие требования: 1) охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку (п. 7 ст. 23 Закона); 2) предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении отходов I – V классов опасности, сбросе сточных вод, размещении в пластах

горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд (п. 8 ст. 23 Закона). В случае нарушения требований по охране окружающей среды или недр право пользования недрами может быть ограничено, приостановлено или прекращено уполномоченными государственными органами.

Федеральным законом «О континентальном шельфе Российской Федерации» [1] введены дополнительные ограничения при недропользовании на континентальном шельфе России в целях охраны окружающей среды. Статьей 16.1 Закона предусмотрено, что создание, эксплуатация, использование искусственных островов, установок, сооружений при региональном геологическом изучении, геологическом изучении, разведке и добыче минеральных ресурсов континентального шельфа не могут осуществляться в случаях, если такие создание, эксплуатация, использование несовместимы с требованиями защиты и сохранения морской среды, природных ресурсов континентального шельфа а также если такую деятельность планируется осуществлять в границах особо охраняемых природных территорий континентального шельфа.

Обеспечение экологической безопасности горных работ невозможно без реализации мер по их промышленной безопасности. Правовые основы промышленной безопасности заложены Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [3]. В соответствии с названным Законом, под промышленной безопасностью опасных производственных объектов понимается состояние защищённости жизненно важных интересов личности и общества от аварий и их последствий на опасных производственных объектах. Производственные объекты, на которых ведутся горные работы (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых и разработки россыпных месторождений полезных ископаемых, осуществляемых открытым способом без применения взрывных работ), работы по обогащению полезных ископаемых прямо отнесены указанным законом к опасным производственным объектам. Применительно к горным работам, в зависимости от их опасности, Законом предусмотрено четыре класса опасности для подземных и открытых горных работ (I, II, III и IV классы опасности). Правила безопасности на опасных производственных объектах распространяются на все предприятия и организации, осуществляющие деятельность на горных разработках независимо от организационно-правовых форм и форм собственности, а также на индивидуальных предпринимателей и физических лиц, осуществляющих проектирование, строительство и эксплуатацию горного предприятия, разработку, изготовление, ремонт и использование машин, оборудования, приборов и материалов, работников научно-исследовательских и проектных организаций, контролирующие органы, военизированные горноспасательные части, а также лиц, чья работа или учёба связана с посещением горного предприятия [11].

Детализируются требования в области экологической и промышленной безопасности при проведении горных и связанных с ними работ подзаконными нормативными правовыми актами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), которая является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции, в том числе, по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и промышленной безопасности [5]. Среди последних такого рода нормативных правовых актов следует указать, в частности, такие, как: «Инструкция по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, на которых ведутся горные работы» [6]; «Правила промышленной безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом» [7]; «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» [8].

#### Литература

1. Собрание законодательства РФ. 1995. № 49. Ст. 4694 (в ред. Федерального закона от 02.05.2015 г. № 127-ФЗ).
2. Собрание законодательства РФ. 1995. № 10. Ст. 823 (в ред. Федерального закона от 03.07.2016 г. № 279-ФЗ).
3. Собрание законодательства РФ. 1997. № 30. Ст. 3588 (в ред. Федерального закона от 03.07.2016 г. № 283-ФЗ).
4. Собрание законодательства РФ. 2002. № 2. Ст. 133 (в ред. Федерального закона от 03.07.2016 г. № 353-ФЗ).
5. Постановление Правительства РФ от 30.07.2004 г. № 401 «О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» // Собрание законодательства РФ. 2004. № 32. Ст. 3348 (в ред. Постановления Правительства РФ от 23.11.2016 г. № 1229).
6. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31 октября 2016 г. № 449 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Инструкция по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, на которых ведутся горные работы» // <http://www.pravo.gov.ru> (вступает в силу 31 мая 2017 г.).
7. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 28 ноября 2016 г. № 501 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом» // <http://www.pravo.gov.ru> (вступает в силу 23 июня 2017 г.).
8. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 ноября 2016 г. № 461 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» // <http://www.pravo.gov.ru> (вступает в силу 2 июня 2017 г.).
9. Донской С. Экологическая безопасность недропользования: Из выступления на заседании правительственной комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности, Минприроды. [Электронный ресурс] // Pro-arctic. URL: <http://pro-arctic.ru/27/02/2014/ecology/7107> (дата обращения: 27.01.2017).
10. Жаворонкова Н.А. Правовые проблемы обеспечения экологической безопасности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С.93–100.

11. Содружество независимых государств. Исполнительный комитет. Экологическая и промышленная безопасность при освоении месторождений полезных ископаемых государств – участников СНГ. – М., 2014. [Электронный документ]. URL: <https://docviewer.yandex.ru/?url=http%3A%2F%2Fwww.e-cis.info%2Ffoto%2Fpages%2F24349.doc&name=24349.doc&lang=ru&c=58b0ed41b8e1> (дата обращения 22.02.2017).
12. Тельхигова М.Ш. Правовое регулирование обеспечения экологической безопасности недропользования на северных территориях Российской Федерации // Молодой ученый. – 2015. – № 20. – С. 385–388.

## НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРЕДЕЛАХ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

К.В. Часовских

*Научный руководитель профессор Е.С. Болтанова*

*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Под недропользованием понимается выполнение работ, соответствующих лицензии на право геологического изучения недр, добычи полезных ископаемых, использования и захоронения отходов производства, строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых [4]. Согласно ст. 8 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» пользование отдельными участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения национальной безопасности и охраны окружающей среды [1]. Так на территориях населенных пунктов, пригородных зон, объектов промышленности, транспорта и связи пользование недрами может быть полностью или частично запрещено, если это пользование может создать угрозу жизни и здоровью людей, нанести ущерб хозяйственным объектам или окружающей среде. Также в законе указывается, что пользование недрами на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) должно осуществляться в соответствии с особым статусом данных территорий.

Для того, чтобы узнать, какие ограничения прав недропользователей устанавливаются на особо охраняемых природных территориях, обратимся к анализу законодательства, регулирующего правовой статус указанных территорий.

Согласно ФЗ от 14.03.1995 № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» к особо охраняемым территориям относятся: государственные природные заповедники (в том числе биосферные заповедники), национальные парки, природные парки, государственные природные заказники, памятники природы, дендрологические парки и ботанические сады [2].

Так в границах государственных природных заповедников полностью запрещаются любые виды деятельности, природные ресурсы, расположенные в границах данных территорий, являются изъятыми их гражданского оборота.

В границах национальных парков могут быть выделены два вида зон с особыми правовыми режимами – зоны, в которых полностью запрещена любая деятельность, и зоны, в которых предусмотрены ограничения отдельных видов деятельности, но, несмотря на различия в правовых режимах данных зон, в законе указано, что природные ресурсы, расположенные в границах таких территорий, являются изъятыми их гражданского оборота.

На территории национальных парков также запрещается любая деятельность, которая может нанести ущерб природным комплексам и объектам, находящимся на территории данных парков, и противоречащая целям и задачам таких парков, к указанной деятельности, в том числе относятся разведка и разработка полезных ископаемых, а также деятельность, влекущая за собой нарушение почвенного покрова и геологических обнажений.

На территориях природных парков, государственных природных заказников, территориях памятников природы, а также на территориях дендрологических парков и ботанических садов запрещена любая деятельность, которая противоречит целям создания указанных территория и причиняет вред природным комплексам и их компонентам. Природные ресурсы, расположенные в границах природных парков и дендрологических парков и ботанических садов, (в отличие от других территорий) являются ограниченными в гражданском обороте, то есть можно сделать вывод о том, что на указанных территориях (чисто теоретически) возможно осуществление недропользования, если это не нарушает установленный в них режим.

Исходя из анализа норм, регулирующих правовой режим различных территорий, входящих в состав ООПТ, можно сделать вывод о том, что в границах особо охраняемых природных территорий деятельность по использованию недр, например, в случае обнаружения полезных ископаемых, будет невозможна, в силу прямого запрета законодательства (данный тезис также находит свое отражение и в юридической литературе – отмечается, что «природоохранное законодательство идет по запретительному пути всех видов деятельности на территории ООПТ» [8]). Но на практике разработка месторождений на территории ООПТ все-таки возможна – необходимая территория просто «выводится» из состава особо охраняемых природных территорий [8, 9]. В качестве примеров можно привести национальный парк Бузулукский бор (добыча нефти) [6], золоторудное месторождение «Чудное» [3, 5] и др.

Такое «выведение», на мой взгляд, не является правильным, так как «вывода» ту или иную территорию из состава ООПТ, мы нарушаем целостность и значимость самого понятия «особо охраняемая природная территория» (к тому же, некоторые «выведенные» территории могут находиться в центре ООПТ, но после «выведения» на них уже не будут распространяться нормы, регулирующие правовой режим ООПТ).

В сложившейся ситуации, необходимо обратиться к опыту зарубежных стран. В качестве примера хотелось бы рассмотреть национальный парк «Какаду» в Австралии. После того как на территории данного парка было обнаружено крупное месторождение урана часть территории была «выведена» из его состава. В связи с тем, что данная территория все равно продолжает оставаться частью национального парка к пользователям недр предъявляются дополнительные экологические требования [10, 11]. Их можно разделить на два больших блока «первичные» и «вторичные». К первичным, например, относятся такие как – обязанность сохранения особенностей национального парка, в соответствии с которыми он был включен в список объектов Всемирного природного наследия, проведение рекультивационных работ и др. К вторичным относятся – требования к хранению, использованию, утилизации опасных веществ и отходов, требования к использованию и утилизации использованной породы и др. Также все пользователи обязаны использовать наилучшие технологии, проводить мониторинг окружающей среды не только самого объекта, но и прилегающих территорий, проводить экологические исследования по оценке защиты окружающей среды и др. Ознакомившись с некоторыми положениями Австралийского законодательства можно сделать вывод о том, что к деятельности по недропользованию в пределах территорий, ранее входящих в состав ООПТ, предъявляются повышенные экологические требования. Подобные требования можно также найти в законодательстве других зарубежных стран (США, Германия).

Подводя итог проведенному исследованию, хотелось бы отметить, что законодательство, регулирующее правовой режим ООПТ, на сегодняшний день нуждается в изменениях. Так, необходимо предусмотреть возможность нахождения полезных ископаемых на территориях, входящих в состав ООПТ, и урегулировать правовой режим таких территорий (исходя из «особого» статуса ООПТ), продумать систему требований, предъявляемых к недропользователям, осуществляющим свою деятельность в пределах таких территорий, т. е. необходимо разработать комплекс взаимосвязанных законодательных, экономических и теоретических основ функционирования особо охраняемых природных территорий.

#### Литература

1. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 03.07.2016) «О недрах» // СЗ РФ. – 1995. – № 10. – Ст. 823.
2. Федеральный закон от 14.03.1995 № 33-ФЗ (ред. от 28.12.2016) «Об особо охраняемых природных территориях» // СЗ РФ. – 1995. – № 12. – Ст. 1024.
3. Приказ Минприроды России от 20.11.2013 № 534 (с изм. от 01.10.2014) «Об утверждении Положения о национальном парке «Югыд ва» // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – 2014. – № 25.
4. ГОСТ Р 8.645-2008. Национальный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение работ по геологическому изучению, использованию и охране недр в Российской Федерации. Основные положения: утв. и введен в действие Приказом Ростехрегулирования от 15.10.2008 № 259-ст. – М.: Стандартинформ, 2008.
5. Апелляционное определение Верховного Суда РФ от 15.01.2015 № АПЛ14-643 // СПС КонсультантПлюс.
6. Апелляционное определение Московского городского суда от 14.12.2015 по делу № 33а-42043/2015 // СПС КонсультантПлюс.
7. Болтанова, Е.С. Зонирование земель и их застройка: проблемы правоприменения // Вестник Омского университета. Серия Право. – 2012. – № 3 (32). С. 190–193.
8. Скибин, С.С. Особенности правового регулирования пользования недрами при ограниченной хозяйственной деятельности в пределах особо охраняемых природных территорий: дис. ... канд. юрид. наук. – М., 2015. – 174 с.
9. Состояние сети особо охраняемых природных территорий России. Проблемы и пути их решения. Гринпис России, 2012. – 68 с. [Электронный документ]. URL: <http://www.greenpeace.org/russia/global/russia/report/forest/oopt/natureReservProblem2013.pdf> (дата обращения: 25.02.2017).
10. Ranger Environmental Requirements Section 19.2 Explanatory Material: Best Practicable Technology [Электронный ресурс]. URL: <http://www.environment.gov.au/science/supervising-scientist/publications/ranger-environmental-requirements-section-192-explanatory-material-best-practicable> (дата обращения: 17.01.2017).
11. Environmental Requirements for the Ranger Uranium Mine [Электронный ресурс]. URL: <http://www.environment.gov.au/science/supervising-scientist/publications/environmental-requirements-ranger-uranium-mine> (дата обращения: 17.01.2017).



## ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В РОССИИ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ

В.А. Че

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Роль возобновляемых источников энергии (далее ВИЭ) в энергобалансах многих стран мира играет довольно важную роль, вследствие чего, это отражается, в том числе и на России. Несмотря на обеспеченность различными видами традиционной энергетики, которые остаются основными для России, уже на данном этапе стоит задумываться о разработке и внедрении новых, более современных, источников энергии. Во-первых, запасы полезных ископаемых все же исчерпаемы, а добыча становится все более затратным процессом, в силу трудности разработки и глубины залежей, во-вторых, нарастающие экологические проблемы в виде отходов промышленного производства, мусора как на земле, так и в космосе требует перехода именно к альтернативным источникам энергии и, в-третьих, ВИЭ становятся все более конкурентоспособными, что приводит к масштабным инвестициям в данную отрасль. Вследствие вышеперечисленного, переход от традиционных источников энергии к ВИЭ будет играть все большую глобальную значимость.

Не секрет, что развитие и внедрение ВИЭ является одним из локомотивов экономического развития страны и ее энергетической безопасности. Несмотря на то, что возобновляемая энергетика в России находится только в зачаточном состоянии (доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии не более 1 %), ее потенциал довольно высок. Так, например, В 2009 г. Гринпис опубликовал альтернативный сценарий развития энергетики в России, в котором содержались сведения о том, что уже к 2020 г. электростанции на основе ВИЭ смогут давать стране 13 % электроэнергии. Но, согласно действующим реалиям и действующей государственной программе доля ВИЭ в энергобалансе стране к 2020 году сможет составить около 2,5 %, на что планируется потратить не менее 500 млрд. рублей.

Анализируя перспективы и преимущества замены традиционных источников энергии на ВИЭ можно отметить следующее.

Во-первых, большинство регионов страны обладает возможностью использования различных видов ВИЭ с экономической целесообразностью. Так, например, технический потенциал ВИЭ в пять раз превышает годовое потребление первичных энергоресурсов в России, а экономический – способен обеспечить ежегодные энергетические потребности российской экономики на треть [1].

Во-вторых, себестоимость 1 кВт/ч электроэнергии на самых современных электростанциях в изолированных зонах сегодня в 5–10 раз выше, чем средняя отпускная цена электричества для населения [2]. В связи с этим многие территории, богатые ВИЭ, например, Камчатка, Республика Тува и другие, вынуждены субсидировать дизельную генерацию, тратя более половины своего бюджета на топливо [3].

В-третьих, что касается вопросов экологической безопасности, то использование традиционных источников энергии здесь очень сильно уступает ВИЭ. Например, при мощности 500 кВт и при 2000 часов в год использования установленной мощности таких как, ветроэнергетическая установка (ВЭУ), солнечная фотоэлектрическая установка (ФЭУ), малая ГЭС, вырабатывают 1 млн кВтч электроэнергии и тем самым предотвращают по сравнению с угольной электростанцией той же мощности эмиссию около 1000 т CO<sub>2</sub>. Анализируя статистику среднего уровня газификации по стране, которую «Газпром» приводит на своем сайте, согласно которой уровень газификации на 2015 г. в городах составил 70,4 %, а в сельской местности 56,1 %, можно сделать вывод о том, что многие люди, живущие в местности без газа, вынуждены использовать уголь и нефтепродукты, которые являются глобальными источниками загрязнения. Следовательно процесс перехода к ВИЭ должен сопровождаться и большей заинтересованностью властей в экологической обстановке страны [4].

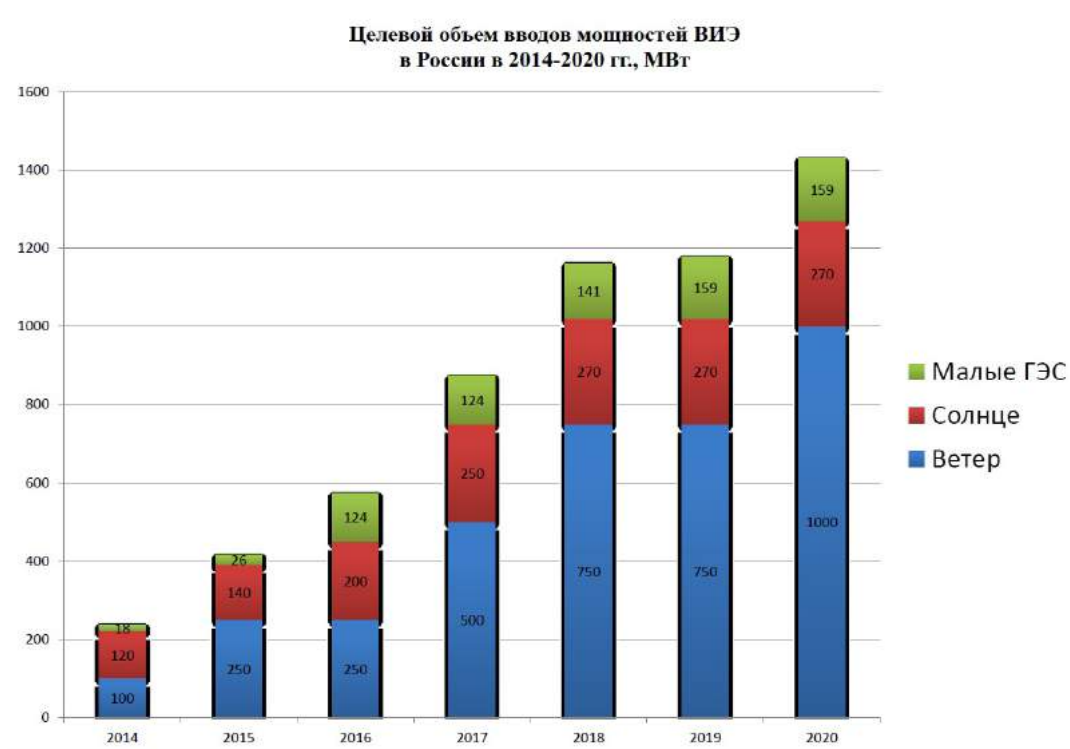


В-четвертых, переход к ВИЭ дает отличный сопутствующий эффект: развитие бизнеса, создание новых компаний и, как следствие, рабочих мест, приток значительных инвестиций в страну, появление новых технологий.

Как уже отмечалось ранее, несмотря на малую долю ВИЭ в общем энергобалансе, на территории России имеется немало объектов ВИЭ. Они представлены на рисунке 1.

Рис. 1. Районы с высоким потенциалом развития ВИЭ

Таким образом, на территории страны имеются и действующие, и строящиеся объекты ВИЭ. Вопрос лишь в том, с какой скоростью они будут вводиться в эксплуатацию и достаточные ли это темпы?



*Рис. 2. Целевой объем вводов мощностей ВИЭ в России в 2014-2020 гг., МВт*

Несмотря на видимые преимущества перехода к ВИЭ и официально принятые решения по его поддержке на данном пути имеется ряд барьеров. Как говорилось ранее, сохраняется налоговая поддержка развития ТИЭ, субсидирование геологоразведок и строительства нефтегазовой инфраструктуры, следовательно, создается иллюзия того, что ТИЭ сможет всегда обеспечивать Россию энергией и ей не грозит энергетический кризис. Также объекты ВИЭ обладают изначально высокой стоимостью установки и требуют использования новейших дорогостоящих технологий, что снижет их конкурентоспособность. Помимо этого, само население страны крайне низко, по сравнению с жителями западных стран, заинтересовано в экологической ситуации и в целом не проявляет интереса к экологическим инновациям.

Таким образом, подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод о том, что инновационное развитие и диверсификация энергетического комплекса в России, ВИЭ уже сегодня в ряде случаев оказываются конкурентоспособными и могут обеспечить положительный экономический, социальный и экологический эффекты. Вместе с тем и в этой области также требуется проведение стимулирующей государственной политики, формирование которой в России пока еще находится в зачаточной стадии. Очевидно, что развитие автономной и распределенной энергетики с использованием ВИЭ во многом будет определяться инициативой региональных и местных властей, а также частного бизнеса.

#### Литература

1. Альтернативная энергетика России 2010. [Электронный ресурс]. URL: <http://aenergy.ru/2989> (дата обращения 28.02.2017).
2. Возобновляемая энергетика: прогрессивные тенденции или агрессивный PR. [Электронный ресурс]. URL: <http://aenergy.ru/3183> (дата обращения 28.02.2017).
3. Минэнерго РФ. [Электронный ресурс]. URL: [http://minenergo.gov.ru/news/min\\_news/7026.html?print=Y](http://minenergo.gov.ru/news/min_news/7026.html?print=Y) (дата обращения 28.02.2017).
4. Газификация регионов России [Электронный ресурс]. URL: <http://mrg.gazprom.ru/about/gasification/> (дата обращения 28.02.2017).

**ПРАВОВАЯ ПРИРОДА ДОГОВОРА ПО ОКАЗАНИЮ УСЛУГ  
БУРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА**

**В.А. Че**

*Научный руководитель ассистент К.Н. Третьяков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Правовую природу любого договора, в том числе договора по оказанию бурового супервайзинга можно определить по-разному: как сделку, как правоотношение, как документ, как группу норм, как элемент системы гражданского права, как раздел науки договорное право. В данной статье правовая природа договора по оказанию услуг бурового супервайзинга рассматривается только с позиции сделки и с позиции правового отношения. На сегодняшний день отсутствуют целенаправленные исследования по данной теме, существующие работы носят локальный и разрозненный характер. Договор по оказанию услуг бурового супервайзинга является разновидностью договоров об участии инженера (инженерной организации) в осуществлении прав заказчика. В частности, некоторые вопросы определения правовой природы подобных видов договоров затрагивались О.Г. Ершовым [3, 2].

Буровой супервайзинг – это система организации и осуществления технико-технологического контроля за производством буровых работ, выполняемых буровым подрядчиком. Законодательство Российской Федерации предусматривает существование нескольких схем организации технико-технологического контроля за производством буровых работ: одни из них основаны на том, что контроль осуществляет сам заказчик буровых работ, другие – на том, что контроль за буровым подрядчиком осуществляют специально нанятые лица – инженеры и инженерные организации (далее по тексту – супервайзер) [4]. В последнем случае, участие супервайзера в осуществлении процессов бурового супервайзинга, основывается на системе гражданских правовых договоров – договора бурового подряда и договора по оказанию услуг бурового супервайзинга.

**1. Договор на оказание услуг бурового супервайзинга как сделка.** Договор на оказание услуг бурового супервайзинга характеризуется как возмездный; консенсуальный; многосторонний. Форма договора простая письменная.

По мнению О.Г. Ершова подобные договоры являются двухсторонними сделками [2]. Мне же представляется что, договор на оказание услуг бурового супервайзинга является трехсторонней сделкой. В соответствии со ст. 153 ГК РФ сделками признаются действия граждан и юридических лиц, направленные на установление, изменение или прекращение гражданских прав и обязанностей. Часть 3 статьи 154 ГК РФ предусматривает, что для заключения договора необходимо выражение согласованной воли двух (двусторонняя сделка) либо трех или более сторон (многосторонняя сделка). При этом договор должен соответствовать обязательным для сторон правилам, установленным законом и иными правовыми актами (императивными нормами), действующим в момент его заключения (часть 1 ст. 422 ГК). Договор считается заключенным, если между сторонами, в требуемой в подлежащих случаях форме, достигнуто соглашение по всем существенным условиям договора. Существенными являются условия о предмете договора, условия, которые названы в законе или иных правовых актах как существенные или необходимые для договоров данного вида, а также все те условия, относительно которых по заявлению одной из сторон должно быть достигнуто соглашение (часть 1 ст. 432 ГК РФ).

Эти отношения подпадают под действие общего правила закрепленного в ст. ст. 748 – 749 ГК РФ. В соответствии с указанными нормами, заказчик наделяется правом на осуществление контроля и надзора за ходом и качеством выполняемых работ; за соблюдением сроков их выполнения (графика), качеством предоставленных подрядчиком материалов, а также правильностью использования подрядчиком материалов заказчика. Он может осуществлять эти права как лично, так и через представителя – инженерную организацию – супервайзера. В последнем случае заказчик в договоре подряда должен определить функции такого инженера (инженерной организации), связанные с последствиями его действий для подрядчика.

Таким образом, заказчик, заключая договор по оказанию услуг бурового супервайзинга, должен согласовать с супервайзером функции контроля и надзора за подрядчиком, определить последствия выявленных нарушений в действиях подрядчика, а также еще должен согласовать эти функции с буровым подрядчиком. Буровой подрядчик в процессе заключения или исполнения договора может не согласиться с предложенными условиями. В первом случае договор подряда не будет заключен, во втором – супервайзер не сможет выполнять свои функции определенные договору.

**2. Буровой супервайзинг как правоотношение.** Как было отмечено ранее, гражданское правовое отношение бурового супервайзинга объединяет в себе отношения между заказчиком и подрядчиком о создании нового объекта – скважины по добыче нефти или газа; заказчиком и супервайзером об организации соответствующего контроля за деятельностью подрядчика. «Соединение» двух независимых друг от друга отношений происходит на уровне содержания правоотношений.

В теории гражданского права сложилось устойчивое представление о структуре гражданского правового отношения, которое включает в себя: объект, субъект и содержание (права и обязанности сторон).

Субъектами гражданского правового отношения бурового супервайзинга являются три самостоятельных (независимых друг от друга) участника: заказчик буровых работ, буровой подрядчик и супервайзер. Указанные лица могут являться как юридическими, так и физическими лицами, обладающими специальной правосубъектностью. Заказчик буровых работ по добыче полезных ископаемых нефти и газа наделяется специальной правосубъектностью при получении лицензии на добычу полезных ископаемых нефти и газа. Для бурового подрядчика и супервайзера она формируется за счет участия в саморегулируемых организациях

строителей. То есть, участники данных отношений должны иметь свидетельства, выданные саморегулируемыми организациями строителей о допуске к соответствующим видам работ [1], в том числе работ связанных со строительством скважин для добычи полезных ископаемых – нефти и газа, проведения контроля и надзора.

Основными объектами гражданских прав для сторон в отношении бурового супервайзинга, в соответствии со ст. 128 ГК РФ являются: деньги, в том числе и безналичные средства, результаты работ и оказание услуг. Множественность объектов гражданских прав объясняется тем, что правоотношение бурового супервайзинга образуют два самостоятельных взаимосвязанных отношения, которые преследуют разные цели. Так, объектом правоотношения подряда являются результаты работ и оказание услуг (передача готовой скважины, отвечающей требованиям безопасности), а отношение оказания услуг бурового супервайзинга – контроль за производством работ осуществляемых буровым подрядчиком.

Содержанием правоотношения по оказанию услуг бурового супервайзинга являются права и обязанности участников, закрепленные в нормах права, в договорах, а также с учетом сложившихся обычаев делового оборота. В соответствии с ними, качество выполненной буровым подрядчиком работы должно соответствовать условиям договора подряда, а при отсутствии или неполноте условий договора требованиям, обычно предъявляемым к работам соответствующего рода (ст. 721 ГК РФ). Заказчик вправе во всякое время проверять ход и качество работы, выполняемой подрядчиком, не вмешиваясь в его деятельность (ст. 715 ГК РФ). При этом заказчик имеет право осуществлять контроль и надзор за ходом и качеством выполняемых работ, соблюдением сроков их выполнения (графика), качеством предоставленных подрядчиком материалов, а также правильностью использования подрядчиком материалов заказчика, не вмешиваясь при этом в оперативно-хозяйственную деятельность подрядчика (ст. 748 ГК РФ). Заказчик в целях осуществления контроля и надзора за строительством и принятия от его имени решений во взаимоотношениях с подрядчиком может заключить самостоятельно без согласия подрядчика договор об оказании заказчику услуг такого рода с соответствующим инженером (инженерной организацией). В этом случае в договоре строительного подряда определяются функции такого инженера (инженерной организации), связанные с последствиями его действий для подрядчика (ст. 749 ГК РФ).

Подводя итог вышеизложенному можно отметить, что определение правовой природы договора по оказанию услуг бурового супервайзинга имеет не только теоретическое значение, но и практическую значимость. В частности, этот подход позволяет увидеть конкретное содержание договора как сделки (предмет, цена, сроки и т. д.), а также конкретные права и обязанности каждого из трех участников.

#### Литература

1. Письмо от 06.11.2015 г. № 35881-АБ/08 Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации / СПС «Консультант Плюс».
2. Ершов О.Г. Признаки и существенные условия договора участия инженера в строительстве на стороне заказчика // Право и экономика – 2009. – № 10. – С. 32–36.
3. Ершов О.Г. Юридическая природа договора на участие в строительстве инженерной организации // Право и экономика. – 2009. – № 8. – С. 43–47.
4. Сизов А.В., Третьяков К.Н. Предмет договора супервайзинга // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин: сб. докладов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин, Томск, 2014 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 426–434.

### ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЗЕМЕЛЬНЫХ СЕРВИТУТОВ ДЛЯ ДОСТУПА К УЧАСТКУ НЕДР

Е.Ю. Чикова

Научный руководитель профессор Р.П. Мананкова

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Все виды пользования недрами непосредственно связаны с использованием земли, так как добыча находящихся в недрах земли полезных ископаемых невозможна без использования ее поверхности.

Сервитут представляет собой право законного участия в пользовании недвижимым имуществом, принадлежащим другому [1]. Владелец сервитута обладает только правом пользования этим имуществом в определенных целях. Владелец сервитута не имеет права продавать, закладывать, завещать, дарить, сдавать недвижимость в аренду или иным образом вмешиваться в права собственника обремененного участка. Сервитут представляет собой обременение земельного участка, но это обременение незначительно и не должно препятствовать использованию земельного участка по целевому назначению. Действующее российское законодательство выделяет два вида сервитута – частный и публичный.

Так, в соответствии с п. 1 ст. 274 ГК РФ (ст. 23 ЗК РФ) собственник недвижимого имущества вправе требовать от собственника соседнего земельного участка, а в необходимых случаях от собственника другого земельного участка (соседнего) предоставления права ограниченного пользования соседним участком (т. е. частного сервитута), а собственник участка вправе требовать соразмерную плату за пользование участком (п. 5 ст. 274 ГК РФ).

Таким образом, недропользователь не имеет права требовать предоставления сервитута, этим правом обладает только собственник недр (государство). В итоге получается, для того чтобы недропользователь получил

ограниченное право пользования земельным участком сервитут), государство как собственник недр должно потребовать от собственника земельного участка предоставления сервитута и впоследствии, при передаче прав на недра, передать и право ограниченного пользования земельным участком. Процедура получается довольно громоздкой. Более того, подобный механизм не прописан в современном законодательстве, подобные выводы можно сделать лишь на основании аналогии закона, принимая во внимание взаимосвязь норм, предусмотренных ст. 274, 275 Гражданского кодекса РФ.

Публичный сервитут может устанавливаться в случаях, предусмотренных законодательством, если это необходимо для обеспечения интересов государства, местного самоуправления или местного населения без изъятия земельных участков (ст. 23 ЗК РФ). То есть под публичным сервитутом понимается право ограниченного пользования чужой недвижимостью, установленное посредством нормативного правового акта. Он применяется в случае предоставления земель и участка недр для изыскательских работ.

Норма ст. 23 ЗК РФ содержит ряд недостатков [2]. Так, нормативный акт об установлении публичного сервитута не должен содержать перечня всех обременяемых участков (иначе он утратит свойства нормативного акта), но в таком случае можно столкнуться с трудностями при регистрации публичных сервитутов. Возникает также вопрос, с какого момента публичный сервитут считается установленным: с момента издания нормативного акта или же с момента регистрации его. Кроме того, обязательным условием установления публичного сервитута является проведение публичных слушаний. Порядок проведения их не устанавливается федеральным законодательством. В данном случае можно либо использовать аналогию закона и порядок, предусмотренный Градостроительным кодексом либо региональным законодательством, а также на уровне местного самоуправления [3].

Органы власти не заинтересованы в установлении публичного сервитута, так как это может сделать невозможным использование данного участка самим правообладателем, в этом случае он может потребовать выкупа данного земельного участка с возмещением убытков или предоставлением другого равноценного участка.

Таким образом, в случаях, когда необходима только часть земельного участка для целей недропользования, а разделение земельного участка, связанное с проведением межевых работ и государственной регистрацией прав на новые земельные участки без согласия собственника фактически невозможно, то данную проблему позволит решить развитие законодательства о частных и публичных сервитутах.

#### Литература

1. Калинин И.Б. Предоставление земельных участков для недропользования // Правовые проблемы укрепления российской государственности: сб. статей / под ред. Б. Л. Хаскельберга. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – Томск, 2001. – Ч. 5. – С. 211–213.
2. Королев Д.В. Оформление прав на земельные участки для целей недропользования и линейных объектов // Нефть, Газ и Право. – 2010. – № 2. – С. 29–42.
3. Право собственности: актуальные проблемы / отв. ред. В.Н. Литовкин, Е.А. Суханов, В.В. Чубаров; Ин-т законодат. и сравнит. правоведения. – М.: Статут, 2008.

### ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ СЕПАРАЦИИ «ВОДА-НЕФТЬ»

С.В. Шатыло

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, при длительной эксплуатации месторождений нефти и газа неизбежно происходит процесс обводнения скважин. Попутно добываемая вода в первое время является жидкостью в системе ППД. В процессе эксплуатации попутно добываемой воды становится настолько много, что приходится её утилизировать.

В связи с этим возникают основные проблемы при эксплуатации высокообводнённых месторождений:

- высокие удельные затраты на подъём и перекачку жидкости;
- утилизация попутной воды;
- рентабельность обводнённого фонда;
- инфраструктурные ограничения.

Во избежание вышеперечисленных проблем, применяют новую технологию внутрискважинной сепарации «вода-нефть» производства «Новомет» [2], суть которой заключается в отделении большей части воды и закачки её в соседний пласт (вышележащий и нижележащий) для ППД, либо утилизация в пласт пакерная компоновка (рис.1).

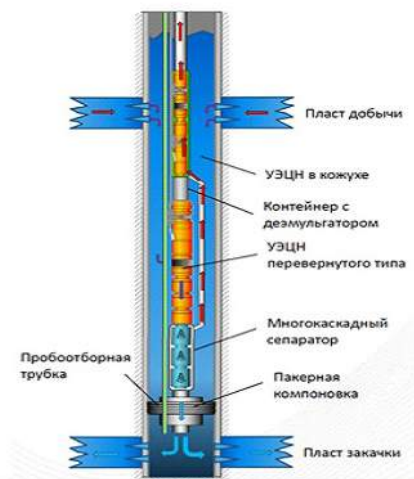


Рис. Схема компоновки при вышележащем продуктивном пласте

Несомненным плюсом данной технологии является то, что вода для закачки не поднимается на поверхность, а сепарируется в скважине. При такой технологии происходит существенная экономия электроэнергии, а также разгружается наземная инфраструктура. При сокращении затрат на извлечение можно говорить о выводе из бездействия скважин, которые при классической эксплуатации были признаны нерентабельными. Это благоприятно скажется на выработке запасов и увеличении коэффициента извлечения нефти (КИН).

В данный момент технология находится на стадии патентования. Компания «Новомет» [2] ведёт поиск нефтяных компаний для совместного подбора скважин-кандидатов и испытания данной технологии.

Был произведен расчет затрат до и после реализации проекта на скважине 173 Стрежевского месторождения. Период расчёта – 1 год. Полученные данные представлены в таблице.

Таблица 1

Расчёт экономической эффективности скважина 173 Стрежевского месторождения

п/п	Параметр	Единица измерения	<b>ДО ВНЕДРЕНИЯ</b> классическая эксплуатация	<b>ПОСЛЕ ВНЕДРЕНИЯ</b> внутрискважинная сепарация
1.	Дебит жидкости на устье	м³/сут	244	74,4
	Дебит жидкости на устье	тн/сут	245,464	65,472
2.	Обводненность	%	92	20
3.	Дебит нефти	тн/сут	16,4944	50,3
4.	Объём воды, поступающей на УПН (закачка через БКНС)	м³/сут	224,48	14,88
	Объём воды, поступающей на УПН (закачка через БКНС)	тн/сут	228,9696	15,1776
5.	Закачка воды внутрискважинная	м³/сут	0	669,6
6.	Период расчёта	сут	365	365
7.	Стоимость ВВП ЭПО	руб/сут	991	4570
8.	Стоимость ВВП НЭО	руб/сут	160	160
9.	Стоимость КО УЭЦН	руб/сут	2150	2150
10.	Количество УЭЦН в скважине	шт.	1	2
11.	Цена нефти	руб/тн	12829,65	12829,65
12.	Налог на добычу полезных ископаемых НДС	руб/тн	6251,83	6251,83
13.	Потребляемая мощность (ПЭД 1)	кВт/час	120	45
14.	Потребляемая мощность (ПЭД 2)	кВт/час		80
15.	Стоимость кВтч	руб/кВтч	3,71	3,71
16.	Переменные затраты на подготовку нефти	руб/тн	27,41	27,41
17.	Переменные затраты на добычу и перекачку жидкости	руб/тн	6,02	6,02
18.	Переменные затраты на закачку воды	руб/тн	30,56	30,56
1.	Добыча нефти	тн/год	6 020,46	18 357,46
*	ДОХОД - Выручка от реализации нефти	тыс.руб/год	77 240,34	235 519,74
1.	Затраты на оборудование	тыс.руб/год	1 204,87	3 354,35
1.1.	Аренда электроподгруженного оборудования (ЭПО)	тыс.руб/год	361,72	1 668,05
1.2.	Аренда наземного электрооборудования (НЭО)	тыс.руб/год	58,40	116,80
1.3.	Оплата комплексного обслуживания (КО)	тыс.руб/год	784,75	1 569,50
2.	Затраты на электроэнергию (ПЭД)	тыс.руб/год	3 899,95	4 062,45
2.1.	УЭЦН 1 (ПЭД 1)	тыс.руб/год	3 899,95	1 462,48
2.2.	УЭЦН 2 + ВСС (ПЭД 2)	тыс.руб/год		2 599,97
3.	Затраты на извлечение и подготовку нефти	тыс.руб/год	40 896,93	115 583,96
3.1.	Переменные затраты на подготовку нефти	тыс.руб/год	165,02	503,17
3.2.	Переменные затраты на добычу и перекачку жидкости	тыс.руб/год	539,16	143,81
3.3.	Переменные затраты на закачку воды	тыс.руб/год	2 553,88	169,29
3.4.	Налог на добычу полезных ископаемых НДС	тыс.руб/год	37 638,87	114 767,69
*	РАСХОД - Затраты на добычу и подготовку нефти	тыс.руб/год	46 001,74	123 000,76
*	ДОХОД-РАСХОД	тыс.руб/год	31 238,60	112 518,97
				+81 280,37

Таким образом, внедрение технологии внутрискважинной сепарации «вода-нефть» решает сразу несколько проблем [1]:

- Снижение затрат на извлечение и подготовку нефти;
- Повышение рентабельности скважин с большим дебитом и обводнением;
- Вывод из бездействия скважин, признанных нерентабельными при классической эксплуатации;
- Увеличение добычи нефти за счёт снижения забойного давления на скважинах, в которых добыча жидкости ограничивается возможностями инфраструктуры.
- Выработка запасов и увеличение КИН;
- Разгрузка инфраструктуры (снижение линейных давлений, снижение поступления жидкости на УПН, снижение закачки через БКНС);
- Утилизация попутно добываемой воды;
- Организация системы ППД в многопластовых скважинах.

Применение технологии внутрискважинной сепарации «вода-нефть» на скважинах с большим дебитом и обводнением позволит получить значительный экономический эффект, а данная технология станет общепринятой во многих нефтяных компаниях [1].

#### Литература

1. [ОСТ-39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требование к Качеству](http://znaytovar.ru/gost/2/OST_3922588_Voda_dlya_zavodnen..html) // Знай товар (официальный сайт). [Электронный ресурс]. URL: [http://znaytovar.ru/gost/2/OST\\_3922588\\_Voda\\_dlya\\_zavodnen..html](http://znaytovar.ru/gost/2/OST_3922588_Voda_dlya_zavodnen..html) (дата обращения 15.11.2016).
2. Эффективные насосные системы малого габарита – путь к снижению стоимости бурения // Новомет (официальный сайт). [Электронный ресурс]. URL: <http://www.novomet.ru/assets/files/conferences/Ppt0000036.pdf> (дата обращения 15.11.2016).

### СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ

С.В. Шатыло

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные показатели, характеризующие экономическую эффективность и техническое совершенство глубинно-насосное оборудование (ГНО), являются показатели межремонтный период (МРП) и наработка на отказ (ННО). Прогнозирование данных показателей позволяет наиболее точно планировать расходы предприятия на приобретение нового оборудования, ремонт эксплуатируемого оборудования и подземный ремонт скважин. Традиционный анализ отказов в основном построен на изучении распределения причин отказов и подразделяется на категории, представленные на рис 1. [2].

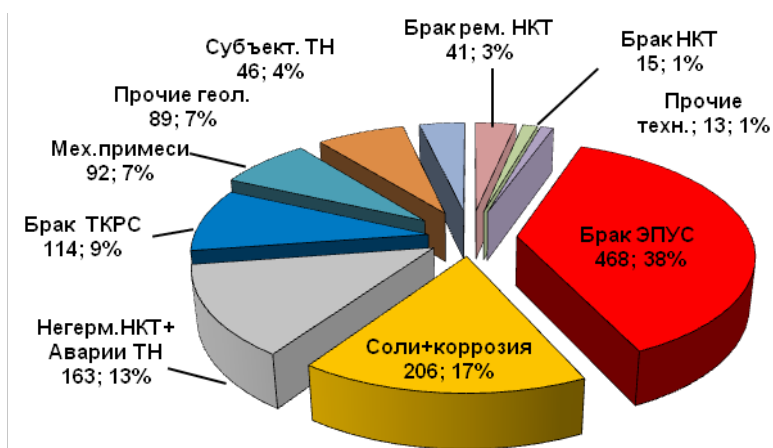


Рис. 1. Распределение причин отказов

Однако традиционный анализ не дает полной картины причин. Для совершенствования эффективности анализа на отказ необходимо провести следующие мероприятия [3]:

- проанализировать большой объем геологической, технологической и технической информации с выявлением причин отказов.
- подойти к проблеме с двух сторон, сравнить количество и качество. Разработать алгоритм расчета надежности ГНО с применением статистической базы и выявлением проблемных зон на основе математического моделирования.
- Разработка эффективных мероприятий, составление стратегии направленной на повышение МРП и СНО
- Мониторинг и оценка эффективности выполнения.

В ходе проведения указанных мероприятий была проанализирована статистическая база отказов, на основании которой были произведены расчеты, разработан алгоритм построения по принципу декомпозиции системы на подсистемы. Сутью алгоритма явились расчеты доли суток от общего показателя, то есть были выявлена корреляция влияния отказов по конкретной причине на основной показатель [1, 2, 3]. Использование данного алгоритма позволило увидеть причины отказов, по которым происходит снижение МРП и СНО.

На рисунке 2 показан пример декомпозиции с разбивкой по виновной стороне.

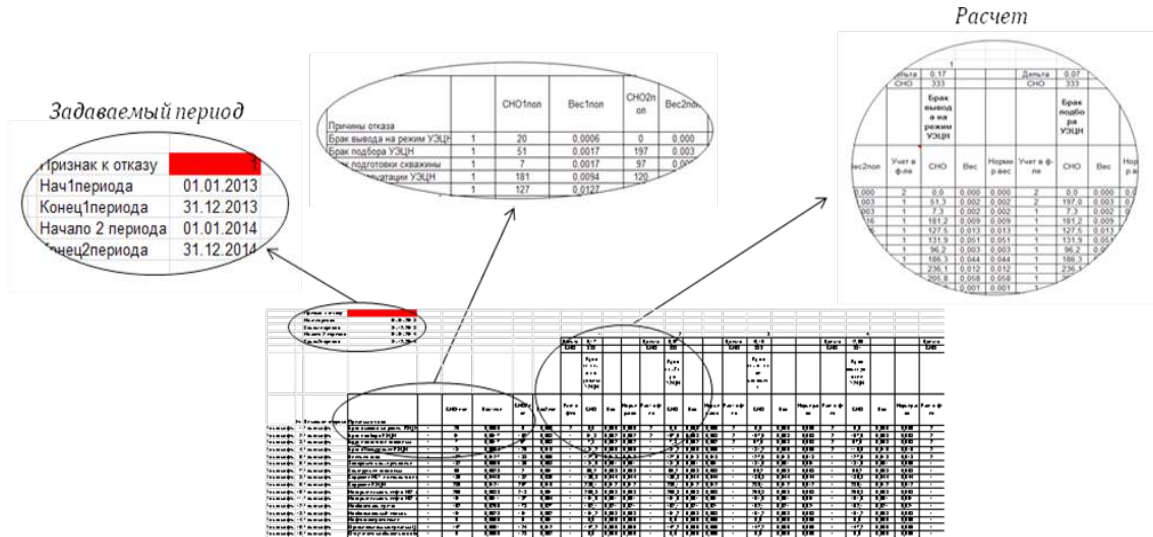


Рис. 2. Пример декомпозиции отказов

В 2015 году за счет разработки алгоритма с выявлением причин отказов, с разработкой новой стратегии по повышению МРП и СНО получен положительный эффект [2].

По результатам проделанной работы произведен расчет эффективности, таблица 1.

Таблица 1

Расчет экономической эффективности

№ п/п	Наименование	Единица измерения	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Эффект
Исходные данные для расчета:					
1	Рассматриваемый период	год	2014г (факт)	2015г (факт)	
2	Межремонтный период	сут	447	483	
3	Количество ТРС	шт	1 943	1 828	
4	Среднесуточный дебит	тн/сут	11,2	11,2	
5	Цена реализации нефти (NetBack) без НДС и переменных затрат	тыс.руб/тн	6,8	6,8	
6	Стоимость ТРС	тыс. руб/рем	475,30	475,30	
Расчет расходной части:					
1	Заграты на ТРС	тыс.руб	923 503	868 844	54 659
	Итого расходная часть:	тыс.руб	923 503	868 844	54 659
Расчет доходной части:					
1	Дополнительная добыча нефти	тн		7 125,3	
2	Доход, полученный от дополнительной добычи нефти	тыс.руб		48 124	
	Итого доходная часть:	тыс.руб		48 124	48 124
	Итого экономический эффект во второй год	тыс.руб			102 784

Таким образом, в ходе решения поставленной задачи был применен **новый подход** к анализу причин отказов, **разработан алгоритм** построения по принципу декомпозиции, **позволяющей решить одну большую задачу** решением серии меньших задач, с целью выявления проблемных зон. Данный подход позволяет проанализировать текущее состояние в зависимости от задаваемого периода.

Кроме того, выработана **новая стратегия** по повышению межремонтного периода и наработки на отказ. Все вышесказанное позволило нарастить МРП на +34 суток, СНО на +28 суток, а экономический эффект от внедрения в 2015 году составил 102 784 тыс. рублей.



На основе полученных результатов разрабатывается алгоритм с возможностью рассмотрения в 3-х мерном виде: количество (отказы), качество (отработанное время), эффект (экономический показатель).

#### Литература

1. Асланиди В.Л., Пожарницкая О.В. Развитие нефтегазового комплекса республики Саха (Якутия) // *Актуальные направления научных исследований: от теории к практике*. – 2015. – № 4 (6). – С. 247–249.
2. ОАО «Томскнефть» ВНК. [Электронный ресурс]. URL: [https://tomskneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha\\_i\\_razrabotka/Zapadnaja\\_Sibir/tomskneft/](https://tomskneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Zapadnaja_Sibir/tomskneft/) (дата обращения: 20.12.2015).
3. Tsubulnikova M.R., Pogharnitskaya O.V., Strelnikova A.B. *Designing economic and legal mechanism of land management in oil and gas companies* В сборнике: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Сер. «Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress». – 2015. – С. 012032.

### РЕКРЕАЦИЯ КАК ЗНАЧИМЫЙ КОМПОНЕНТ СИСТЕМЫ КСО

А.С. Шилова

Научный руководитель д.э.н., проф. Э.Г. Матюгина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значимым компонентом обеспечения динамики социально-экономического развития общества выступает рекреация, трактуемая как процесс восстановления здоровья и трудоспособности. Развитие производительных сил, будучи условием поддержания расширенного воспроизводства, оказывает негативное воздействие как непосредственно в процессе производства благ (например, вредные производственные факторы), так и опосредованно – через загрязнение среды обитания [3]. Поскольку деятельность по поддержанию здоровья и трудоспособности персонала является характеристикой социально ответственного поведения компании, постольку выявление инструментов встраивания рекреационного компонента в хозяйственную политику последней является непременным условием одним из необходимых условий ее эффективного функционирования. Это обуславливает несомненную актуальность выбранной темы.

Производственный процесс в нефтегазовом комплексе (НГК) характеризуется наличием множества вредных производственных факторов – например, неблагоприятные микроклиматические условия труда, производственный шум, вибрация, тяжесть и напряженность труда и др., для нивелирования воздействия которых проводятся, в том числе, мероприятия по улучшению условий труда. Существуют и внешние последствия производственного процесса в НГК, отрицательно воздействующие не только на состояние окружающей среды, но и на здоровье и трудоспособность работников. К этим последствиям относят выбросы вредных веществ в атмосферу, сбросы загрязненных сточных вод, разливы нефти при авариях и попадание её в водоёмы и почву и др. [8].

В рамках корпоративной социальной ответственности (КСО) можно выделить внутреннюю и внешнюю ответственность. Внешняя корпоративная социальная ответственность ориентируется на местные сообщества, развитие территории, где предприятие осуществляет свою деятельность. Внутренняя корпоративная социальная политика реализуется для персонала компании, следовательно, ограничена масштабами конкретной компании. Например, компания ПАО «Газпром нефть» – один из крупнейших работодателей России – в 2015 г. утвердила Общекорпоративную политику в области вознаграждения, базирующуюся на ценностях Компании, ее стратегии, целях и задачах работы с персоналом (внутренняя КСО, в первую очередь, направлена на охрану здоровья сотрудников, продвижение здорового образа жизни и организацию отдыха персонала и членов их семей) [2].

Существуют различные способы реализации рекреации в программе КСО; компании осуществляют программы, направленные на охрану здоровья сотрудников, продвижение здорового образа жизни и организацию отдыха персонала и членов их семей следующими способами [9]:

- предоставление работникам путевки в дома отдыха, санатории, профилактории;
- предоставление дополнительных выходных;
- реализация программ дополнительного медицинского страхования;
- организация культурных и спортивных мероприятий;
- контроль санитарно-гигиенических условий труда и т. д.

Для оценки реализации данных направлений нами была использована информация отчетов таких компаний как ПАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» (табл. 1, 2, 3).

Таблица 1

Расходы компании ПАО «Газпром нефть» на социальный пакет и льготы за 2015 год [2]

Показатели	Сумма потраченных средств, млн. руб.	Структура, %
Бесплатное и дотационное питание	711,38	37,9
Добровольное медицинское страхование	698,542	37,2
Оплата путевок	121,041	6,5
Жилищная программа	215,405	11,5
Спортивные и культурные мероприятия для сотрудников	129,136	6,9
Итого	1875,504	100

Таблица 2

Расходы компании ОАО «Сургутнефтегаз» на социальный пакет и льготы за 2015 год [4]

Показатели	Сумма, млн. руб.	Структура, %	В расчете на 1 чел, руб.
Предоставление путевок работникам и их семьям (38,9 тыс. чел.)	2100	59,2	53985
Поддержка неработающих пенсионеров - выплата материальной помощи к праздничным датам и предоставление оздоровительных путевок. (30 тыс. чел.)	40,5	1,1	1350
Программа негосударственного пенсионного обеспечения (31 тыс. чел.)	684,2	19,3	22071
Создание комфортных условий труда и отдыха для работников (209 объектов межсменного отдыха)	724	20,4	-
Итого	3548,7	100	-

Таблица 3

Расходы компании ПАО «НК «Роснефть» на социальный пакет и льготы за 2015 год [5]

Показатели	Сумма средств, млн.руб.	Структура, %
Поддержание здоровья персонала (производственная медицина, добровольное медицинское страхование и страхование от несчастных случаев, санаторно-курортное лечение, пропаганда здорового образа жизни)	3100	20,5
Создание благоприятных условий труда для сотрудников (в т.ч. обустройство и развитие 95 вахтовых поселков и жилых комплексов, в которых в 2015 году проживало около 22 тыс. работников Компании и подрядных организаций)	5800	38,4
Поддержка образования работников и членов их семей	13	0,1
Обеспечение достойных жилищных условий для 839 работников	740,5	4,9
Программа работы с молодыми специалистами	84,3	0,5
Программа негосударственного пенсионного обеспечения	5380	35,6
Итого	15117,8	100

Как свидетельствуют приведенные данные, каждая из рассмотренных компаний реализует политику корпоративной социальной ответственности, самостоятельно выбирая ее составляющие. Тем не менее, общей тенденцией следует признать наличие такой составляющей как организация компанией санаторно-курортного лечения, предоставление путевок работникам. Наибольшая доля затрат по данному направлению характеризует эффективность данного направления в структуре внутренней КСО организаций для восстановления здоровья и трудоспособности работников, а также наличие спроса на данный вид оздоровления и отдыха среди персонала.

В качестве относительного показателя, отражающего значимость рекреации предлагаем рассчитать коэффициент соотношения затрат на КСО к величине финансового результат деятельности каждой компании за 2015 год (см. табл. 4).

Таблица 4

Коэффициент соотношения затрат на КСО к выручке от реализации компаний за 2015 год [1, 6, 7]

Показатель	Компания		
	ПАО «Газпром нефть»	ОАО«Сургутнефтегаз»	ПАО«НК «Роснефть»
Выручка от реализации, млн. руб.	1 457 943	1 002 605	3 831 095
Затраты на КСО, млн. руб.	1875,504	3548,7	15117,8
Коэффициент, доли	0,0013	0,0035	0,0039

Полученные результаты представлены на рис.1.

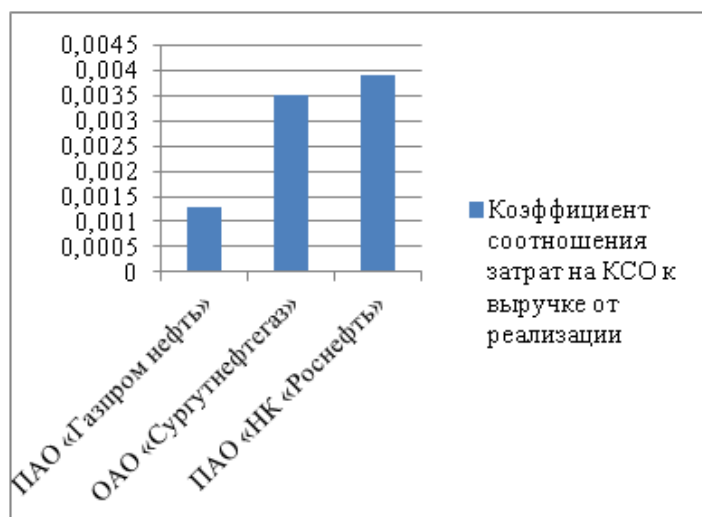


Рис. Коэффициент соотношения затрат на КСО к выручке от реализации

Таким образом, рекреация выступает значимым компонентом системы КСО, что подтверждают приведенные выше данные. Эффективная организация данной деятельности оказывает непосредственное влияние на результативность функционирования компании (ибо финансирование рекреации может быть аттестовано как инвестиции в человеческий капитал), способствует формированию ее имиджа.

#### Литература

1. «Газпром нефть». Отчёт о прибылях и убытках. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ir.gazprom-neft.ru/ru/key-data/financials/income-statement/> (дата обращения 04.01.2017).
2. «Газпром нефть». Отчёт об устойчивом развитии 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.gazprom-neft.ru/annual-reports/2015/GPN\\_SR\\_2015\\_rus\\_web.pdf](http://www.gazprom-neft.ru/annual-reports/2015/GPN_SR_2015_rus_web.pdf) (дата обращения 21.12.2016).
3. Матюгина Э.Г., Ярушкина Н.А., Селенчук Ж.О. Роль и место рекреации в поддержании условий воспроизводства // Научные труды SWorld. 2014. – Т. 24. – № 4. – С. 16-20.
4. ОАО «Сургутнефтегаз». Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз» 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru/investors/reports/annual/> (дата обращения 25.12.2016).
5. «Роснефть». Отчёт в области устойчивого развития 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://sarnpz.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/RN\\_SR2016\\_rus\\_20160929.pdf](https://sarnpz.rosneft.ru/upload/site1/document_file/RN_SR2016_rus_20160929.pdf) (дата обращения 26.12.2016).
6. «Роснефть». Стабильность, технологии, развитие. Годовой отчёт 2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/a\\_report\\_2015.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2015.pdf) (дата обращения 04.01.2017)
7. Центр раскрытия корпоративной информации. ОАО «Сургутнефтегаз». Годовая консолидированная финансовая отчетность по МСФО или иным международно признанным стандартам 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=312&type=4> (дата обращения 04.01.2017).
8. Экология производства. Экология нефтедобычи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ecoindustry.ru/news/view/12441.html> (дата обращения 15.12.2016).
9. Studme.org. Корпоративная социальная ответственность. Внутренняя социальная политика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://studme.org/39673/menedzhment/vnutrennyaya\\_sotsialnaya\\_politika](http://studme.org/39673/menedzhment/vnutrennyaya_sotsialnaya_politika) (дата обращения 18.12.2016).

## ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

В.Г. Эдер<sup>1</sup>, В.В. Клименко<sup>2</sup>

Научные руководители И.В. Филимонова<sup>1</sup>, И.В. Шарф<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Устойчивость развития нефтегазового комплекса России определяется прежде всего устойчивыми показателями добычи нефти. Несмотря на ухудшение условий работы нефтегазового комплекса России, связанных с введением финансовых и технологических санкций в конце 2014 г., а также нестабильностью валютного курса, добыча нефти в России продолжает расти. В 2016 г. добыча нефти в России увеличилась до 547,5 млн т [1, 2], что на 2,5 % больше предыдущего года. (прирост 13,5 млн т). Главным центром этого прироста добычи нефти в последнее 10 лет является Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия) (рис. 1), только в последние два года ситуация несколько изменилась. Происходит активное наращивание добычи нефти и конденсата в ЯНАО Западной Сибири, регионах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и шельфе Каспийского моря.

Вместе с тем авторами в работе показано, что добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) в настоящее время переходит в новую фазу развития, что будет способствовать интенсивному росту добычи нефти в регионе до новых высоких уровней.

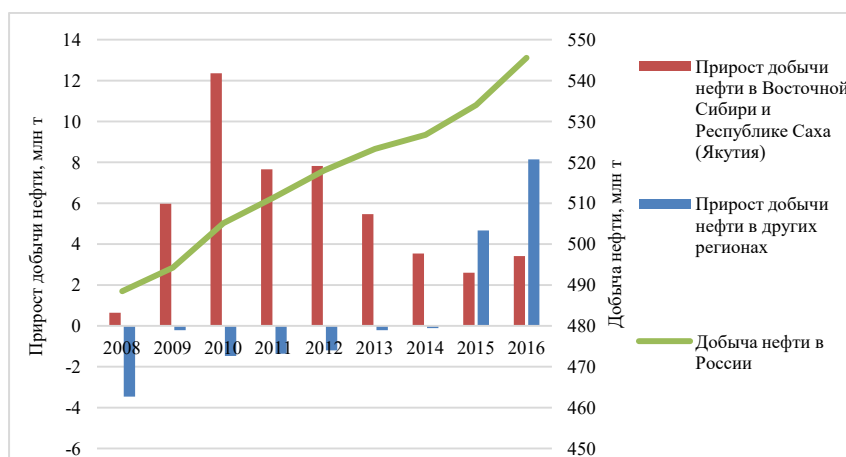


Рис. Прирост добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

В 2016 г. в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) продолжилось планомерное возрастание нефтедобычи, где этот показатель за последний год увеличился с 46,8 до 50,2 млн т. В то же время несколько изменился характер прироста нефтедобычи. Авторами показано, что процесс развития добычи нефти в регионе можно разделить на два этапа. Первый этап начался с 2008 г., когда были введены в разработку крупные (базовые) месторождения – Ванкорское, Верхнечонское и Талаканское в трех основных центрах нефтедобычи – Красноярском, Иркутском и Якутском. Введение в эксплуатацию месторождений стало возможным благодаря строительству и запуску нефтепровода ВСТО, спецморнефтепорта в Козьмино, подводящих и соединительных нефтепроводов. Комплексное освоение трёх центров нефтедобычи на Востоке России создало производственную, транспортную и промышленную базу для дальнейшего развития нефтедобычи в регионе и вовлечения в разработку более удаленных, а также мелких по запасам месторождений со стороны ВИНК и независимых производителей. В этот период добыча нефти на востоке страны обеспечивала до 13 % всей нефти по стране в целом. Характерной особенностью этого периода являлось то, что активное падение добычи нефти в стране в традиционных регионах нефтедобычи, прежде всего в Западной Сибири в ХМАО, активно компенсировалось наращиванием производства сырья на Востоке России.

Второй этап освоения углеводородного потенциала Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) начался в последние годы. Период характеризуется тем, что базовые месторождения, введенные в разработку за последние 7 лет, вышли на проектный уровень добычи и в ближайшие годы на них ожидается либо стабилизация, либо планомерное сокращение добычи нефти. В этих условиях основной прирост извлечения нефти из недр осуществляется за счет ввода в разработку месторождений, прилегающих либо к производственной инфраструктуре уже сформированных центров нефтедобычи (Сузунское, Среднеботубинское), либо располагающихся в непосредственной близости от прохождения транспортной инфраструктуры нефтепроводной системы ВСТО и нефтепроводов-отводов (Дулисьминское, Аянское, Игнялинское и ряд других).

Наращиванию объемов добычи нефти в регионе способствует активное формирование транспортной инфраструктуры в новых крупных центрах, например, окончание в 2016 г. строительства трубопровода «Куомба-Тайшет», что позволит уже в 2017 г. принять в трубопроводную систему около 950 тыс. т нефти с месторождений Юрубчено-Тохомской зоны, а в перспективе увеличить до 15 млн т в год [3, 4].

Главную роль в росте добычи нефти на Востоке страны будет играть компания «Роснефть». В организационном плане, на начальном этапе освоения Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) присутствовали только компании «Роснефть» и «Сургутнефтегаз», владеющие лицензиями на работу крупных месторождений. Вместе с тем, в последние годы компания «Роснефть» проводила активную политику концентрации производства и капитала и консолидации активов на Востоке России, взяв под свой контроль ряд компаний («Таас-Юрх Нефтегазодобыча», «Иреляхнефть», «АЛРОСА-Газ», «ТНК-ВР», «Итеры»), осуществляющие добычу нефти и газа в регионе. Консолидация нефтегазовых активов в регионе позволит «Роснефти» обеспечить сырьевой базой будущие проекты добычи и выполнить взятые на себя международные обязательства по поставке нефти в страны АТР.

Вместе с тем, за годы разработки и обустройства базовых месторождений в регионе, активной государственной политики в области лицензирования и стимулирования добычи (прежде всего налогового и таможенного) всё больший интерес к нефтяным участкам стали проявлять остальные вертикально-интегрированные, а также независимые компании («ИНК», «Газпром нефть», «Восточносибирская управляющая компания» и др.). Это обостряет конкуренцию на перспективные участки недр и получение доступа к транспортной инфраструктуре, прежде всего экспортного назначения.

Важной организационной тенденцией в добыче нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) стало активное привлечение иностранного капитала для освоения месторождений как уже введенных в разработку, так и подготовленных к промышленной эксплуатации, прежде всего компаниями «Роснефть» и «ИНК».

Основные перспективы добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) связаны с вовлечением в разработку месторождений нефти из трудноизвлекаемого карбонатного комплекса в пределах Небско-Ботуобинской нефтегазоносной области [5, 6], разработка которого связана с применением инновационных технологий. В результате уже в ближайшее время в Восточной Сибири должен измениться характер нефтедобычи со смещением приоритетов в сторону разработки ТРИЗов. В то время как сейчас нефтедобыча в Республике Саха (Якутия) и на севере Иркутской области сконцентрирована, прежде всего в терригенном комплексе благоприятном для существующих технологий и методов разработки.

Таким образом, в перспективе ожидается, что максимальный уровень добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) на уже открытых месторождениях с относительно хорошими качественными характеристиками запасов будет достигнут в 2022 г. и составит около 70 млн т. Дальнейшее удержание добычи нефти в регионе на достигнутом уровне будет возможно только за счет активного введения в разработку уже открытых трудноизвлекаемых запасов. А также месторождений, прогнозируемых к открытию, как в непосредственной близости к существующим центрам нефтедобычи, так и на новых перспективных территориях.

#### Литература

1. Сводные показатели производства энергоресурсов // Нефтегазовый журнал «ИнфоТЭК». – 2017. – № 1. – С. 109–114.
2. Kontorovich, A.E., Eder, L.V., Filimonova, I.V., Mishenin, M.V., Nemov, V.Y. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – № 57 (12). – P. 1653–1667.
3. Sharf I.V., Chukhareva N.V., Kuznetsova L.P. Financial and tax risks at implementation of “Chayanda-Lensk” section of “Sila Sibiri” gas transportation system construction project // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – № 21 (1). – P. 012–019.
4. Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России в январе-декабре 2016 года // ТЭК России. – 2017. – № 1. – С. 57–64.
5. Korzhubaev A.G., Filimonova I.V., Eder L.V., Sokolova I.A. Strategy of development of an oil-and-gas complex Siberia // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – № 3. – P. 14–17.
6. Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Топешко В.А., Фомин А.М. Распределение ресурсов нефти и газа на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции по нефтегазоносным комплексам // Экологический вестник России. – 2016. – № 7. – С. 1–7.

СЕКЦИЯ 20  
 ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО  
 (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

PETROLEUM GEOLOGY IN THE 21<sup>ST</sup> CENTURY

N.P. Zapivalov

*Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the SB RAS, Novosibirsk, Russia  
 Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia*

Hydrocarbons are reported to be found in all strata of the Earth's crust and are supposed to occur in the cosmic space, too. As to genesis of hydrocarbons, there are various equally authoritative positions.

The myth of «Peak Oil» has been refuted with new evidence and facts. The oil recovery rates may depend on various natural and technogenic fluctuations as well as geopolitical situation. However, a great variety of hydrocarbon sources, both conventional and unconventional, have been discovered and are still being discovered; innovative methods and technologies for hydrocarbon production and utilization are being created.

On the whole, it shows that the era of hydrocarbon civilization will never end (Fig. 1-4).

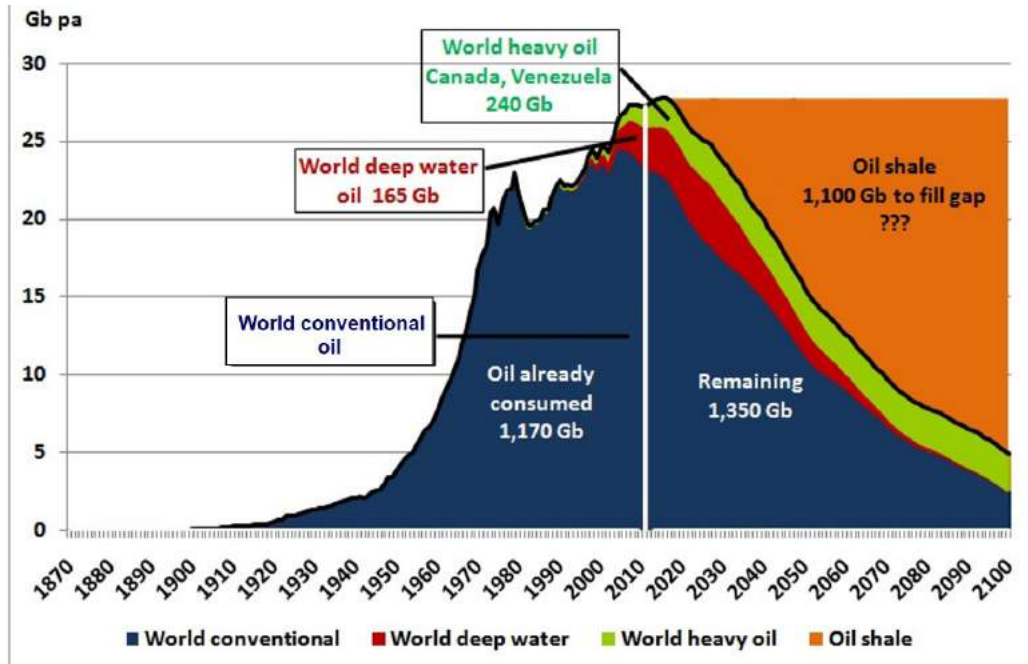


Fig. 1. World production oil by years  
 (Bureau of Infrastructure, Transport & Regional Economics, Australia, report No 117)

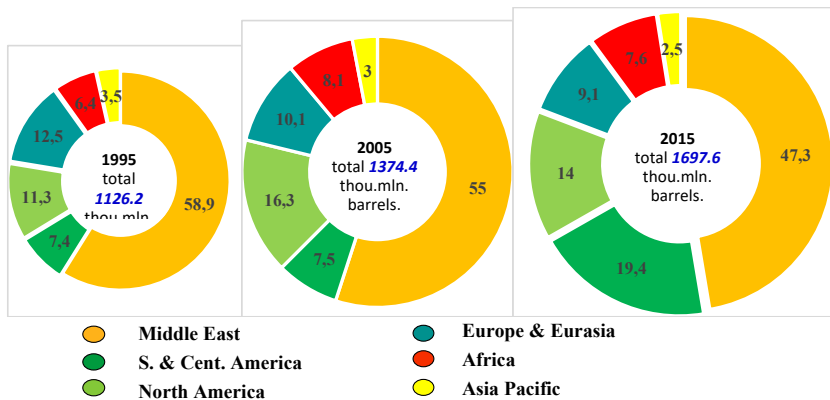


Fig. 2. Distribution of proved oil reserves in 1995, 2005 and 2015, %  
 (BP Statistical Review of World Energy 2016)

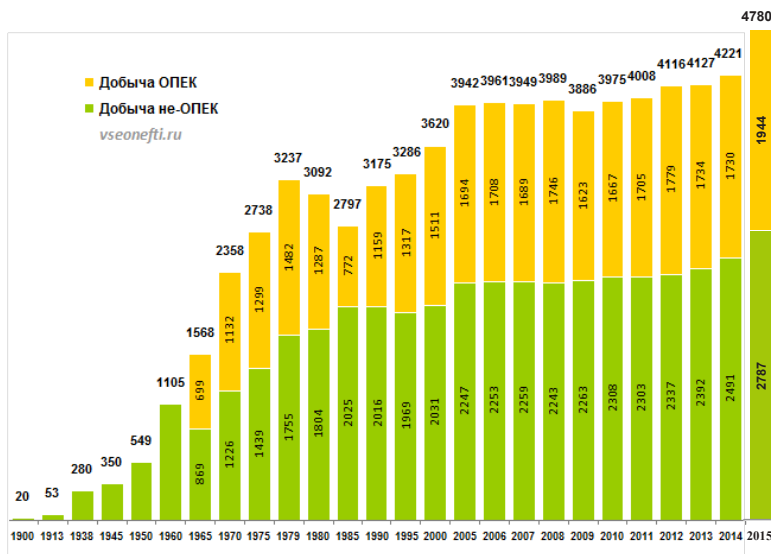


Fig. 3. Oil production in the world, mln. tonnes (BP Statistical Review of World Energy 2016)

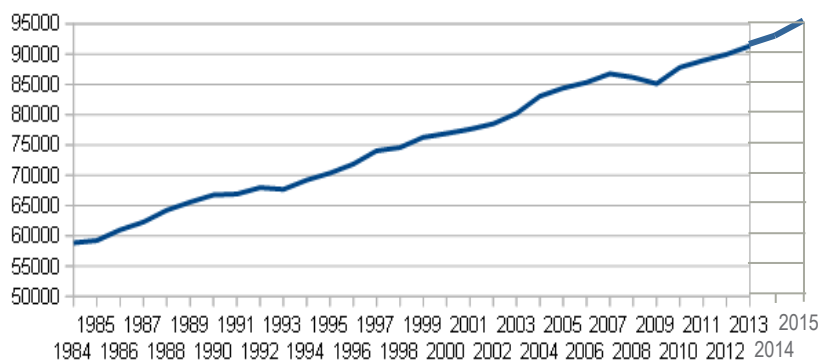


Fig.4. Dynamics of oil consumption in the world, thou. barrels per day (BP Statistical Review of World Energy 2016) (2014 – 93109; 2015 – 95008)

70 countries in the world possess proven oil reserves; over 65 countries carry out oil production; and practically all countries in the world, in a varying degree, use hydrocarbon raw material for various purposes.

Our Earth is turning into a giant oil planet.

It is clear that there is a great amount of hydrocarbon resources in the Earth, but it is essential that this immense wealth so important for humanity should be used in a rational way.

In Russia, oil production is also constantly growing, except for the period of 1989-2001 (Fig.5).

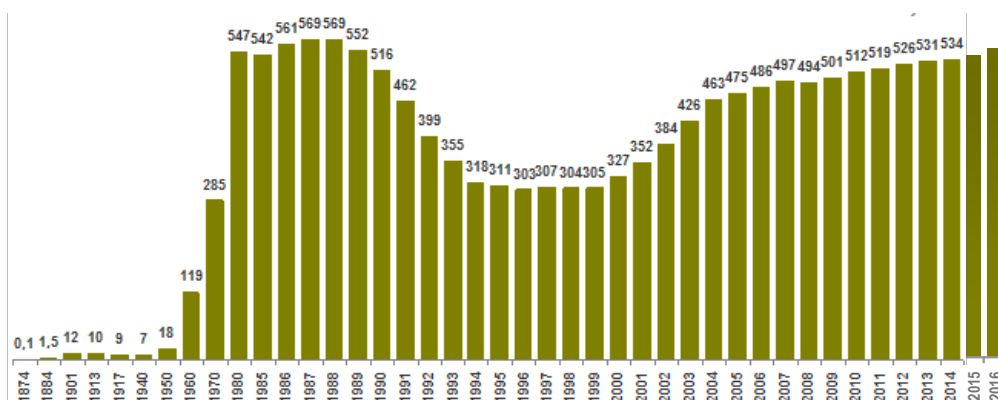


Fig. 5. Oil production in Russia, mln. tonnes (<http://vseonefti.ru/>)

The role of alternative energy sources can be illustrated by the example of India. India uses all possibilities to develop various power sources: wind energy, solar energy, gas hydrates, tidal power, dry manure fuel, producing methane from coal layers etc. Through using all available sources of energy, it is planned to increase energy consumption in India up to 400.000 MW in 2030 against 130.000 MW in 2008.

However in the 21<sup>st</sup> century the traditional source of energy – oil and gas – will remain the key factor in Indian industry (energy, motor fuels, and petrochemicals). In 2014, oil demand in India was over 3,8 mln bpd, or almost 200 mln tonnes per year; in 2040, oil demand in India will be 9,8 mln bpd, or 511 mln tonnes per year.

An inspiring fact: Digboi oilfield (state of Assam, India) was discovered «with the help of elephants» as long ago as in 1867 (Fig. 6), and is still in operation.

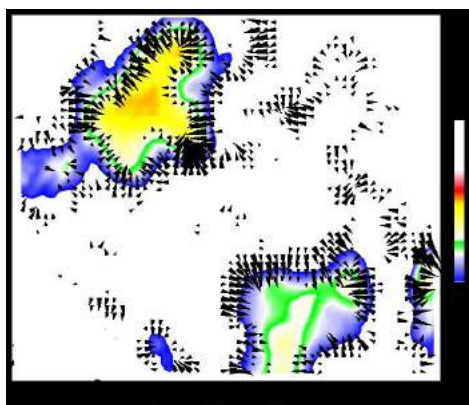


**Fig. 6. The wooden rig at Digboi: the first oil well of India**

Oil-and-gas-saturated stratum is an integral interrelated system of rocks (minerals) and fluids (oil, gas, and water). An oilfield is a «living» fluid-rock system, subject to the laws of spontaneous autoregulation [7]. It is necessary that research and practical efforts be focused on study and control of the oilfield «life». This «life» depends on a great number of rapidly changing factors with regard to their gradients; oil deposits may be formed, then dissolve, and after that regenerate again [2]. This is why many of oil-and-gas accumulations are young.

At present, forced commercial development of oilfields is being practiced all over the world, in order to quickly produce easy-to-extract oil with the use of all available super-intensive methods and technologies (Enhanced Oil Recovery). As a result, the residual oil (reserves) now amounts to 55-70%. To extract this residual (hard-to-extract) oil from the productive strata, conceptually new ideas and technologies are required. Efforts should be focused on developing mature oilfields in a soft, sparing and non-damaging way (Improved Oil Recovery).

Nowadays a lot of such innovative techniques are available, including aerial and space survey. One of the examples is **DFM-method** (dynamic fluid method, V.B. Pisetsky, Yekaterinburg, Russia) [4] (Fig. 7).



**Fig. 7. DFM-method: map of differences of fluid-dynamic parameters. The raster color shows the changes in fluid pressure gradients; the arrows show differentiated fluid flow vectors.**

DFM-method (dynamic fluid method) for estimating the gradient pressure is based on a complex analysis of the seismic parameters and other geologic and geophysical data. DFM-technology is aimed at mapping the productive zones (foci) with active fluid cross-flows.

Another two examples are **SAM-technology** (spectral analysis of microseisms, G.V. Vedernikov, Novosibirsk, Russia) [6] which, like DFM-method, allows distinct determination of the highly productive foci during exploration and production of oilfields, and **GasGun® technology** (Dr. R.A. Schmidt, GasGun Inc. Co., USA) [5].

In fact, GasGun® technology (Fig. 8) is an improved and more efficient version of hydraulic fracturing technique (Improved Oil Recovery). Its results are shown in Fig. 9.



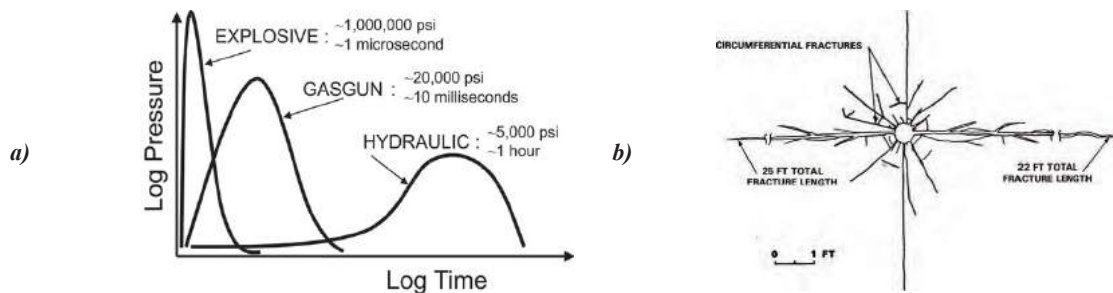


Fig. 8. Gasgun®: technology of stimulating wells with solid propellants which create oscillating gaseous jets in the perforated well or even in the open hole. a) Schematic dependence between pressure and time for three various stimulation methods. b) Typical fracture pattern produced by the Gasgun® method in underground experiment

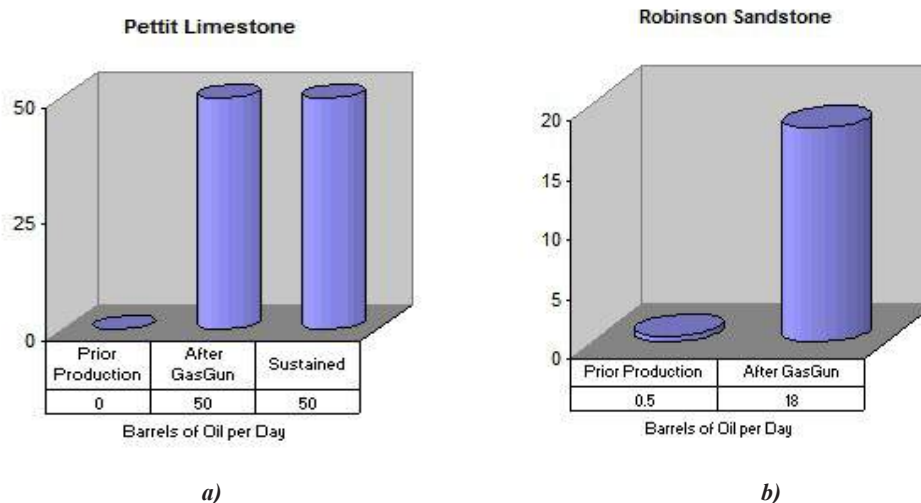


Fig. 9. a) Arkansas. Formation: Pettit Limestone (new well) Formation Depth: NA Prior Production: 0 BOPD After Stimulation: 50 BOPD Sustained: 50 BOPD. b) Illinois Formation: Robinson Sandstone Formation Depth: 892' Prior Production: 0.5 BOPD After Stimulation: 18 BOPD

All these technologies are patented.

All points considered, a number of conclusions can be made:

1. Oil deposit is a living fluid-rock system with properties and parameters rapidly changing under the influence of natural and technogenic factors.
2. Oil deposit can be formed, dissolved, and re-assembled. The hydrocarbon components may increase or decrease with time. It may be replenished either at the expense of newly formed hydrocarbon masses inside the system, or at the expense of additional inflow from other parts of the Earth's crust.
3. To look at special source rocks as the key factor of oil genesis is a wrong position, which should be excluded from petroleum theory and practice.

As early as in the middle of the 20th century, A.I. Levorsen (California, USA) arrived at the conclusion that oil-source rocks have no concern with actual prospecting and exploration works. In his famous «Geology of Petroleum» (1967) he stated (cited in a reverse translation from the Russian edition): «The problem of oil-and-gas origin now loses its significance as a necessary prerequisite in planning the exploration works. The reason is that petroleum-like hydrocarbons are discovered in almost any non-reservoir rocks. The amount of residual oil [micro-oil] dispersed in these rocks exceeds all the proved reserves in the Earth. Therefore, there is no need in search for special source rocks» [3].

In separate regions highly-bituminous strata (the so-called oil-source formations) are likely to be considered as prospective objects for shale-oil production with the use of improved techniques. However, the possibility of environmental harm and of injurious changes in the upper crust should be strictly kept in mind.

1. In petroleum geology, the key factor is dynamics of the system state depending on a large number of uncertainties. My friend Mr. Subir Raha, former President of ONGC (India), paid special attention to this feature: «The generation-migration entrapment of hydrocarbons involves innumerable variants, which leads to uncertainties and inherent risks in exploration. Geo-scientists have an important role to play in reducing these uncertainties and risks, and converting them into profitable opportunities» (Geological conference, Mumbai, 2004). We are obliged to find ways to raise the effectiveness of scientific research and practical results in upstream and midstream.

2. Global-scale development of the great Arctic mineral resources, including oil and gas, is likely to become possible only in the end of 21<sup>st</sup> – beginning of 22<sup>nd</sup> centuries, both because of natural difficulties, lack of technological and financial resources, and geopolitical games. Besides, environmental aspect is not properly elaborated as yet. This is especially true for Russian Arctic territories. All the strategies, plans, expert findings that are now being developed in this sphere are in fact only approbation of methods. However they are useful as a basis for preparing future joint projects, such as far-distance space flights.
3. In my opinion, for most regions of the world, the key factor in oil production in the 21<sup>st</sup> century will be the residual (hard-to-extract) oil at large oilfields already in operation where a well-developed diversified infrastructure is available. It amounts to 2/3 of all proved oil reserves. To extract this oil, novel methods and technologies are required (Improved Oil Recovery).
4. To be in proper control of the oil-production technological processes, a detailed study of the fluid-rock systems (oil deposits) should be made through bottom-hole apparatus with a wide use of smart (IT) gauges. There is a lot of research and methods already available; all that is needed is practical deeds. For this purpose, it would be useful to have R&D Petroleum Polygons, or at least test wells or sections, in the oil production regions.
5. Omar Khayyam wrote: «Thousands of observations and thousands of measurements are needed to avoid a single error». It is clear that only natural full-scale models are authentically reliable and effective.
6. To restore energy potential and other parameters of oil deposits, rehabilitation cycles are utterly necessary [1].

A living system requires medical approach. This is the essence of ecological paradigm!

#### References

1. Bednarzhevskiy S.S., Zapivalov N.P., Smirnov G.I. Rehabilitation cycles of nonlinear dynamics of petroleum fields to improve their efficiency // *Nauka i biznes: puti razvitija*, 2015, vol. 46, no. 4, pp. 27 – 31.
2. Dyachuk I.A. Reformation of oil fields and reservoirs // *Georesursy (Georesources)*. Kazan, 2015.–№1(60).–P. 39–45. (in Russian)
3. Levorsen A.I. *Geology of petroleum*. – Moscow: Publishing House «Mir», «Earth sciences» series, 1970, vol. 22. – 638 p. (in Russian)
4. Pisetsky V.B. Prognosis of fluid-dynamic parameters of a basin based on seismic data. – Yekaterinburg: Ural State Mining University, 2011. – 13 p. (in Russian)

## MOOS WIE BIOINDIKATOR DER UMWELTVERSCHMUTZUNG

N.P. Bozchenko

*Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin A.M. Mezchibor, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Unter Bioindikation versteht man die Anzeige von abiotischen und biotischen Standortfaktoren durch biologische Systeme [4]. Als Bioindikatoren im weiteren Sinn bezeichnet man dementsprechend Organismen oder Organismengemeinschaften, die als Zeiger für bestimmte Umweltfaktoren natürlicher Art oder infolge menschlichen Einwirkens verwendet werden können.

Nach dieser weitgefassten Definition ist jede biologische Art ein Bioindikator, da sich im Laufe der Evolution jede Art an einen Komplex von Standortfaktoren angepasst hat und diesen im Besetzen der ökologischen Nische anzeigt. Diese natürliche Bioindikation macht man sich in der Land- und Forstwirtschaft, der Vegetationskunde und anderen Disziplinen schon seit langem zunutze. So sagt man, dass eine Art Feuchte- oder Kalkzeiger ist usw. Seit einigen Jahrzehnten interessiert man sich jedoch zunehmend für solche Bioindikatoren, die anthropogene Faktoren anzeigen. Im Zuge zahlreicher Programme und Projekte der Umweltüberwachung hat man weltweit schon eine unübersehbare Zahl an tierischen oder pflanzlichen Organismen als Bioindikatoren eingesetzt. Somit sind Bioindikatoren im engeren Sinn Organismen, die auf Schadstoffbelastungen mit Veränderung ihrer Lebensfunktionen antworten, also eine möglichst spezifische Reaktion (Reaktionsindikatoren) zeigen oder den bzw. die betreffenden Schadstoffe aufnehmen und anreichern (Akkumulationsindikatoren), also ,akkumulieren [1].

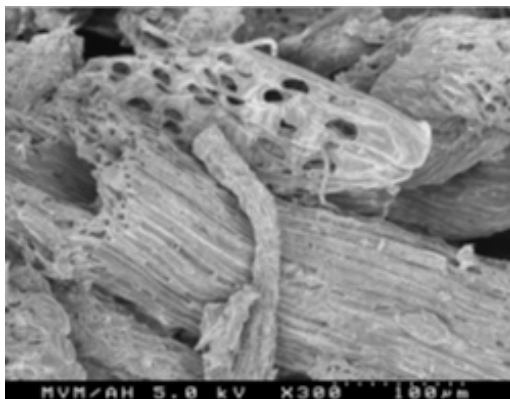
Moose sind eine Gruppe der Pflanzen und werden zusammen mit Flechten, Pilzen und Algen bezeichnet. Moose finden als Schadstoffindikatoren in vielen Ländern Verwendung, aber ihre Einsatzhäufigkeit spiegelt ihre besonders gute Eignung als Bioindikator bei weitem nicht wider, was vielleicht darauf zurückzuführen ist, dass die Bestimmung - von wenigen leicht kenntlichen Moosen abgesehen - relativ schwierig ist und einige Erfahrung erfordert.

Die Moose spielen eine sehr wichtige Rolle im globalen Ökosystem. Dort, wo Moose häufig sind, wie in Bergwäldern und Mooren, haben sie eine wichtige ökologische Rolle im Nährstoffkreislauf, da sie die Nährstoffe aus dem Niederschlag filtern, ferner für den Wasserkreislauf, da sie zum einen Nebel ausfiltern können und zu einem gewissen Grad auch den Niederschlag speichern können.

Mehrere Eigenschaften machen die Moose zu sehr guten Bioindikatoren: Sie nehmen Wasser und Nährstoffe über die Oberfläche auf und sind so der direkten Wirkung von Schadstoffen ausgesetzt; ihr kurzer Lebenszyklus führt zu raschen Reaktionen auf Umweltveränderungen; sie sind makroskopisch bestimmbar und sind ganzjährig präsent. Moose werden jedoch bis jetzt nur in Europa, Kanada, Japan und Neuseeland als Bioindikatoren verwendet.

Moose haben im folgenden genannte Eigenschaften, die sie als Bioindikatoren geeignet machen [2]: Moose decken

ihren Nährstoffbedarf überwiegend aus der Atmosphäre, das bedeutet sie nehmen Nährstoffe aus Niederschlägen und aus der Luft über ihre meist einzellschichtige Blättchenoberfläche und die Epidermisoberfläche anderer Sprosssteile auf; Moosepidermen haben keine Cuticula (wachsartige, weitgehend undurchlässige Abschlusschicht der Epidermis höherer Pflanzen), so dass Moose eine Stoffaufnahme über ihre Oberfläche nicht verhindern können. Moose können die Schadstoffaufnahme auch nicht regulieren über Stomata (Spaltöffnungen), sofern sie überhaupt vorhanden sind. Die „Wurzeln“ der Moose dienen im Gegensatz zu höheren Pflanzen nur der Verankerung der Moose im Substrat und nicht der Wasser- und Nährstoffaufnahme.



*Abb. Die Struktur der Käfige des Moores bei der Vergrößerung unter dem elektronischen Mikroskop: die Vergrößerung  $\times 300$  (links), die Vergrößerung  $\times 1000$  (rechts) [3]*

Moose können Schadstoffe bis zu sehr hohen Konzentrationen akkumulieren, da sie eine große Oberfläche aufweisen und eine hohe Kationenaustauschkapazität (KAK) besitzen.

Die meisten Moose sind nicht an bestimmte Jahreszeiten gebunden, können also jederzeit gesammelt oder kontrolliert werden; zudem besiedeln sie nahezu alle Substrate, auch künstliche Standorte wie Mauern und Hausdächer etc.

Für Moose bestehen folgende Einsatzmöglichkeiten als Bioindikatoren [2]:

Bei Luftverschmutzung reagieren Moose besonders auf Schwefeldioxid. In den vergangenen Jahrzehnten wurde die steigende Belastung anhand des Verschwindens von Moosen aus Industriegebieten kartiert, heute die sinkende Belastung anhand der Wiederbesiedlung, besonders durch Epiphyten.

Moose akkumulieren aufgrund ihrer hohen Ionenaustauschkapazitäten Schwermetalle. Europaweit werden zum Monitoring die Moosarten *Hylocomium splendens*, *Hypnum cupressiforme* und *Pleurozium schreberi* untersucht. Das Forschungskonsortium Mossclone testet, welche Torfmoose sich zur standardisierten Luftüberwachung eignen. Die gleichen Mechanismen lassen Moose auch Radionuklide anreichern, sodass sie als Langzeitsensoren für die radioaktive Belastung dienen.

Ebenso kann man sie einsetzen als Indikatoren für Klimaschwankungen. So haben sich beispielsweise in den letzten Jahren einige Arten, die bisher nur im stark ozeanisch geprägten Klima Westeuropas vorkamen, weiter nach Mitteleuropa ausgebreitet. Man kann dies ev. als Indiz für feuchtere und mildere Winter und für ein ausgeglicheneres Klima in Mitteleuropa werten.

Über die Effektivität jeder Art sagend, muss man in erster Linie die wichtigste Kennziffer - die Erweitertheit der gegebenen Art, d.h. die Möglichkeit des Wachstums in vielen natürlichen Zonen mit verschiedenen Klimabedingungen berücksichtigen. Da bei jeder Art die Areale des Vertriebes, über die am meisten herankommende Art des Moores schwierig zu sagen.

Zusammenfassend kann man die Schlussfolgerung ziehen, dass die Moose für die Durchführung des ökologischen Monitorings der Kontrolle der geochemischen Lage der Territorien ideal herankommen.

#### References

1. Arndt, U., Novel, W., Schweizer, B. Bioindikatoren: Möglichkeiten, Grenzen und neue Erkenntnisse, Eugen Ulmer Verlag. – 1987. – S. 388.
2. Hock, B., Elstner, E. Pflanzentoxikologie - Der Einfluß von Schadstoffen und Schadwirkungen auf Pflanzen, Bibliographisches Institut. – 1984. – S. 346.
3. Mezhibor, A.M. Die ökologische Charakteristik der Elemente-Beimischungen in den Reittorfen des Gebietes Tomsk: Dissertation zur Erlangung des Kandidates der geologo-mineralogischen Wissenschaften / Tomsk. – 2009. – S. 13
4. Schubert, R. Bioindikation in terrestrischen Ökosystemen, Gustav Fischer Verlag. – 1991. – S. 338.

## ANALYSE VON LECKERKENNUNGSSYSTEMEN AN ÖLROHRFERNLEITUNGEN

M.A. Bukhovskiy

Wissenschaftliche Betreuerin Dozentin N.A. Antropova

Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Im Rahmen dieser Arbeit werden durchgehende Systeme für die Überwachung (Leckerkennungssysteme LES) des technischen Zustandes untersucht. Diese lassen sich in zwei Gruppen aufteilen: Systeme, die technologische Kenngrößen überwachen, sogenannte Softsensoren (Die Veränderungen in hydraulischen Kenngrößen werden mithilfe von einem Prozessmodell analysiert.); 2) Systeme, die eine Überwachung von zusätzlichen Kenngrößen gewährleisten, sogenannte Hardsensoren (z.B. Brillouin-Streuung, akustische Emission).

Softsensoren beziehen Verfahren ein, die sich auf der Messung von verschiedenen Kenngrößen basieren wie Druck, Durchflussmenge, Temperatur sowie Mengenvergleichsverfahren, Mengenänderungsverfahren, Mengendifferenzierungsverfahren, Druckfallverfahren, Druckwellenverfahren usw. [1, 2]

Das Mengenvergleichsverfahren vergleicht die Fördermengen, die in einem Leitungsabschnitt eingebracht werden  $\rho_1 Q_1$ , mit denen, die in diesem Leitungsabschnitt entnommen werden  $\rho_2 Q_2$ . Dabei entsprechen  $\rho_1$  und  $\rho_2$ ,  $Q_1$  und  $Q_2$  der Dichte und dem Volumenstrom des Ein- und Ausgangs der Pipeline.

Das Mengenänderungsverfahren beschreibt die Situation, bei der angenommen wird, dass die Durchflussmenge bei einem Leck an einer stromaufwärts gelegenen Messstelle entsprechend der Pumpenkennlinie und durch den Spannungseffekt des Lecks zunehmen und sich an einer stromabwärts gelegenen Messstelle verringern wird. Diese Mengenänderungen zieht man mit Hilfe von oberen und unteren Grenzwerten zur Leckerkennung heran.

Das Mengendifferenzierungsverfahren berechnet die Differenz der Summe der einem Leitungssystem entnommenen Mengen bzw. Massen und der Summe der in das Leitungssystem zugeführten Mengen oder Massen. Diese Differenz wird nach der Zeit differenziert:

$$\Delta M = \int_0^{\Delta t} [\rho_1(t)Q_1(t) - \rho_2(t)Q_2(t)]dt$$

Wenn sich die Differenz verändert, wie dies beispielweise bei einer Leckage auftritt, weicht das Differenzierungsergebnis momentan stark vom stationären Wert ab. Diese Abweichung führt dann zu einer Alarmgabe.

Beim Druckfallverfahren misst man den statischen Druck an mehreren Messstellen (z. B. an Verdichter- bzw. Pumpstationen, Übergabe- und Streckenschieberstationen). Die Abweichungen vom stationären Fördergradienten, die durch das Leck entstehen, führen zur Alarmgabe.

Das Druckwellenverfahren beschreibt ein Verfahren, bei dem berücksichtigt wird, dass die Druckabsenkung, die bei einem Leck am Leckort entsteht, sich als negative Druckwelle stromaufwärts und stromabwärts mit Schallgeschwindigkeit ausbreitet. Das Leck wird dann durch die Erfassung der negativen Druckwelle mittels geeigneter Einrichtungen ermittelt. Die Geschwindigkeit kann wie folgt berechnet werden:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{k} + \frac{\rho_0 d}{\delta E}}}$$

Dabei entsprechen:

$E$  – Elastizitätsmodul der Leitung;

$\delta$  – Wanddicke;

$k$  – Elastizitätsmodul des Fluidums

$d$  – Durchmesser. [1]

Die Daten zu Druck, Durchfluss und Temperatur kommen zur Feldstation, wo sie akkumuliert und ausgewertet werden und dann durch Prozessleitungssysteme auf den Server übertragen werden. Im Server lassen sich diese Daten analysieren. Inzwischen wird ein Prozessmodell (mithilfe von einer Kombination der oben erwähnten Verfahren und gemessenen Werten) hergestellt. Weiterhin wird der Vergleich von Messwerten und berechneten Werten analysiert. Im Falle eines Ölaustritts erfolgt eine Alarmierung. Die entsprechende Leckrate und der Leckort werden im Computer beim Operator angezeigt.

Das infraakustische Überwachungssystem gehört zu den Hardsensoren und benutzt die akustische Emission um ein Nutzsignal zu senden. (Es wird durch einen Durchbruch in der Rohrleitung als Folge eines Leck Eintritts oder einer mechanischen Einwirkung auf die Leitungsoberfläche hervorgerufen und breitet sich stromauf- sowie abwärts aus.) [3] Der Aufbau dieses Systems hat drei Levels. Das erste Level enthält Hydroantennen, die an der Rohrleitung angebracht sind und das Signal empfangen. Das zweite Level wertet die Daten aus und sendet sie an den Computer, wo auf dem dritten Level die Ergebnisse angezeigt werden.

Das auf dem Lichtwellenleiter LWL basierte System kann sowohl Leckagen als auch nicht genehmigte Eingriffe durch Dritte erkennen. Das erfolgt mithilfe von den zu messenden Kennwerten wie geometrische Ausdehnung des LWL, akustische Schwingungen oder Umgebungstemperatur. [4] Der zuletzt erwähnte Kennwert wird für die Leckerkennung benutzt und steht für Veränderungen in Streuung von Licht im des LWL durch Temperaturveränderungen (Brillouin-Streuung). Der LWL wirkt als Sensors und wird in der Nähe der Pipeline verlegt, nicht weiter als einem Meter von der Pipeline wand entfernt.

Im Laufe der Arbeit wurden die Werte für die Feststellbarkeitsgrenze hinsichtlich drei verschiedener Leckerkennungssysteme untersucht (Tabelle).

**Tabelle**

**Analyse von technischen Werten dreier Leckerkennungssysteme**

Funktion	Parameter	Softsensor LES	Lichtwellenleiterbasiertes LES	Infraakustisches Überwachungssystem
Leckerkennung	Leckerkennungsgrenze	ab 1,0 % der Durchflussgrenze	0,1 %	0,4 %
	Ortungsge- nauigkeit	100 m	5 m	9 m
	Erkennungs- zeit	bis 5 min	weniger als 1 min	von 1 bis 6 min
Molchverfol- gung	Betrieb	-	permanent	permanent
	Genauigkeit	-	10 m	100 m
Feststellung von Schacht- bzw. Baggerarbeiten	Genauigkeit	-	Bewegungen und Arbeiten von Baumaschinen in 150 m Entfernung vom Kabel	60 m an der Pipeline entlang
			Registrierung von Fußgängerbewegungen und Grabungen per Hand in 10 m Entfernung vom Kabel	
	Erkennungs- zeit	-	von 2 bis 6 s	1-2 min
Betriebsinspek- tion	Art von Defekten	-	Pipelineverformung	Geometrische Defekte der Pipelinewanddicke
	Genauigkeit	-	1 m	± 10 cm

**Schlussbetrachtungen**

Die Analyse der technischen Werte oben genannter Systeme zeigt, dass Leckerkennungssysteme, die technologische Kenngrößen ermitteln, die Erkennung von größeren Leckagen sicherstellen, die von einer Drucksenkung begleitet werden. Die Leckerkennungsgrenze liegt bei über einem Prozent der Durchflussmenge. Dabei werden Leckagen mit geringerer Intensivität (kleiner als 1 %) nicht registriert. Weiterhin können diese Leckerkennungssysteme nur die Funktion der Leckerkennung erfüllen, während das infraakustische bzw. lichtwellenleiterbasierte System außerdem die Aktivitätskontrolle, Molchlokalisierung und die Erkennung von Deformationen bzw. Defekten übernehmen können. Daraus lässt sich rückschließen, dass Hardsensoren, die auf dem akustischen Emissionsprinzip bzw. dem Lichtwellenprinzip aufbauen, vorzuziehen sind. Sie weisen weniger Nachteile auf und erfüllen in größerem Maße die Anforderung, die in dieser Arbeit gestellt wurden. Ausgehend von dieser Analyse, die ausschließlich technische Werte widerspiegelt, lässt sich das Fazit ziehen, dass das lichtwellenleiterbasierte Leckerkennungssystem das genaueste, empfindlichste und operativste ist.

**References**

1. Bezirksregierung Köln: Verfahren zum Feststellen von austretenden Stoffen. Bekanntmachung der Technischen Regel für Rohrfernleitungen nach § 9 Absatz 5 der Rohrfernleitungsverordnung (AfR), Köln, März 2010, URL: [http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk\\_internet/leistungen/abteilung05/54/rohrfernleitungen/trfl.pdf](http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/leistungen/abteilung05/54/rohrfernleitungen/trfl.pdf), Stand: 31.01.2017.
2. Geiger G.: State-of-the-Art in Leak Detection and Localisation. Pipeline Technology Conference 2006, Hannover, April 2006, URL: <https://www.pipeline-conference.com/sites/default/files/papers/321%20Geiger.pdf>, Stand: 31.01.2017.
3. Gluškov E., Kizina I., Gajnullin D., Ivanov V. (2011): Erfahrungen der OAO „Nefteavtomatika“ bei der Ausarbeitung und Einführung von Leckerkennungssystemen. Moskau, 2010.
4. Forschungs- und Produktionsgesellschaft TORI: Sicherheit des Pipelinetransports von Kohlenwasserstoffen. Mineralische Ressourcen Russlands: Wirtschaft und Management, 6:51-54, 2007, URL: <http://www.torinsk.ru/publication/25-mpp2007.html>, Stand: 31.01.2017.
5. Niklesa M., Vogelb B., Briffoda F. et. al.: Leckerkennung mithilfe von Lichtwellenleiter für Temperaturüberwachung. 11th SPIE Annual International Symposium on Smart Structures and Materials, 7:18-25, 2004.

CHANGING OF GEOLOGICAL ENVIRONMENT UNDER THE INFLUENCE OF NON-RECURRENT FAST PROCESSES

E.S. Chernykh

Scientific advisor professor V. N. Salnikov

National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

According to N. F. Reimers, (1992), the geological environment is the complex of geomorphologic, geophysical and geochemical conditions in which a body (including man and his household) occurs [3]. How to change these conditions when exposed to non-recurrent fast processes? The special relevance of studies of the geological environment presents problems in geology associated with oil and gas development in the Arctic. The term "Non-periodic rapid phenomena in the environment" was first introduced in 1988, in course of the first all-union interdisciplinary scientific-technical school - seminar "Non-periodic rapid phenomena in the environment" [4].

Among natural and anthropogenic-technogenic phenomena there are natural speed non-recurrent phenomena, such as earthquakes, tsunamis, landslides, meteorites, fireballs, craters, diatremes, electromagnetic systems in the lithosphere, atmosphere and space. For example, the Tunguska meteor exploded in the sky over the Tunguska taiga in the summer, in June of 1908 or the appearance and the span of long-lived plasma formations. The anthropogenic-technogenic phenomena include nuclear weapons testing, accidents at nuclear power plants, hydroelectric power plants, industrial plants, mining strikes and explosions of methane in mines; for example, the accident at the Chernobyl nuclear power plant, the Sayano-Shushenskaya hydroelectric power station on the Tomsk Siberian chemical Kombinat (SCK) and numerous explosions in the mines of Kuzbass, as well as the launching of missiles for various purposes [7].

Numerous ordered structures may occur upon closure of the electromagnetic fields and the creation of long-lived plasma objects (quasi-crystals) in the lithosphere and the atmosphere, which at the exit to the surface in areas with Quaternary sediments (clay, sand, loam, soil) can lead to the formations of pits (Fig. 1,2). On the outskirts of the city of Sasovo, Ryazan oblast, on 12 April 1991 night 1991 night at 300-400 meters from the oil depot explosion occurred with the formation of pit. At the epicenter of the explosion crater, almost round in shape with a size 31x28 m and a depth of about 4 meters. Military experts estimate the TNT equivalent of the explosion in capacity of 20-25 tons. In the center of the crater was discovered a hill with a height of about five feet [5]. In the same year, June 8, at 14.26, there's a message about the explosion a few kilometers from the village of Frolovskoe (a suburb Sasovo). On the farm "New way" was discovered, a new "pit". There were no charred and broken trees, no smell of gunpowder, but only a perfect crater with a diameter of 11.5 meters, nearly 4 meters deep (~3.5 m) occurred with no mound in the middle which was up to 40 cm tall, and at the bottom there was a flat layer of soil, compacted to a state monolith. The variation in soil was up to 300 m. The background radiation is normal.

It is assumed that the energy accumulation in the lithosphere and its isolation from rocks occurs under different types of excitation of seismic activity and preparation of the earthquakes caused by the production of nuclear explosions at the Semipalatinsk test site (until 1989), in Chebulinskoe district, Kemerovo region (1984). Therefore, it is likely that pits and holes in the earth were formed as a result of the energy of the lithospheric unloading due to mechano-electrical transformations in rocks during the flow of natural and anthropogenic processes. Similar pits formed in the heart of the Geneva lakes [8]. In the night from 3 to 4 February on the winter field of the suburbs of Geneva formed the biggest hole in this area of Switzerland, with a diameter of 10 m, depth 12 m, with a volume of 942 m<sup>3</sup>. This hole was formed over the portion of the underground tunnel of the Geneva motorway, which was in this location at a depth of 18 m. As H. P. Shaffer said, "the formation of these pits, as in England, was at night, and there were no witnesses of their occurrence". All the holes had one feature in common: they were all round in shape, the walls are steep with an angle of 90°, neither one of them no traces of turf, which would have to remain in the natural subsidence of the soil. A good example of the output of the lithosphere electromagnetic vortex is the formation of pits in the fields Panovskogo farm in Krapivinsky district, Kemerovo region.

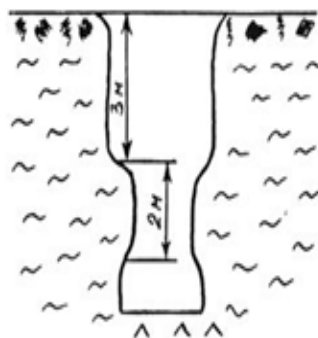


Fig. 1. State Farm Banowsky. The pit appeared at the end of April 1990. The Picture was made by V. N. Sal'nikov, 1990

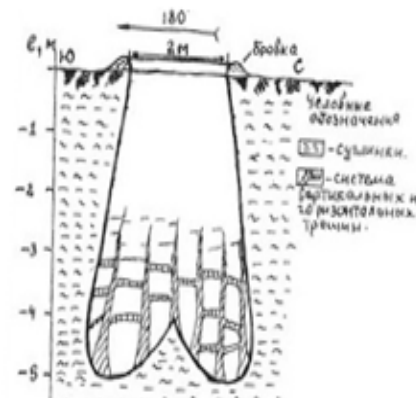


Fig. 2. Pit in the fields AOZT "October" p. Zorkaltsevo Tomsk district. The Picture was made by V. N. Salnikov after the Tomskmoloko's materials

On 26 May 1998, by the employees of the Territorial center of Tomskgeomonitoring a survey was conducted of the plow formed on the surface of the Earth on arable farmland AOZT "October". "Plow" discovered by an employee of the farm North-East of the village of Zorkaltsevo, 1.8 km away. The same hole was formed on the fields of Izhmorskiy district of the Kemerovo region in June 1993 (photo 1). Two "holes" appeared on the peninsulas of Yamal and Gydan. Third found on the Taimyr Peninsula at the mouth of the Yenisei river in April 2012. The diameter was 4 meters and a depth - 100 m. The soil was scattered over a 900 m. The researchers assume that the pits were formed due to the accumulation of methane with the subsequent release of soil [2]. In addition to the formation of pits, the changes in the topography of electromagnetic systems at locations of lithosphere relaxation may be accompanied by occurrence of flattened forest zone, fires, explosions and destruction of manmade structures.



*Fig. The hole in Izhmorskiy district of the Kemerovo region. In the centre the Chairman of regional Council of Izhmorskiy district. On the right there is V. N. Salnikov. Photo by G. Tokarenko*

Everything observed in the atmosphere, the lithosphere and outer space objects and field structure in the form of plasmoids of various shapes, which generate pulses in a wide frequency range from  $\gamma$ -ray to radio, light and heat is termed "electromagnetic system". The processes of generating and releasing electromagnetic energy accumulated in the lithosphere and caused by natural processes were the beginning of the scientific-technical progress [6]. The analysis of observations of electromagnetic systems and the calculation of the areal density of their displays, by the example of France, allows us to relate the generation of parts of plasmoids due to the physico-chemical and geodynamic processes in the lithosphere, mantle and possibly the core of the Earth. These processes lead to the formation of the heat-mechanical-radioelectrico of minerals, rocks, and water, volumetric charge where the relaxation is capable of generating electromagnetic system. Natural electrets were obtained by Salnikov V. N. when measuring temperature dependences of conductivity and electromagnetic emissions of the minerals and rocks of different composition, that is, in minerals and rocks observed as paleomagnetism and paleolithical [1,7]. The exit surface electromagnetic systems are dedicated to the articulation of geological structures, tectonic zones crossing lineaments mechanical stresses drainage network. The diversity of forms and spectra of electromagnetic radiation of plasmoids can be explained on the basis of the quasi-crystalline structure of the objects, their convergence, and polymorphism.

#### References

1. Kulin E.T. Ionnaya teoriya elektronogo sostoyaniya vody. [Electronic resource]: elektretstateofwater. blogspot.com/2015/07/blog-post.html
2. Kungurceva I. Na Taymyre obnaruzhen anomalnyy krater. [Electronic resource]: <https://utro.ru/articles/2014/07/25/1205730.shtml>
3. Mironov V.V. Sovremennye filosofskie problemy estestvennyh, tehicheskikh i socialno-gumanitarnykh nauk: uchebnyk dlya aspirantov i soiskateley uchyonoy stepeni kandidata nauk.- M.: Gardariki,2006.-639 c.
4. Neperiodicheskiye bystroprotekayushchiye yavleniya v okruzhayushchey srede/ Thesis report the First all-Union interdisciplinary scientific-technical school - seminar (7-18 1988). – Tomsk, 1998.- U.I. – 124 p.; U. II. -144 c.; Ч.III.- 230 p.
5. Olkhovator A.Y. Sasovskiye vzryvy 1991 i 1992 y.// Fizika Zemli. – 1995. - №5.- P. 28-36.
6. Protasevich E.T., Skavinskiy V.N. Geofizicheskiye fonovyye obyekty i yavleniya. Po stranitsam arkhiva Zhandarmnskogo upravleniya perioda pervoy Mirovoy vojny.- Tomsk: Izd.- vo TPU, 1996.-120 p.
7. Salnikov V.N., Arefyev K.P., Zavortkina S.D., Potylitsyna Ye.S., Lukyanova Ye.V., Fedoshchenko V.I., Gozhin E.E. Samoorganizatsiya fiziko-khimicheskikh protsessov v dielektricheskikh prirodno-tekhnogennykh sredakh.- Tomsk:STT, 2006.- 524 p.
8. Schaffer H.P. Ratselhafte Locher in der Schneez// PSI-Journal.-1991..№3.-P.12-14.

**SULFIDE INCLUSIONS IN MUGUNSKOE COAL DEPOSIT, IRKUTSK BASIN**

**N.R. Dzhumayan**

*Scientific advisor associate professor A.V. Nastavkin  
Southern Federal University, Rostov-on-Don, Russia*

Nowadays the problem of high sulfur content of coals is relevant for several reasons. The high sulfur content of coal has been recognized as the source of air pollution problems.

There are a few publications on the problem of sulfur content of coal, but among of them about sulfide inclusions in Mugunskoe coal deposit.

The purpose of our research is to find out mineralogical and geochemical composition of the sulfide inclusions in the coals.

Research methods included the macro- and microscopic description of the iron sulfide samples, which was conducted with the use of “LOMO POLAM P-312” polarizing microscope and the stereoscopic microscope “MBS-2.” Determination of gross elemental composition of sulfides performed by X-ray fluorescence X-ray crystal diffraction spectrometer vacuum «Spectroscan Max GV» (analyst A.K. Sherstnev). It was determined the content of oxides:  $Al_2O_3$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $SiO_2$ ,  $P_2O_5$ ,  $CaO$ ,  $K_2O$ ,  $MgO$ ,  $TiO_2$ ,  $MnO$ , and a number of elements: Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Sr.

Mugunsky coal mine belongs to the Irkutsk coal basin, which is located in the southern part of the Irkutsk region, stretches for 500 km along the north-eastern slope of the Eastern Sayan from Nizhneudinsk to Lake Baikal [3]. Coal with ash content of 7-15%, rarely up to 23%, but in some fields Irkutsk basin have a high sulfur content (on average 5-6%) [1].

The investigations revealed that some of the samples contained makronoduls iron sulfides up to 10 cm in diameter (Fig. 1).



*Fig. 1. Concretion marcasite with pyrite crystals*

The study of polished sections showed that the nodules are composed of pyrite and marcasite. Marcasite is considered more characteristic of brown coals of the world [2]. Marcasite composes the spherical body up to 3 centimeters in diameter, which cross the thin pyrite veins. The samples established quartz grains whose sizes in some samples (mainly pyrites) achieve 0.2 mm.

Some samples of pyrite crystals are presented. They have the form of a regular octahedrons and pentagondodekaedrs (Fig. 2). Their dimensions vary from a few millimeters to two centimeters. It should be noted that in the aggregate crystals form a concentrated cluster, which may indicate an excess of sulphur material in an ancient peat bog.



*Fig. 2. Clusters of pyrite crystals*

In some of the investigated samples marcasite are presented by plate radiating units in coal (Fig. 3a). Sulfide minerals also found as the form of narrow streaks in the coal (Fig. 3b).





Fig. 3. a) aggregates of marcasite in coal sample; b) - veinlets of sulphides in the coal

According to the atomic emission spectral analysis, for pyrite set higher concentrations of Fe, S, Cu, Ca, P, Cd, Si, Al, Na, Ti, U, and for marcasite - Fe, S, Cu, Mn, Ca, Si, V, Ti.

The results of determining total composition pyrite and marcasite samples, according to X-ray fluorescence analysis are shown in Table.

Table

The total composition of pyrite and marcasite (according to X-ray fluorescence analysis)

Oxide	Pyrite	Marcasite
	Content, %	
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	10.76	12.00
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	81.26	78.15
SiO <sub>2</sub>	5.69	6.28
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.13	0.17
CaO	0.11	1.12
K <sub>2</sub> O	0.20	0.13
MgO	1.48	2.04
TiO <sub>2</sub>	0.35	0.10
MnO (ppm)	141.70	51.33
Element	Pyrite	Marcasite
	Content, ppm	
Cr	14.62	36.22
Co	1913.08	1077.57
Ni	17.56	-
Cu	425.76	207.55
Zn	80.26	58.86
Sr	4320.88	2087.73

Thus, nodules and veins of pyrite and aggregates of marcasite present the sulfide inclusions in Mugunskogoe coal deposits. It should be noted that we have studied samples are present both forms of iron sulfide.

#### Acknowledgment

The author are grateful to the assistant of the Department of Soil Science and assessment of land resources Biology and Biotechnology of the Academy of the Southern Federal University, A.K. Sherstnev for assistance in conducting analysis.

#### References

1. Bochkarev V.A. Pilot combustion of the mixture and Mugunskogo Irbeyskogo coal in the boiler // Bulletin of Irkutsk State Technical University. - 2014. - № 11. - Pp. 222-227.
2. Kizilshstein L.Y. The genesis of sulfur in coal. - Rostov-on-Don: Publishing House of the Rostov University Press, 1975. - 200 p.
3. Russian coal base. Volume III. Coal basins and deposits in Eastern Siberia (Krasnoyarsk region, Kansk-Achinsk basin, Republic of Khakassia, the Minusinsk basin, Republic of Tyva, Ulughemsky basin and other fields, Irkutsk region, Irkutsk basin and coal deposits Predbajkalje). - M.: "Geoinformtsentr" Ltd., 2002. - 488 p.

**MIGRATION PATTERN OF CHEMICAL ELEMENTS IN SALINE LAKES  
OF KULUNDA PLAIN (ALTAI REGION)  
BASED ON CHEMICAL TYPE**

**V.I. Evgrafova<sup>1</sup>, M.N. Kolpakova<sup>1,2</sup>**

*Scientific advisors professor S.L. Shvartsev, associate professor I.A. Matveenko*

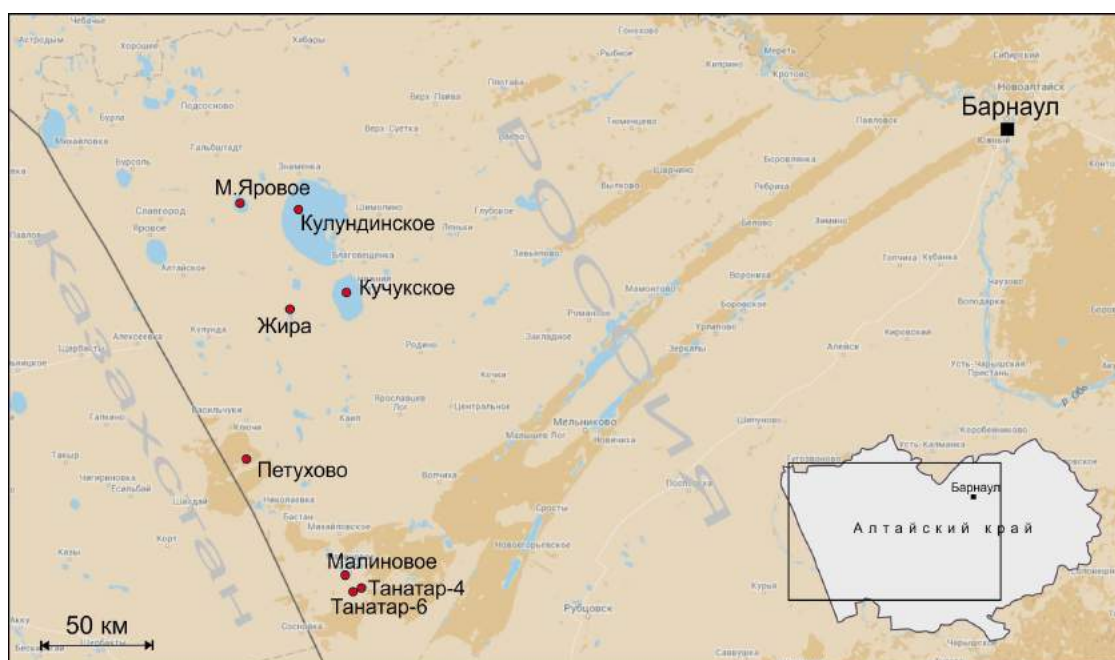
*<sup>1</sup>National research Tomsk Polytechnic University,  
Tomsk, Russia*

*<sup>2</sup>Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
Novosibirsk, Russia*

Analysis of chemical element migration patterns in natural water is a very important aspect in water study. Saline lakes are of a great interest for scientists because of high chemical element's content. This fact makes them a potential source of hydro minerals.

Objects of the study are saline lakes located in Kulundinskaya plain of Altai territory (Fig.).

The territory is covered with many mineralized basinal lakes as it is located in forest steppe and steppe zones.



*Fig. Map-layout of sampling point*

Used data were obtained in the expedition in 2015. Chemical composition analysis was made in the Fundamental Research Laboratory of Hydrogeochemistry of Education and Research Centre “Water” (Tomsk Polytechnic University, Russia).

All calculations of chemical elements migration forms were made using Visual MINTEQ 3.1 software. Modeling temperature was 25°C and pressure - 0.1 MPa.

As input information for analysis, we used macro and micro water component composition taking into account hydrogen ion concentration (pH), electro-hydraulic potential (Eh) and organic content.

According to the total salt content the study lakes are brine and saline. Chemical composition of water is presented in Table 1. The minimum value of pH is typical for the most saline water. Chloride is a predominate anion for the most of the lakes. Its content changes from 0.6 to 170 g/l.

Concentration of carbonates and hydrogen carbonates varies from 0.07 to 25 g/l. Sodium is prevalent among other cations. The value reaches 120 g/l.

The concentration of magnesium varies between 0.07-7 g/l. Content of calcium and potassium is up to 3-4 g/l in certain cases.

Table 1

Macrocomponent composition saline lakes of Kulunda Plains, Altay Region

Name of the lake	Танатар-4	Танатар-6	Петухово	Жира	Кулундин-ское	Small Yarovoe	Кучуку-ское	Малиновое
№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8
Units								
pH	9.3	9.8	9.8	8.8	8.3	7.7	7.6	7.7
Eh	245	228	-200	212	261	238	258	48
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	534	15300	17850	29	12	n/d*	n/d	n/d
HCO <sub>3</sub>	2104	6558	7472	46	1372	537	595	702
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	120	2663	1398	8384	23860	9660	41030	34300
Cl <sup>-</sup>	590	10570	10300	17990	59320	132760	146130	177120
Ca <sup>2+</sup>	6	12	5	17	77	166	393	160
Mg <sup>2+</sup>	31	7	31	1098	3185	7049	7057	5300
Na <sup>+</sup>	1335	16044	16560	13371	43175	75549	98307	121121
K <sup>+</sup>	22	135	207	48	235	89	456	316
Br	2	40	41	28	138	298	285	222
Mn	0.010	0.001	0.002	0.008	0.007	0.44	0.285	0.118
As	0.02	0.36	0.54	0.01	0.15	0.07	0.11	0.20
B	3	37	103	10	26	18	43	59
Si	4.5	5.4	1.8	1.7	0.6	1.4	1.8	2.6
Fe	0.13	0.35	0.65	0.03	0.13	0.07	0.45	0.08
Al	0.10	0.09	0.05	0.03	0.08	0.07	0.73	0.07
FA*	25.7	23.8	15.7	8.4	10.9	3.9	19.7	10.6
HA*	n/d	2.1	1.1	n/d	0.7	0.8	n/d.	n/d
DOC	50	111	60	34	70	131	134	212
M.*	g/l	5	51	54	41	131	226	339

Note: M.\* - general mineralization, n/d – not detected, FA, HA – fulvic and humic acid, DOC - Dissolved Organic Compounds.

A hydro chemical characteristic of the lakes is strongly required in studying elements migration pattern. Based on the classification of salt waters presented in [1] and considering some aspects in [2], we distinguished two chemical types of lakes. Tnatar-4, Tanatar-6, Petuhovo are carbonate (soda) lakes. In this type of water carbonates are predominate anion, pH of water is above 9.0. Chloride type lakes include by Zhira, Kulundinskoe, Small Yarovoe, Kuchukskoe, Malinovoe. Chloride type in comparison with soda one is characterized by a higher salinity (41 – 339 g/l), but has smaller values of pH (7.6 – 8.8). Sodium prevails among cations. The patterns of element migration in both types of lake are shown in Table 2.

Table 2

Major migration pattern of elements in saline lakes located in Kulundin plate of Altai region (%)

Patterns of migration	1*	2	3	4	5	6	7	8
Ca <sup>+2</sup>	70.1	35.4	35.5	47.9	18.8	10.4	5.6	4.5
CaCl <sup>+</sup>	1.2	7.0	6.9	16.1	34.3	74.8	55.5	64.5
CaSO <sub>4</sub>	3.1	8.9	4.6	35.5	44.4	13.8	38.1	30.0
CaHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	16.1	43.1	49.2	0.2	2.2	0.9	0.7	0.8
Mg <sup>+2</sup>	72.5	37.2	38.2	47.0	17.1	7.4	4.5	3.4
MgCl <sup>+</sup>	2.0	11.7	11.7	25.0	49.3	84.2	70.7	77.8
MgSO <sub>4</sub>	2.5	7.4	3.9	27.6	31.9	7.8	24.3	18.1
MgHCO <sub>3</sub> <sup>+</sup>	13.4	36.5	42.7	0.1	1.6	0.5	0.4	0.5
Na <sup>+</sup>	97.5	85.9	86.1	85.2	68.3	56.0	50.4	47.3
NaCl	0.5	5.3	5.2	9.0	22.5	41.7	41.6	46.8

NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0.2	2.0	1.0	5.8	8.9	2.2	7.9	5.8
K+1	98.8	91.5	92.9	83.8	66.8	55.7	49.4	46.6
KCl	0.5	5.7	5.6	8.9	22.0	41.5	40.7	46.0
KSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0.3	2.7	1.4	7.3	11.2	2.8	9.9	7.4
Br <sup>-</sup>	100	100	100	100	100	100	100	100
Mn <sup>+3</sup>	100	100	100	100	100	100	100	100
FA2-Fe	100	100	99.9	100	100	100	100	100
FA2-Al	99.6	99.8	99.7	99.9	99.9	100	93.8	100
H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	99.8	99.3	99.5	98.4	98.2	99.5	99.0	99.3
H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	99.2	98.7	98.6	98.6	97.6	96.5	96.2	95.9
H <sub>3</sub> AsO <sub>3</sub>	99.2	99.0	99.0	99.0	98.9	99.0	99.0	99.0

Note: \* - the number of sample is given according to table 1, FA1-Me, FA2-Me - Organically complexed Me to dissolved fulvic acid. Sites 1 and 2 refer to carboxylic and phenolic functional groups, respectively.

Every type is characterized by unique chemical elements behavior, but there are some characteristics in common. For example, such elements as Si, B, As migrates in the form of H<sub>k</sub>MeO<sub>n</sub><sup>m</sup> ion; Br and Mn only in ionic form. Organic complex is predominant form for Al and Fe. Content of dissolved organic matter increases with the growth in total mineralization in a lake.

As for the major cations, ionic pattern of migration reduces with increase of mineralization, while complexes with the predominant anion increase. Thus, content of cations with carbonate ion increases in soda lakes. Content of complexes such as CaHCO<sub>3</sub> and MgHCO<sub>3</sub> increases up to 40% of the general mineralization in water, while Na, K continue accumulating in water solution. In chloride type of lakes, which are characterized by high salinity, the proportion of complexes with chloride ion is more than 50% in most cases.

Therefore, in the territory of the Kulunda Plain (Altai Territory) chloride type of lakes develop, the predominant forms of migration are the complexes containing chloride ion.

#### References

1. Valyashko M. G. The regularities of salt deposits formation (Moscow: MSU), 1962, - p 397.
2. Kolpakova, M. N., Borzenko S. V., Isupov V. P., Shatskaya S. S., Shvartsev S. L. Hydrochemistry and geochemical typification of salt lakes steppes of the Altai territory. Water: chemistry and ecology, 2015. – pp.1 11 – 16

### EPR STUDY OF HYDROCARBON GENERATION POTENTIAL OF ORGANIC-RICH DOMANIC ROCKS

D.T. Gabdrakhmanov<sup>1</sup>

Scientific advisor professor G.P. Kayukova<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

<sup>2</sup> IOPC Kazan Scientific Center

Semiluki (domanic) sediments are widespread in the Volga-Urals Basin and stratigraphically confined to the Upper Devonian Frasnian stage [8, 5, 10, 6]. Domanic sediments are composed of bituminous siliceous-carbonate rocks with a small argillaceous admixture (5.9-13.6 %). The rocks are black and dark brown due to the high organic matter content (18-20%) [6]. Domanic sediments are analogous to oil shale. The increasing interest in them in recent years conditioned by the possibility of oil shale extraction [8, 13, 1]. A distinctive feature is that rocks along with light oil contain the organic matter as a component of rock, called kerogen [8, 12, 2].

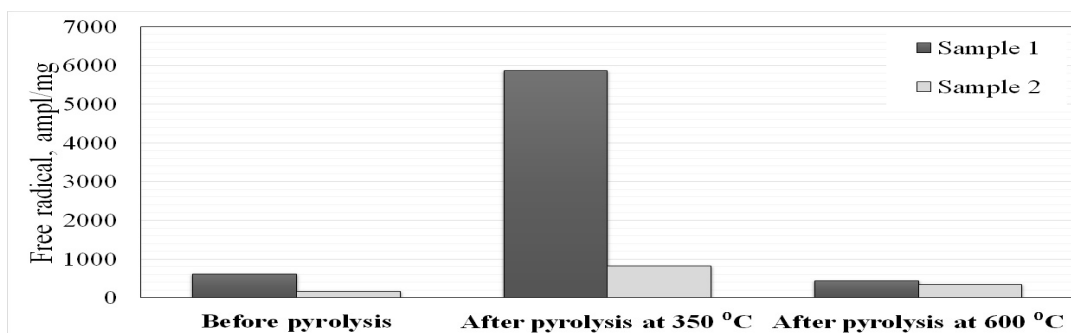
The aim of the work was to study the characteristics of the composition and structure of the mineral matrix, bitumen and kerogen, as well as the conversion of kerogen and rocks in the pyrolytic laboratory experiments using EPR spectroscopy. The objects of investigations were core materials, selected from the Domanic sediments from Berezovskaya area Romashkinskoye field. According to thermal analysis results, the substance of organic matter in the sample 1 is 35.48 %, and in the second sample is 13.36 %.

There are different methods of studying Domanic rocks to assess the prospects of the liquid hydrocarbons generation depending on the composition of organic matter in rocks and its thermal stability [11]. The special place among these methods takes the electron paramagnetic resonance (EPR) [7, 4, 3]. One of the traditional objects of EPR researches are stable free radicals – particles containing one or more unpaired electrons, so-called paramagnetic centers. Free radicals reflect the composition of carbonate and sulfate components (calcite and dolomite), show presence of organic matter, indicate ferruginization and other features of rocks composition [4, 3]. Registration of the EPR spectra of the initial rocks samples and thermally activated in the pyrolysis process was conducted on CMS-8400 X-band spectrometer at a

frequency of 9.43 GHz.

Pyrolysis conducted in hydrogen atmosphere at temperatures 350 and 600 °C for 30 minutes for each one. The first temperature is the transition point between the release of free and adsorbed hydrocarbons mode and kerogen destruction mode [2, 11]. The second temperature corresponding to the completion of thermal destruction process, due to C-C bond breaking because of the large thermal energy (thermal decomposition of kerogen). The process is accompanied by the formation of new free hydrocarbon radicals [11, 4, 3].

Content of  $Mn^{2+}$ ,  $SO_3^-$ ,  $SO_2^-$  ions, vanadyl-ion and free radicals have been estimated. There were revealed significant differences in mineralogical composition and content of organic matter in samples taken from adjacent intervals. The increasing number of free radicals was registered in all samples after pyrolysis in a hydrogen atmosphere at 350°C (Fig.). In addition to the quantitative, qualitative changes (new organic free radical  $C_{350}$ ) were registered. The research results give good reason to believe that the process of pyrolysis, to some extent, simulates the natural conditions of organic matter maturation, because content of paramagnetic centers in the organic matter increases with increasing degree of thermal maturation and sediments depth [9].



*Fig. Diagram of paramagnetic centers in organic matter content*

Pyrolysis at 600 °C is accompanied by forming a new free hydrocarbon radical  $C_{600}$ . Newly formed free radical  $C_{600}$  distinguished from  $C_{350}$  radical by smaller amplitude (Fig.). This is due to the exhaustion of the kerogen generation potential and the subsequent destruction of newly formed compounds at high temperatures.

It is suggested that Domanic source rocks have not fully realized their hydrocarbon generation potential.

Author wish to acknowledge associate professor N.M. Khasanova. This title would not have been possible without her knowledge and assistance.

#### References

1. Anan'ev V.V., Smelkov V.M., Pronin N.V. Prognoznaja ocenka resursnoj bazy mendym-domanikovyh otlozhenij kak osnovnogo istochnika uglevodorodnogo syr'ja central'nyh rajonov Volgo-Ural'skoj neftegazonosnoj provincii // Geologija nefci i gaza. – 2007. – № 1. – S. 32 – 37.
2. Batalin O.Y., Vafina N.G. Formy zahvata svobodnyh uglevodorodov kerogenom // Mezhdunarodnyj zhurnal prikladnyh i fundamental'nyh issledovanij. – 2013. – № 10. – S. 418 – 425.
3. Burdel'naja N.S., Bushnev D.A., Mokeev M.V. Izuchenie preobrazovanija kerogena metodom  $^{13}C$  YMR v tverdom tele pri estestvennom i iskusstvennom sozrevanii organicheskogo veshhestva // Vestnik IG Komi NC UrO RAN. – 2015. – № 6. – S. 33 – 39.
4. Bushnev D.A., Burdel'naja N.S. Modelirovanie processa nefteotdachi uglerodistym slancecem domanika // Neftehimija. – 2013. – T. 53. – № 3. S. 45 – 47.
5. Husainov R.F., Nazimov N.A., Gumarov N.F., Ganiev B.G., Shvydenko M.V., Absaljamov R.Sh. Razrabotka zalezhej nizkopronicaemyh domanikovyh kollektorov s primeneniem massirovannogo gidrozryva plastov na primere NGDU «Al'met'evneft'» // Georesursy. – 2015. – № 4 (63). – T. 2. – S. 14 – 17.
6. Maksimova S. V. Jekologo-facial'nye osobennosti i uslovija obrazovanija domanika. – M.: Nauka, 1970. – 100 s.
7. Murav'ev F.A., Vinokurov V.M., Galeev A.A., Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Hasanova N.M. Paramagnetizm i priroda rassejannogo organicheskogo veshhestva v permskih otlozhenijah Tatarstana // Georesursy. – 2006. – № 2 (19). – S. 40 – 45.
8. Muslimov R.H., Plotnikova I.N. O slancevoj nefci Respubliki Tatarstan // Neftjanoe hozjajstvo. – 2014. – № 1. – S. 12 – 15.
9. Neruchev S.G., Bartasheva O.V., Fajzullina E.M. i dr. Paramagnetizm organicheskogo veshhestva kak odin iz pokazatelej processa nefteobrazovanija // Geologija nefci i gaza. – 1976. – №10. – S. 49 – 55.
10. Ostrouhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V. K voprosu o geohimicheskikh kriterijah izuchenija facial'nyh uslovij formirovanija slancevyh otlozhenij // Georesursy. – 2015. – № 3 (62). – T. 1. – S. 42 – 47.
11. Tagiev M.F., Zejnalov G.A. Ob issledovanii generacionnogo potenciala porod i jeffektivnosti pervichnoj migracii uglevodorodov iz neftematerinskih otlozhenij na osnove dannyh piroliza // Geologija, geofizika i razvedka nefcijnyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2010. – № 2. – S. 16 – 19.
12. Tisso B., Vel'te D.M. Obrazovanie i rasprostranenie nefci - M.: Mir, 1981. – 504 s.
13. Zajdel'son M.I., Surovnikov E.L., Kazmin I.L. i dr. Osobennosti generacii, migracii i akumuljacii uglevodorodov domanikovyh formacij // Geologija nefci i gaza. – 1990. – № 6. – S. 2 – 6.

## BODENDEGRADATION: NEGATIVE AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT

A.A. Goleshchikhina

Wissenschaftliche BetreuerInnen Professor A.W. Zaharchenko, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Russland verfügt über eine große Vielfalt an Böden. Dies ist unser nationaler Reichtum, der seit Jahrhunderten Kraft für unser Volk und den Staat gab.

Fruchtbarer Boden ist für die Existenz der Menschheit unverzichtbar. Die Erde wird oft „der blaue Planet“ genannt, weil etwa 70,7 % ihrer Oberfläche von Wasser bedeckt sind; folglich bleiben 29,3 % Landfläche. Der überwiegende Anteil der Landfläche besteht aus Wüsten, Gebirge, Sümpfe, Dauerfrostböden in Tundra und Taiga sowie die Gletscher Grönlands und der Antarktis. Nur etwa 11 % der Landfläche sind landwirtschaftlich nutzbar, davon muss der größte Teil der Welternährung bestritten werden. Es ist kein Zufall, dass unser Planet „Erde“ genannt wird und nicht „Wasser“, ist doch „Muttererde“ der Teil des Planeten, der uns Menschen Nahrung liefert, sei es pflanzliche Kost oder Fleisch, also durch Tiere weiterverarbeitete Pflanzen[1].

Bodenzerstörung verursacht weltweit jedes Jahr enorme Kosten und wird künftig Millionen Menschen dazu zwingen, ihre Heimat zu verlassen. Dies wurde bestätigt, dass den Wert der Ökosystemleistungen von Böden beziffert, z.B. für Klima, Lebensmittelproduktion, Nährstoffkreisläufe und Wasser, aber auch die Armutszureduzierung. Demnach entstehen durch die Versiegelung der Böden und Auswirkungen der intensiven Landwirtschaft, etwa durch Überdüngung und Überweidung, weltweit Verluste in Höhe von 6,3 bis 10,6 Billionen Dollar (ca. 5,6 bis 9,4 Billionen Euro) jährlich. Als Beispiel kann den Baumwollanbau im westafrikanischen Benin genannt werden, der den Böden Nährstoffe und Wasser entzieht. Zudem könnte die Bodenzerstörung in den nächsten zehn Jahren rund 50 Millionen Menschen zur Flucht zwingen, weil sie die Böden ihrer Heimatländer nicht mehr ernähren können [2]. Etwa 52% der landwirtschaftlich genutzten Flächen sind teils oder stark von Bodendegradation betroffen. Doch nicht nur die Landwirtschaft ist dem Bericht zufolge durch Ernteeinbußen betroffen.

Bodendegradation, Bodendegradierung, die dauerhafte oder irreversible Veränderung der Strukturen und Funktionen von Böden oder deren Verlust, die durch physikalische und chemische oder biotische Belastungen entstehen und die Belastbarkeit der jeweiligen Systeme überschreiten .

Die Degradation von Böden ist ein globales Problem und kein Phänomen der Neuzeit, wenn sie auch in den letzten Jahrzehnten immer stärkere Ausmaße annimmt. Bereits 1997 zeigten 15 % der eisfreien Landoberfläche anthropogen verursachte Degradationserscheinungen (eine Fläche, größer als die USA und Mexiko zusammen), davon war ein Prozent schon soweit zerstört, dass die Rückgewinnung des Bodens nicht mehr möglich ist [3][4]. Die Fläche der Böden mit Degradationserscheinungen nimmt immer weiter zu, im Jahr 2008 beläuft sich diese Fläche bereits auf 24 %. Jährlich werden heute ungefähr 24 Billionen Tonnen an Oberflächenboden verliert, dies entspricht in etwa der Fläche der Schweiz. Die Kontinente sind von dem Problem der Bodendegradation unterschiedlich stark betroffen. Die intensivsten Erscheinungen der Bodendegradation sind dabei in Asien zu finden, hier sind bereits 39 % der Böden degradiert. Besonders betroffen sind Trockengebiete, die 40 % unserer Landfläche ausmachen, hier zeigt sich bereits bei 70 % der Fläche eine Degradation des Bodens [3]. Problematisch ist die Bodendegradation besonders, da es sich um einen schleichenden Prozess handelt, der erst in einem späten Stadium wahrgenommen wird. So kann ein Landwirt in einer stark verregneten Nacht ungefähr 0,1 cm Boden verlieren, was bereits 1,2 Tonnen verlorener Boden auf 1000 m<sup>2</sup> sind. Nach 20 Jahren sind somit über 2 cm Boden unwiederbringlich verlorengegangen. Es würde fast 500 Jahre dauern, um diesen Boden neu zu bilden. Der Boden kann somit, bezogen auf ein Menschenleben, als nicht erneuerbare Ressource bezeichnet werden.

Von zentraler Bedeutung für Bodendegradationen sind insbesondere Erosionsprozesse, die bei über 80 % der weltweit degradierten Bodenflächen eine ursächliche Rolle spielen und mit einem mehr oder weniger starken Verlust an Bodenmaterial einhergehen (Tab.).

*Табелле*

### *Degradationstypen*

Degradationstypen	Anteil	Wesentliche Ursachen
Wassererosion	56 %	Entwaldung und Überweidung
Winderosion	28 %	Überweidung
Chemische Dagradaation	12 %	Landwirtschaftliche Aktivitäten
Physikalische Degradation	4 %	Landwirtschaftliche Aktivitäten

Angesichts des steigenden Bevölkerungswachstums werden Bodendegradationen und Bodenverluste weiter zunehmen.

Insgesamt bedroht das globale Bodendegradationsproblem die ausreichende Nahrungsmittelproduktion zur Sicherstellung der Ernährung der Weltbevölkerung. Darüber hinaus beeinflusst es aber auch die Biodiversität. So wird insbesondere in Regionen, wo Waldflächen gerodet werden, die Lebensraumfunktion nachhaltig gestört. Durch Veränderung des Energiehaushaltes und geochemischer Stoffkreisläufe beeinträchtigen Bodendegradationen auch die Regelungsfunktionen des Bodens und wirken sich massiv auf das Klima aus [5].

Zugleich offenbaren Bodendegradationen das „Dilemma eines globalen Bodenschutzes“, da die meisten Bodenschäden auf lokaler Ebene auftreten und dort auch häufig ihre Ursachen haben. Der Summeneffekt dieser Wirkungen hat aber globale Folgen und bedarf internationaler Regelungen. Insgesamt wird der Übergang zu einer nachhaltigeren

Bodennutzung in den kommenden Jahrzehnten eine große Herausforderung darstellen. Daher kommt es darauf an, die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen und sich bereits heute den unterschiedlichen, potenziell gegensätzlichen Anforderungen an den Boden zu stellen, ohne seine Nutzung und Verfügbarkeit für künftige Generationen zu gefährden.

#### Literatur

1. Europäische Umweltagentur, Die Umwelt in Europa: Der zweite Lagebericht. Bodendegradation (Kapitel 11). [Электронный ресурс]. — Режим доступа: reports.de.eea.eu.int/92-828-3351-8/de/11.de.pdf (дата обращения 05.11.16)
2. Hochspringen nach: Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel, 2000.
3. Hochspringen. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Die Gefährdung der Böden, 2000.
4. Europäische Umweltagentur: Auf dem Boden: Bodendegradation und nachhaltige Entwicklung in Europa. Umwelt Series No.16, 2002.
5. Oldeman L. R. Gewinn und Verlust - Bodendegradation als eine Bedrohung für die Lebensmittelversorgung. In: Kummerer, K. / Schneider, M. / Held, M. (Hrsg.): Bottomless - zur nachhaltigen Boden. Politische Ökologie 15, Sonderheft 10, München: ökom, S. 23-26.1997.

### FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE

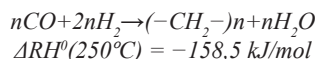
M.M. Grigoryeva

*Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin N.V. Usheva, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Die Erzeugung von synthetischen Kohlenwasserstoffen aus Biomasse über den Weg der Vergasung und Fischer-Tropsch Synthese (FTS) ist ein möglicher Weg flüssige Kraftstoffe aus biogenen Rohstoffen herzustellen. Anreiz ist dabei, fossile Rohstoffe zu substituieren und gleichzeitig höchste Kraftstoff-Qualitäten zu erzeugen, wobei die erzeugten Kraftstoffe gute Entwicklungsperspektiven für die Motortechnik und zur heutigen Verteilungs-Infrastruktur passen. Da Biomasse geographisch gleichmäßiger verteilt ist als fossile Rohstoffe, eröffnet dieser Weg neue Möglichkeiten zur Versorgungssicherheit für organische Kohlenstoff-Träger zur Stützung von Land- und Forstwirtschaft sowie zur Minderung fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die vorliegende Arbeit zeigt aktuelle F&E-Forschungsansätze auf und stellt Ergebnisse aus einem laufenden Forschungsvorhaben im Rahmen des Netzwerkes Re-FuelNet zum Thema Anwendung einer H<sub>2</sub>O-selektiven Membran zur Verbesserung von Produktausbeute und Kohlenstoff-Nutzung vor.

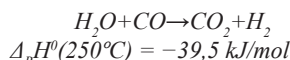
Die nach ihren Erfindern benannte Fischer-Tropsch-Synthese (kurz FTS) ist die an Übergangsmetallen – vor allem Eisen, Cobalt, Nickel und Ruthenium – heterogen katalysierte Hydrierung von Kohlenmonoxid zu gesättigten und ungesättigten, vornehmlich unverzweigten Kohlenwasserstoffen der homologen Reihe.

Die Hauptreaktion der Fischer-Tropsch-Synthese besteht in der Bildung aliphatischer Kohlenwasserstoff-Ketten:



Die Methylengruppe (-CH<sub>2</sub>-) bezeichnet ein Kettenglied eines Kohlenwasserstoffmoleküls.

Je nach Katalysator (insbesondere an Eisenkatalysatoren) und Reaktionsbedingungen kann das gebildete Wasser mit noch nicht umgesetztem CO reagieren (Konvertierung):



Die Fischer-Tropsch-Synthese ist stark exotherm (siehe Reaktionsgleichungen). Die freigesetzte Reaktionswärme beträgt ca. 25 % der Verbrennungswärme des eingesetzten Synthesegases. Für die Reaktionsführung der Synthese im technischen Maßstab ist deshalb die Abfuhr der Reaktionswärme von hoher Bedeutung, um

- eine irreversible Schädigung des Katalysators zu verhindern,
- eine gleichbleibende Produktselektivität zu gewährleisten
- und ein mögliches „Durchgehen“ der Reaktion zu vermeiden.

Eisen, Cobalt, Nickel und Ruthenium sind aktiv Katalysator für die Fischer-Tropsch-Synthese. Von diesen kommen gegenwärtig nur Eisen und Cobalt zum technischen Einsatz. Nickel ist instabil (Nickelcarbonylbildung) und neigt zu hoher Methanbildung. Ruthenium, obwohl äußerst aktiv, findet aufgrund seines hohen Preises keine kommerzielle Anwendung.

Technische Katalysatoren können durch eine Vielzahl von Möglichkeiten modifiziert und an die jeweiligen Anforderungen angepasst werden, z.B. durch die Verwendung von:

- Trägern (z.B. SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, TiO<sub>2</sub>)
- Strukturellen Promotoren (schwer reduzierbare Metalloxide, wie z.B. ThO<sub>2</sub>, MgO, ZrO<sub>2</sub>, MnO)
- Reduktionspromotoren (z.B. Cu, Pt, Ru; erleichterte Reduktion des Katalysatorvorläufers bei Vorbehandlung)
- Chemischen Promotoren (Reaktionsgeschwindigkeitsbeschleunigung, z.B. Kalium bei Eisenkatalysatoren)

Die Herstellung technischer Katalysatoren erfolgt durch:

- Schmelzen aus den Katalysatorbestandteilen („Eisenschmelzkatalysatoren“)
- chemische Fällung aus den Metallsalzlösungen
- Imprägnierung von Trägern mit Metallsalzlösungen

Letztere Methode zielt auf größtmögliche Dispersion des aktiven Metalls und findet vor allem mit Cobalt, dem gegenüber Eisen wesentlich teureren Metall (250-fach), Anwendung. Cobaltkatalysatoren zeichnen sich durch vergleichsweise höhere Aktivität und längere Lebensdauer aus. Sie eignen sich jedoch nicht zum Einsatz bei hohen Reaktionstemperaturen (Hochtemperatur-FTS)

Ein technischer Fischer-Tropsch-Prozess besteht aus drei Teilschritten:

1. Synthesegaserzeugung und -reinigung (Entfernung von Schwefelverbindungen)
2. Fischer-Tropsch-Synthese
3. Produkttrennung und -aufarbeitung nach Siedefraktion und Funktionalität

Die eigentliche Fischer-Tropsch-Synthese wird bei Drücken zwischen 20 und 40 bar durchgeführt. Je nach Temperaturniveau unterteilt man Fischer-Tropsch-Prozesse in Tieftemperatur- und Hochtemperaturverfahren:

- **Tieftemperaturverfahren** (210-250 °C) zielen auf ein im Mittel langkettigeres Produkt (hohe Kettenwachstumswahrscheinlichkeit) und dienen vornehmlich der Herstellung von Mitteldestillat (Diesel) und Wachs.
- **Hochtemperaturverfahren** (320-350 °C) erzeugen ein wesentlich kurzkettigeres Produkt, welches hauptsächlich zur Benzinherstellung dient; weiterhin werden wichtige Wertprodukte für die chemische Industrie, wie  $\alpha$ -Olefine und sauerstoffhaltige Verbindungen, erhalten [1].

*Табеле*

*Typische Produktzusammensetzungen (auf Kohlenstoffbasis) der beiden Verfahren*

Produkt	Tieftemperaturverfahren	Hochtemperaturverfahren
CH <sub>4</sub>	4	7
C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> -Olefine	4	24
C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> -Paraffine	4	6
Benzin	18	36
Mitteldestillat	19	12
Schweröl und Wachse	48	9
Sauerstoffhaltige Verbindungen	3	6

Produkte wie Methan oder kurzkettige gasförmige Paraffine, die keine Wertstoffe darstellen, können zurückgeführt und erneut zu Synthesegas umgesetzt werden. Zur Erhöhung der Mitteldestillatausbeute kann die bei der Tieftemperatur-FTS erhaltene Schweröl- und Wachsfraction durch mildes hydrierendes Cracken in Mitteldestillat überführt werden.

Eine ökonomische Durchführbarkeit des Fischer-Tropsch-Verfahrens hängt von vielen Randbedingungen ab, die häufig auch politischer Natur sind. Als Einsatzstoffe kommen vor allem folgende Rohmaterialien in Frage:

- preiswerte Kohle
- Erdölbegleitgas, welches nicht abgefackelt werden darf
- entlegene Erdgasfelder (stranded gas reserves)
- Teer- und Ölsande
- Biomasse

Die Reserven vieler dieser möglichen Einsatzstoffe, insbesondere Kohle, übersteigen die gewinnbaren Erdölvorräte bei weitem

Synthese von Kohlenwasserstoffen aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff betrifft Mehrkomponenten -Verfahren. Die Komplexität der Reaktionen in der Synthese, und eine große Anzahl von Faktoren, die einen Einfluss auf sie hat (Druck, Temperatur, Kontaktzeit, etc.) ist es schwierig, ein kinetisches Modell des Prozesses zu erstellen.

#### Literatur

1. Fischer-Tropsch-Synthese:[Электронный ресурс].—Режим доступа: URL: [http://www.chemgapedia.de/vsengine/vlu/vsc/de/ch/10/fischer\\_tropsch/fischer\\_tropsch.vlu.html](http://www.chemgapedia.de/vsengine/vlu/vsc/de/ch/10/fischer_tropsch/fischer_tropsch.vlu.html) (дата обращения: 19.11.16)



**INFLUENCE OF ROCK FRACTURING AND POROSITY ON SEISMIC WAVES  
BY MATHEMATICAL MODELING**

**A.A. Islyamova**

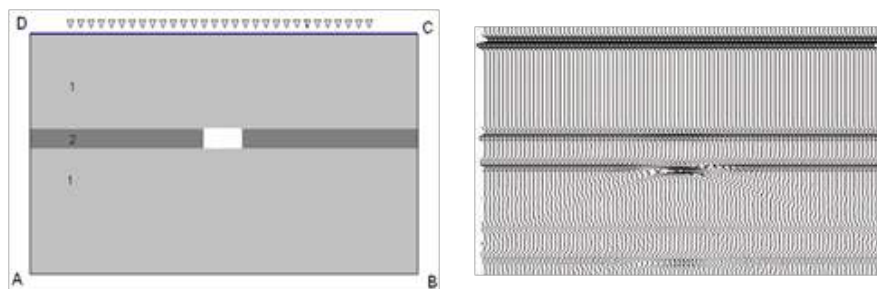
*Scientific advisor professor M.M. Nemirovich-Danchenko  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The study of elastic waves fields in fractured or porous medium is the main method of complex and unconventional oil and gas reservoirs detection at the stage of prospecting and exploration of deposits. This analysis is carried out to identify features of seismic wave propagation through the fractured (porous) zone. Based on analysis of elastic waves properties are allocated fracture zones that can contain hydrocarbons in carbonate rocks with high probability, as well as indicate presence of deep faults. In elastic sediments reservoirs are highly porous rocks, so effect of porosity on seismic signal also is studied in the paper. Described in this paper, the research helps to forecast of hydrocarbon deposits and deep structure of the Earth's crust for a more effective fields development.

The calculation was performed by our mathematical algorithm (finite-difference method within the elasto-brittle medium), which describes full seismic field including all emerging types of waves. Compared to physical experiments it has more flexible technology and methods, accuracy obtained values. The method allows to efficiently explore dynamic and spectral characteristics of seismic waves passing through the created models similar to structure of geological section.

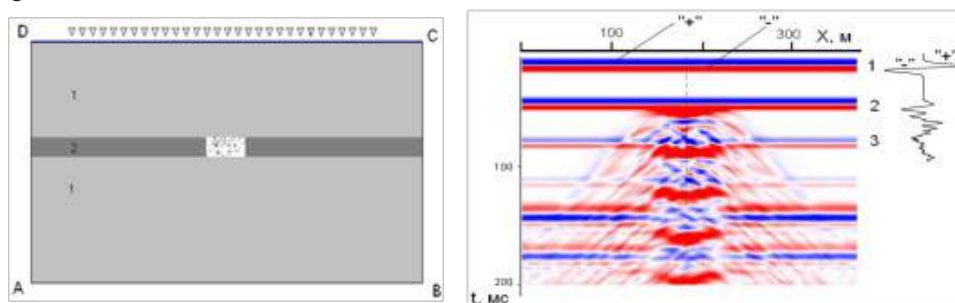
In the first stage of works, seismic models describing the fractured zones with different geometry were created. The main cause of rocks fracturing is stress-strain state of the medium. Considerable amount of open cracks results in a significant attenuation of seismic waves and emergence of scattered waves on a set of cracks. Directional fracturing leads to anisotropy of rocks mechanical properties, whereby there is dependence of seismic wave propagation velocity from their propagation direction.

The simplest way to set fractured zone is assignment lower value of the elastic wave propagation velocity (the white area in the center of Fig. 1. Due to the non-uniform velocity values of the second layer on the seismic section diffracted wave and the corresponding multiples waves is observed.



*Fig. 1. The simplest model of fractured zone and calculated seismic section*

The second model contains a more specific description of geological medium structure: multiple fracturing (2% first type cracks) is defined randomly in the center of the middle layer. Separate crack is described two sides and peaks. Edge cracks are horizontal so cracks behave like the first type (separation cracks). With the passage of alternating impulse, every single fracture generates scattered waves and the diffraction area. These features are clearly seen on the resulting model seismograms (Fig. 2). Diffraction begins immediately after reflected wave formation from 50 ms and by 175 ms reaches edges of the model.



*Fig. 2. Model with multiple fracturing and calculated seismic section*

In a real medium tectonic stress, which leads to breach of rock continuity, acts irregularly, so often fissures do not occur randomly, but mostly in certain direction, that is anisotropy of fracture is observed, and it leads to anisotropy of seismic wave parameters.

In particular, wave pattern of the elastic wave propagation parallel continuous cracks, located across the studied site was calculated. This model was chosen by analogy with published physical experiment [3] on aluminum sample where cracks were set through 3 mm by saw cuts and examined various variants of saturation.

In general, calculated seismic field similar to the results of physical experiments (Fig.3): clear phase rotation with sufficiently high vibration amplitudes replaced by diffracted and damped wave picture at late times. The presence of waveguide effect (sharp decrease energy from central axis towards sample edges), is associated probably with microscopic inhomogeneity surface cuts, which are absent in mathematical model.

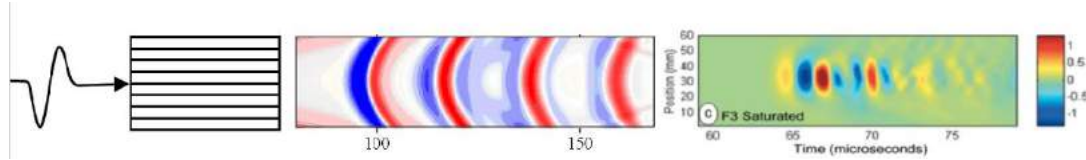


Fig. 3. Model with parallel cuts, calculated seismic section and seismic field from [3]

In a real medium tectonic stress, which leads to breach of rock continuity, acts irregularly, so often fissures do not occur randomly, but mostly in certain direction, that is anisotropy of fracture is observed, and it leads to anisotropy of seismic wave parameters.

In particular, wave pattern of the elastic wave propagation parallel continuous cracks, located across the studied site was calculated. This model was chosen by analogy with published physical experiment [3] on aluminum sample where cracks were set through 3 mm by saw cuts and examined various variants of saturation.

In general, calculated seismic field similar to the results of physical experiments (Fig.3): clear phase rotation with sufficiently high vibration amplitudes replaced by diffracted and damped wave picture at late times. The presence of waveguide effect (sharp decrease energy from central axis towards sample edges), is associated probably with microscopic inhomogeneity surface cuts, which are absent in mathematical model.

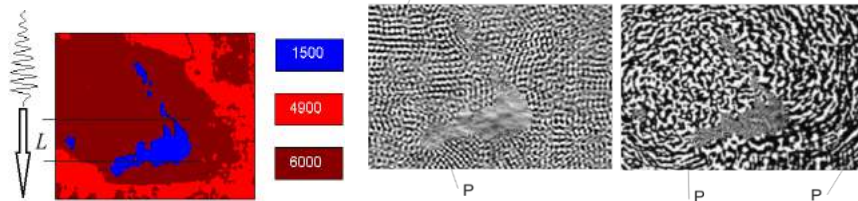


Fig. 4. Model of single pore, result of seismic calculation and experimental wave field from [2]

The results of both mathematical modeling and physical experiment after wave passage through the pore and reflection from edges of the models show almost chaotic wave pattern. Some parts of in-phase arc compressional waves (letter P in Fig.4) are traced. In both cases pore is saturated with short-term fluctuations, the pores of the border is clearly expressed in seismic field. In general, the performed calculations have shown that single pore is clearly visible in wave field due to contrast of elastic properties, in this case explicit diffraction effects are observed in the seismic picture.

Comparison of seismic effects generated by single pore in mathematical and physical version of experiment confirmed the possibility of applying the algorithm for porous medium. The following model contains a middle layer in which pores are randomly set, and we can vary porosity coefficient in a wide range. The seismic effect from porous zone we can see in Fig. 5, which shows velocity field for the time when wave front reached the upper boundary of the layer containing voids and linear character of front has begun to change. Every single pore behaves as shown in the previous case, so in general there is amplitude reduction, signal scattering and decrease in its propagation velocity.

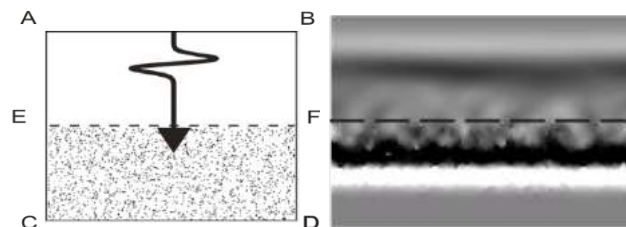


Fig. 5. Model porous layer and calculated seismic section

In this case, the objective was not only to obtain a high quality wave pattern, but also to apply techniques of quantitative interpretation - to determine P-waves propagation velocity after passing through the porous layer. This parameter was defined by inclination angle of travel-time curve of refracted wave in the plane (t, y) (the time, the vertical axis). The results were compared with the data in [1], which describes a physical experiment on porous samples, so we used the

same pore size and characteristic parameters of waves in formulating parameters of our mathematical calculation. Series of computation for several porosity values (from 2% to 20%) was carried out. There is obvious linear dependence of velocity on porosity coefficient. Mathematical calculation error regarding laboratory test data for the above parameters of porosity does not exceed 2%.

Thus, the article discussed from unified positions fractured and porous media with description separate cracks and pores. During the research, we obtained wave pattern images for different models of media, and in some cases quantitative characteristics which can be used to processing and interpretation of real field data.

The derived results are compared with published data of other authors, including effects of laboratory experiments. At present, our work is focused on creation of algorithms to identify zones of irregularities in real seismic sections based on revealed regularities.

#### References

1. Bonnan S., Hereil P. L., Collombet F. Experimental characterization of quasi static and shock wave behavior of porous aluminum //Journal of applied physics. – 1998. – Т. 83. – №. 11. – С. 5741-5749.
2. Nurhandoko B. E. B. et al. Seismic wave propagation modeling in porous media for various frequencies: A case study in carbonate rock //AIP Conference Proceedings. – AIP, 2012. – Т. 1454. – №. 1. – С. 109-112.
3. Pyrak-Nolte L. J. Fracture anisotropy: The role of fracture-stiffness gradients //The Leading Edge. – 2007. – Т. 26. – №. 9. – С. 1124-1127.

### LANDWIRTSCHAFTLICH BENUTZTE FLÄCHEN

E.R. Kalinkina

*Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin N.W. Konchakova, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Deutschland ist ein dicht besiedeltes Land. Über 80 Millionen Menschen leben auf 35,7 Mio. Hektar. Seit Jahrhunderten bewohnt und bewirtschaftet der Mensch Deutschland intensiv. 13 % der Landfläche nutzt er für Siedlung und Verkehr. Auf 52 % der Fläche wird Landwirtschaft betrieben. Die Landwirtschaft ist damit die größte Flächennutzung in Deutschland. Danach folgen der Wald bzw. die Forstwirtschaft mit 32 %.

Die landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) ist eine landwirtschaftliche Flächenmaßeinheit, die in der Statistik und Verwaltung, insbesondere bei Produktionskennzahlen wie Erträgen verwendet wird. Sie wird häufig in Hektar (ha) angegeben.

Sie umfasst Ackerflächen, Dauerkulturflächen und Dauerweideflächen. Zu den Ackerflächen werden auch temporäre Weideflächen, Markt- und Gemüsegärten und zeitlich begrenzte Brachflächen gezählt. Zu den Dauerkulturflächen werden Ziersträucher, Obst- und Nussbaumanlagen und Weinflächen gezählt, aber kein Nutzholz. Zu den Dauerweideflächen zählen Flächen, die seit mindestens fünf Jahren als Futterquelle dienen [1].

Zu unterscheiden ist die landwirtschaftlich genutzte Fläche von der landwirtschaftlichen Nutzfläche (LN), die nicht die landwirtschaftlichen Flächen (z. B. Gebäude- oder Hofflächen) umfassen. Die LF eines landwirtschaftlichen Betriebes ist daher in der Regel kleiner als die LN.

Den Anteil landwirtschaftlicher Nutzfläche in Deutschland und deren Veränderung kann mit dem Monitor der Siedlungs- und Freiraumentwicklung (IÖR-Monitor) beobachtet werden. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche ist unregelmäßig über das Bundesgebiet verteilt. Während in agrarisch geprägten, waldarmen Regionen hohe Werte erreicht werden, beispielsweise in Nordostdeutschland und weiten Teilen Niedersachsens, Thüringens, Sachsens, Baden-Württembergs und Bayerns. Städte weisen erwartungsgemäß fast durchweg einen deutlich geringeren Anteil an Landwirtschaftsfläche als die sie umgebenden Landkreise auf. Besonders niedrige Werte treten zum Beispiel in Großstädten wie Berlin und München sowie in Agglomerationsräumen wie dem Ruhrgebiet auf. Auch kleine Städte mit waldreichen Umgebungen wie Suhl oder Kaiserslautern und die Niederlausitz, das Sauerland, der Schwarzwald, der Bayerische

Wald und teilweise der Alpenraum haben wenig landwirtschaftliche Nutzflächen zu verzeichnen. Dies lässt sich der geringen Bodenfruchtbarkeit der nährstoffarmen Böden erklären, die zum Beispiel in der Niederlausitz oft nicht für den Ackerbau ausreicht [2].

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland insgesamt rund 16,7 Millionen Hektar landwirtschaftlich genutzt. Gemäß der Statistik ist das Diagramm die landwirtschaftliche genutzte Fläche in Deutschland in den Jahren 1949 bis 2015 geschaffen (Abb.).

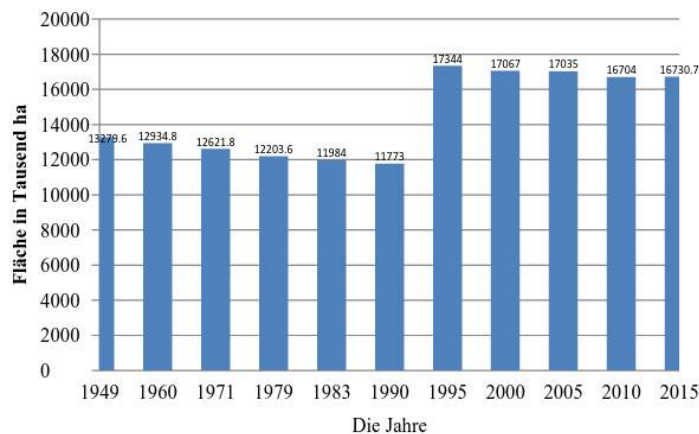


Abb. 1. Landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland [4]

Im Jahr 2016 werden rund 4,7 Millionen Hektar in Deutschland als Dauergrünland genutzt. Damit bleibt der Grünlandanteil an der landwirtschaftlich genutzten Fläche mit 28 % im Vergleich zum Vorjahr konstant.

Als zweitgrößte Flächenposition nach dem Ackerland (11,8 Millionen Hektar) prägt das Grünland maßgeblich die Kulturlandschaft in Deutschland. Die typischen Nutzungsformen des Grünlandes sind Wiesen (40 % des Dauergrünlandes) und Weiden (56 % des Dauergrünlandes).

Einen deutlich geringeren Flächenanteil des Dauergrünlandes nehmen das ertragsarme und aus der Erzeugung genommene Grünland ein (4 %). Hierzu zählen beispielsweise Naturschutzflächen und Hutungen. Der Flächenanteil ist unverändert geblieben [3].

Zur Stärkung des ländlichen Raumes als auch zur Förderung, Verwaltung, Administration und Besteuerung landwirtschaftlich genutzter Flächen ist eine Erfassung, bzw. Kartierung und Bewertung dieser Flächen notwendig.

Wenn man sich die Ausgangssituation in der Deutschland anschaut, dass die tatsächliche landwirtschaftliche Bodennutzung oftmals nicht der Katasterrealität entspricht. Die Grenzen der Flurstücke stimmen nicht mit den Feldgrenzen überein. Ursache ist z.B. dass ein Flurstück bis zum Gewässer oder Weg reicht, die landwirtschaftliche Nutzung aber nicht. Auch gibt es wesentlich mehr Flurstücke als landwirtschaftliche Schläge bzw. Felder. Zudem muss der Eigentümer der Flächen noch lange nicht mit dem Bewirtschafter übereinstimmen. Kurzum das primäre Ziel des Flurstückskataster liegt im Eigentumsnachweis. Das Kataster ist also nicht oder nur bedingt für eine Agrarförderung, die sich an der konkreten landwirtschaftlichen Nutzung orientiert, geeignet.

Der gesetzliche Rahmen wurde 1990 durch das Gesetz über die „strukturelle Anpassung der Landwirtschaft an die soziale und ökologische Landwirtschaft in der Deutschen Demokratischen Republik“ (Landwirtschaftsanpassungsgesetz (LwAnpG)) geschaffen.

Hauptaufgaben der im Gesetz festgeschriebenen Werkzeuge und Bodenordnungsverfahren sind:

- Wiederherstellung der Einheit von Eigentum an Gebäuden, Anlagen und Anpflanzungen
- und dem Eigentum an Grund und Boden.
- Regeln zum Ausscheiden von Mitgliedern aus einer landwirtschaftlichen Produktionsgenossenschaft (LPG) oder einer eingetragenen Genossenschaft
- Kündigung genossenschaftlich genutzter Flächen durch den Eigentümer
- Regeln für so genannte Wiedereinrichter, also einzelbäuerliche Landwirtschaftsbetriebe [5].

Die Förderung der Landwirtschaft einschließlich agrar- und umweltpolitischer sowie agrarstruktureller Ziele muss sich an der tatsächlichen Nutzung orientieren. Für die Agrarförderung ist ein ständig aktuelles Kataster notwendig, d.h. für die Kontrolle und Aktualisierung sind flächendeckende, aktuelle und genaue Geodaten erforderlich. Die staatliche Förderung der Landwirtschaft ist in einem europaweit einheitlichen Rahmen eingebettet. Deshalb sollen im Folgenden einerseits InVeKoS und das Land Parcel Information System (LPIS) zur EU-weiten Verwaltung landwirtschaftlicher Nutzflächen vorgestellt werden. Im Anschluss wird das Instrument der Flurneuordnung zur Förderung einer ausgewogenen Landnutzung vorgestellt.

Mit Hilfe des Integrierten Verwaltungs- und Kontrollsystems (InVeKoS) wird eine einheitliche Agrarpolitik in der Europäischen Union durchgesetzt. Das Land Parcel Identification System (LPIS) ist zentraler Teil des InVeKoS. Das LPIS ermöglicht in einer GIS-Umgebung die Identifikation, Verortung und administrative Prüfung der landwirtschaftlichen Flächen.

Mit Hilfe des vorliegenden Systems kann man ausrechnen:

- Feldblock (FB) : Von dauerhaften Grenzen umgebene, zusammenhängende landwirtschaftlich genutzte Fläche mit (relativ) dauerhaften Außengrenzen (landwirtschaftliche Außengrenze), die von einem oder mehreren Erzeugern bewirtschaftet wird und die mit einer oder mehreren Fruchtarten bestellt oder ganz oder teilweise stillgelegt ist.
- Feldstück: Zusammenhängende landwirtschaftlich genutzte Fläche, die von einem Betriebsinhaber mit einer oder mehreren Kulturen bestellt, stillgelegt oder aus der Produktion genommen ist.
- Flurstück: Eine im Kataster abgegrenzte Fläche, über die das Eigentum an den Flächen definiert ist. Die Flächenabgrenzung orientiert sich dabei nicht an der Landbedeckung und Nutzung.
- Schlag: Zusammenhängende landwirtschaftlich genutzte Fläche eines Betriebsinhabers, die mit einer Kultur bestellt, stillgelegt oder aus der Produktion genommen ist.

Seit dem Jahr 2005 hat die Europäische Union ein einheitliches GIS-System zur Verwaltung der EU-Beihilfen und zur Steuerung und Weiterentwicklung der landwirtschaftlichen Produktion unter Einhaltung verschiedener ökologischer Standards. Das System hat sich bewährt, wird aber mit jeder Reform komplexer und für den Landwirt dadurch auch nicht einfacher. Die Flurbereinigung ist hingegen ein langfristiges Entwicklungswerkzeug für den ländlichen Raum, das ohne Nutzung verschiedenster GIS-Werkzeuge zu aufwendig wäre [5].

#### Literatur

1. Begriffserläuterungen zur Internationalen Statistik. 6. August 2014 (deutsch) [Elektronischer resurs]. — Режим доступа: URL: <https://de.wikipedia.org> (дата обращения 12.11.2016)
2. Ralf-Uwe Syrbe, Karsten Grunewald, Karl Mannsfeld, Siegfried Slobodda, Olaf Bastian, Friedemann Klenke. Fachbeitrag zum Landschaftsprogramm Naturräumliche Potenziale, Empfindlichkeiten und Landnutzung im Freistaat Sachsen [Elektronischer resurs]. — Режим доступа: URL: <https://www.umwelt.sachsen.de> (дата обращения 12.11.2016)
3. Landwirtschaftlich genutzte Fläche: über ein Viertel ist Dauergrünland [Elektronischer resurs]. — Режим доступа: URL: <https://www.destatis.de> (дата обращения 12.11.2016)
4. Statista – Das Statistik-Portal [Elektronischer resurs]. — Режим доступа: URL: <https://de.statista.com> (дата обращения 13.11.2016).
5. Görres Grenzdörffer. - GIS zur Erfassung und Verwaltung der landwirtschaftlichen Bodennutzung und Eigentum [Elektronischer resurs]. — Режим доступа: URL: [http://de.agrardialog.ru/files/prints/gis\\_zur\\_erfassung\\_und\\_verwaltung\\_der\\_landwirtschaftlichen\\_bodennutzung\\_und\\_eigentum.pdf](http://de.agrardialog.ru/files/prints/gis_zur_erfassung_und_verwaltung_der_landwirtschaftlichen_bodennutzung_und_eigentum.pdf) (дата обращения 13.11.2016).

NUMERICAL MODELLING OF ABSORPTION OF GASEOUS INCLUSIONS RISING IN LIQUID

E.S. Khlebnikova<sup>1</sup>, A. Vorobev<sup>2</sup>

Scientific advisors professor E.N. Ivashkina<sup>1</sup>; professor T.P. Lubimova<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Southampton University, Southampton, United Kingdom

<sup>3</sup>Perm State University, Perm, Russia

In the current work we deal with the numerical modelling of a single gaseous bubble that rises in liquid taking into account absorption of the gaseous inclusion by liquid. In particular, we are interested in the process of benzene alkylation that is conducted by the chemical interaction of ethylene and benzene in the presence of the Lewis catalyst. The gaseous inclusions of ethylene rise in a chemical reactor that is filled with the liquid mixture of benzene and catalyst. For the chemical reaction to occur ethylene needs to be first absorbed by the mixture, so the slow and limited miscibility of ethylene limits the reaction rates, and in order to obtain the desired amounts of the products the reactants are normally supplied in excessive quantities. The alkylation of benzene, used for manufacturing of ethylbenzene and isopropylbenzene, is carried out in the world on a massive scale with the overall consumption of up to 75% of benzene that is produced in the world. Ethylbenzene is further used as an intermediate for the production of styrene.

In the present work, the gas/liquid mixture is represented as a heterogeneous binary system with the mass transfer through phase boundaries. The evolution of the mixture is carried out on the basis of the phase-field approach. Within this approach, the interface is represented as a transitional layer of a finite thickness, and the concentration field  $C$ , that is defined as the mass fraction of one liquid in the mixture, is used to trace the position and shape of the interface. The specific free energy function is defined as a function of concentration and gradient of concentration [1]

$$f(C, \nabla C) = f_0(C) + \frac{\epsilon}{2} (\nabla C)^2 \quad (1)$$

Here, the second term, proposed by Cahn and Hilliard, is introduced to take into account the surface tension effects. The capillary constant  $\epsilon$  is assumed to be sufficiently small so this term is negligible everywhere except for the places of large concentration gradients, i.e. at interfaces. The double-well potential is frequently used for the classical part of the free energy function,  $f_0$ .

The free energy function (1) can be used to re-derive the Navier-Stokes equations for the mixture. The resultant full Cahn-Hilliard-Navier-Stokes equations are however very complex for numerical treatment because of the quasi-compressibility effect that forces to use the full continuity equation even for description of two incompressible liquids. In the current study the Boussinesq approximation of the full equations was used in order to determine the evolution of the gas inclusions rising in liquid.

The governing equations reflect the conservation of momentum, species, and mass [1]:

$$\frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + (\vec{u} \cdot \nabla) \vec{u} = -\nabla \Pi + \frac{1}{Re} \nabla^2 \vec{u} - C \nabla \mu + 2GrC \vec{y}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} + (\vec{u} \cdot \nabla) C = \frac{1}{Pe} \nabla^2 \mu, \quad (3)$$

$$\nabla \cdot \vec{u} = 0, \quad (4)$$

$$\mu = Gr(\vec{r} \cdot \vec{y}) + 2AC + 4C^3 - Ca \nabla^2 C. \quad (5)$$

Here, the common notations are used for the variables;  $\vec{y}$  is the unit vector directed upward. These equations are applied to the whole multiphase system, including the interface. One can notice that the Navier-Stokes equation contains an additional (Korteweg) force that defines the interface morphology. The diffusion is defined by the generalized Fick's law, i.e. through the gradient of the chemical potential  $\mu$ . As a result, in addition to the usual concentration diffusion the diffusion term includes the effect of barodiffusion.

The above equations are written in non-dimensional form. The equations include the following non-dimensional parameters: the Grashof number,  $Gr = \varphi \frac{gL^*}{\mu^*}$ , the Reynolds number,  $Re = \frac{\rho^* \mu^{*1/2} L^*}{\eta^*}$ , the Peclet number,  $Pe = \frac{\rho^* L^*}{\alpha \mu^{*1/2}}$ , the capillary number,  $Ca = \frac{\epsilon}{\mu^* L^*}$ . Here  $L^*$  is the typical size,  $\rho^*$  is the density scale,  $\mu^*$  is the unit of the chemical potential,  $\eta^*$  is the viscosity scale,  $\alpha$  is the mobility constant, and  $\varphi = (\rho_2 - \rho_1)/\rho_1$  is the density contrast, with  $\rho_2$  and  $\rho_1$  being the densities of the pure components of the binary mixture.

We model the rise of an isolated single bubble numerically using the finite difference approach. The computational domain is represented by a vertical cylinder with a circular cross section. The axisymmetric symmetry is assumed. The cylinder's radius is taken as the length scale. The radial and axial coordinates are denoted by  $r$  and  $z$ , respectively. The cylinder is closed at the bottom and top ends. We assume that the size of the bubble is sufficiently less than the radius of the computational domain, so the influence of the walls on the shape and evolution of the bubbles are negligible. For the same reason, the initial position of the bubble is chosen at  $z = 0.5$  (sufficiently far from the lower end), and the height of the cylinder,  $H = 6$ , is also chosen so large to observe a sufficiently long rise of the bubble before it reaches the upper end.

The governing equations (2)-(5) are supplemented with the following boundary conditions:

$$\text{At the lower end: } z = 0 : u_r = u_z = 0, \partial C / \partial z = 0, \partial \mu / \partial z = 0 \quad (10)$$

At the upper end:  $z = H : u_r = u_z = 0, \partial C/\partial z = 0, \partial \mu/\partial z = 0$  (11)

At the centreline:  $r = 0 : u_r = u_z = 0, \partial C/\partial r = 0, \partial \mu/\partial r = 0$  (12)

At the tube's wall:  $r = 1 : u_r = 0, \partial u_z/\partial r = 0, \partial C/\partial r = 0, \partial \mu/\partial r = 0$  (13)

Thus, all walls are assumed to be impermeable. The no-slip boundary conditions are used for the velocity field. For the chemical potential, we impose the absence of the diffusive flux through the walls. The conditions for the concentration should reflect the wetting conditions. We however consider the simplest case when the molecules of the mixture components interact with the wall equally, so the contact angle is  $90^\circ$ . In fact, we are interested in the evolution of the bubble far from the boundary conditions, so the wetting properties are not important for the current study. The boundary conditions at the centreline are written to reflect the axial symmetry.

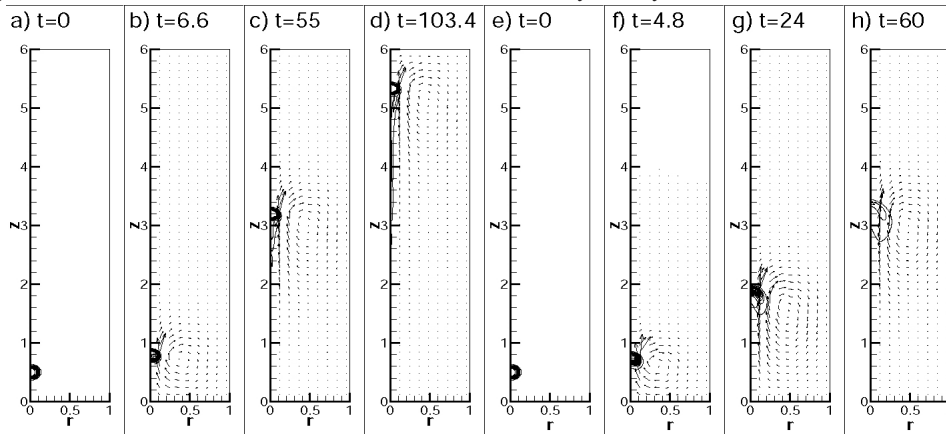


Fig. 1. The snapshots showing the stages of the rising bubbles at  $Pe=10^7$  (a-d) and  $Pe=10^5$  (e-h). The lines represent the concentration fields, and the vectors depict the velocity fields. The results are obtained for  $H=6, r_0=0.1, A=-0.5, Gr=0.1, Re=100, Ca=10^{-4}$ . The actual time moments are depicted in the figure.

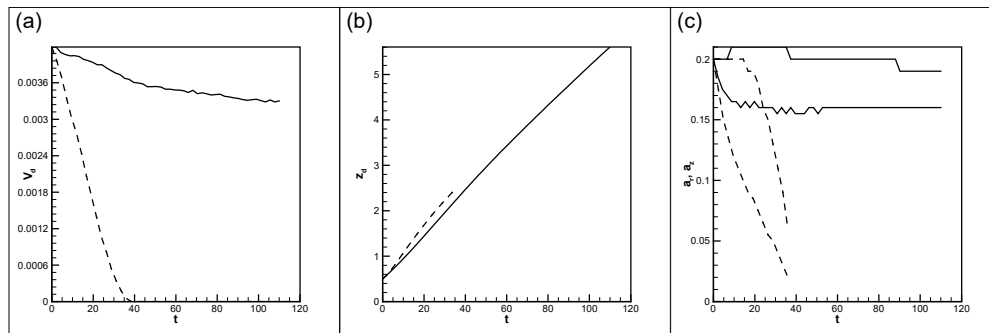


Fig. 2. (a) The droplet's volume vs. time; (b) the vertical position vs. time; and (c) the size of the droplet in the radial and vertical directions vs. time. The curves are plotted for two Peclet number ( $Pe=10^7$  – solid lines and  $Pe=10^5$  – dashed lines) and for the other parameters as in Figure 1.

Figure 1 depicts the typical shapes of the rising bubbles and Figure 2 shows the time evolution of the bubble's volume, position and shape. The results are given for two different values of the Peclet number, for the cases with weaker and stronger interfacial diffusion. In the first case,  $Pe=10^7$ , one sees that the bubble's shape is deformed over the rise, but its volume just slightly decreases over the rise. In the second case, for  $Pe=10^5$ , the bubble becomes fully absorbed by the ambient liquid before the bubble reaches the middle of the computational domain. The dissolution of the bubble is accompanied by the convective motion near its surface, with the intensity of the motion determined by the Reynolds number, so at higher Reynolds numbers the bubbles rise faster, but they decrease in size also much faster.

Currently, we have investigated the evolution of the bubble in the case of weaker interfacial diffusion. We have compared the obtained results with the data available for immiscible systems, and found that all classical formulae earlier obtained on the bases of other theoretical and experimental approaches can be successfully reproduced with the help of the phase-field approach. In future work, we aim to focus on the effect of absorption, the rate of absorption of bubbles of different sizes, and the influence of the absorption on the speed of bubble rise and on the evolution of the bubble shape.

References

1. Vorobev A., Boussinesq approximation of the Cahn-Hilliard-Navier-Stokes equations // Phys. Rev. E, 82(5), 2010, 056312, 10pp.

**FROM THE HISTORY OF MINING: DEMIDOV'S ACTIVITIES IN THE PUBLICATIONS  
OF «GORNYJ ZHURNAL» (1861-1896)**

**Yu.S. Kolpasnikova**

*Scientific advisor professor S.Yu. Kolesnikova  
National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia*

The Demidov dynasty is known not only in Russia but also in Europe and North America due to their metallurgical activities. Demidovs is an example of successful entrepreneurs who built a mining and metallurgical “empire”. The factories belonging to Demidovs had been developing for over two centuries. Activities of the dynasty contributed to a huge breakthrough in the metallurgical industry.

The timeliness of this work lies in the fact that the study of pre-revolutionary successful business experience allows to draw conclusions for the conduct of private business nowadays. Moreover, for a modern state the example of interaction between authorities and individuals in the matter of industrial project formation is relevant. Note also that multifaceted activity of Demidovs, which is the object of study in this article, can serve as a motivation for today's entrepreneurs and managers in the field of charity or education.

The purpose of this article is to consider how the periodicals reflected the activities of the Demidov dynasty (on the example of articles in the “Gornyj Zhurnal”).

“Gornyj Zhurnal” is one of the first specialized Russian periodicals in the field of geology, mining and metallurgy. It was founded by Alexander the First in 1825 as a publication of the Mining Accountable Cabinet. The first issue was called “Mining Journal or collection of information about mining and salt business, with new discoveries for science, this subject to the relevant” [6].

With an eye toward to the history of the emergence of Demidov's factories in the Urals, Nikita Demidov, the founder of the dynasty, received Verkhotur'sky iron plants on the river Neiva on the 4th March 1702 on the basis of the nominal decree of Peter I. The eldest son of Nikita - Akinfy was engaged in factories in the Urals [4. P.15].

The publication of “Gornyj Zhurnal” on August 1861 contains the article by I. Poletika, which is dedicated to the transfer of Ural state-owned factories into private property by Petr the First. Special attention is given to Nev'yanskij plant. The author compares public and private plants. I. Poletika maintained the following: the choice of plant's management system should contribute to the dissemination of mining sphere of industry in the country, specialists and energetic people must manage the factories, and these activities lead to positive results. Given this, it is immaterial will plants be private or public, if they are managed by organized and responsible person. Highlighting the Demidov's private factories, the author focuses on the fact that members of the dynasty clearly knew their duties: delivered to the treasury iron, artillery supplies and weapons, however, had been improving and developing production. Thus, over time, has been the marketing of products abroad, what is the great merit of Demidovs.

Unfortunately, the Russian authorities did not have the permanence of vision in the management of the factories, so factories were transferred to private hands, then they became a state-owned again. Of course, you should not assume that the government factories worked less quality or less productive – far from it. Such control had its advantages – state-owned plants always received an order, scientists, researchers, graduates worked on the manufacture. We mean that the problems with the establishment of a high-quality production arose when the ownership or management changed repeatedly. However, even in such a situation, Demidov found a way to control situation. They are not always worked in harmony with the power (remember only the frequent disagreements between Demidov and V. N. Tatishchev), but even in this case, the production in the factories did not suffer.

Based on the work of I. Poletika, we also indicate the problems that prevented the development of metallurgical production in the country. Firstly, the author notes the lack of specialized mining colleges or the impossibility of entering them many categories of citizens and the lack of literature on mining and metallurgical industry. In addition, the article was published in August of 1861, after the abolition of serfage, so the author mentioned changing the situation of the workers, however, to draw conclusions about the results of the changed situation at the time was still early.

Following the publication in “Gornyj Zhurnal” on Demidov factories that we can consider in this article, dated October 1875. It relates to a new method of producing steel in one of Demidov's factories of Nizhnij Tagil. The case is about Bessemer process (processing of cast iron by the method of blowing air in the converters). The first test of the Bessemer method was carried out on Nizhnesaldinskij plant in 1859, but further research was stopped for a while. However, with the expansion of the Russian railway network and a more detailed acquaintance with the metal, obtained Bessemer process, the leadership of the Nizhnij Tagil factories in the face of P.P.Demidov decided to introduce the Bessemer method on Nizhnesaldinskij plant, thereby creating a “launch factory”. Through of this improvement was established when the steel factory, Terre-Noire in France, a part of the machine was ordered there. In addition, Nizhnesaldinskij plant was equipped with two retorts of the English system. The first test run was carried out under the guidance of a Terre-Noire plant engineer Walton. The publication describes in details the process of metal production and further experiments with metal. Pay attention to the fact that the authors several times note the high quality of metal in Demidovs factories before the introduction of the Bessemer method, and the fact that the production was going “without flaws” [1. P. 121]. The introduction of the Bessemer process made it possible to improve the quality of the metal; the authors call the obtained metal “metal of excellent quality.”

This publication allows assessing the mining activities of the Demidov dynasty from several perspectives – from the point of production quality and terms of introduction of new technologies, from the point of view of using foreign experience and establishing international contacts.

In the publication No. 4 of the “Gornyj Zhurnal” on April, 1896, appears an article “On the transformation of the

Nizhnij Tagil real school in the mining college". The article focuses on the changes, which introduced in college, the new training program, the management of the college and teachers. A very important point in the publication is the fact that the mining college was entirely financed at the expense of factories of P.P.Demidov's heirs. Students of mining college had been doing practical work in laboratories, museums, workshops, factories and mines. In addition, the free school took the children of workers of the factories of Nizhnij Tagil. Students who have completed a full course of study, in turn, were required to spend one year in practical training in their chosen specialty at one of the plants of P.P.Demidov's heirs. Previously, based on information from publication I. Poletika, in this article we drew attention to the lack of specialized educational institutions. As you can see from the release in 1896, the Demidov dynasty undertook control measures not only in matters directly concerning the plants, but also other issues of the industry.

Thus, by analyzing the publication in "Gornyj Zhurnal", note that the activities of Demidovs were aimed at the development of the mining and metallurgical industry. Caring about affluence, Demidovs did not forget about the industry in general, its importance to the state. The industrialists participated in various events to improve production, introduced new equipment and new technologies. Not spared in this finance, they purchased high-quality foreign hardware. Demidovs have established international relations, visited the foreign factories and mines, learning international experience. The representatives of the dynasty contributed to the expansion of specialized educational institutions, the emergence of new schools. In addition, funds received on the Demidovs plants, were used for training workers in foreign factories and other goals. The activity of Demidov dynasty made a huge contribution in economic and social sphere of our country.

#### References

1. Bessemerovanie na Nizhnetagil'skikh zavodakh // Gornyj Zhurnal. №10. St. Petersburg: Tipographija i khromolitografija A. Transhelja, 1875. 138 p.
2. Preobrazovanie Nizhnetagil'skogo real'nogo uchilischa v gornozavodskoe uchilishe // Gornyj Zhurnal. №4. St. Petersburg: Tipographija P.P.Sojkina, 1896. 178 p.
3. Poletika I. Ob otache Ural'skikh kazennykh gornyx zavodov v chastnye ruki v proshlom stoletii // Gornyj Zhurnal. Kn.8. St. Petersburg: Tipographija Iosafata Ogrizko, 1861. 168 p.
4. Yurkin I.N Demidovy – uchenie, inzhenerij, organizatory nauki i proizvodstva. Opyt nauchnoj prosopographii. M.: "Nauka", 2001. 336 p.
5. Yurkin IN Demidovy: Stoletie pobed. M.: Molodaja Gvardija, 2012. 448 p.
6. <http://elib.uraic.ru/handle/123456789/493>

#### USING A FFT-BANDSTOP-FILTER AT SEISMIC DATA PROCESSING

Kpata Mc Egni Richmond Eloge, A.A. Islyamova

Scientific advisor professor M.M. Nemirovich-Danchenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Development of methodology of detection of fractured (porous) regions in the rocks is always represented an actual problem for a wide range of applied geophysics [1]. In cases where defective regions are multiple fracture zone (fractured zone) are effective electromagnetic and acoustic techniques and combinations thereof. Acoustic methods based on the study of the properties of elastic wave fields in active and passive monitoring of media containing fractured zones used especially widely in mining and in the search for hydrocarbon deposits, and in the latter case, developing a natural acoustic methods (acoustic logging), and seismic methods which use both longitudinal and transverse waves [1]. For the analysis of real seismic sections need to properly use the device processing time series of digital filters. Typically, such processing is performed in the spectral plane. To display the starting number of the Fourier transform to the frequency domain used by us [2] and Prony [3]. An example of operation in the filter window when using the Fourier spectrum.

For Fourier transform limitations associated with the Nyquist theorem and imposed the finite size of the processing units do not allow to extract from the track with any harmonic components, prescribed, frequency. To work around this limitation, the previously applied transform Prony, which is not the spectral transformation in pure form, but is a way of estimation (as a method of least squares) of discrete data using a linear combination of exponential functions. You can then calculate the power spectral density for any Prony frequency. On the basis of this was shown the possibility of allocating fractures in the rock [4]. Below are some details of the implementation task algorithmic filtering.

Here is the basic formula for the direct and inverse Fourier transform.

Under the spectrum of the function  $g(t)$  we mean a  $G(\omega)$  function associated with  $g(t)$  a pair of Fourier transforms [2]

$$\begin{aligned} g(t) &= \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} G(\omega) e^{-i\omega t} d\omega \\ G(\omega) &= \int_{-\infty}^{+\infty} g(t) e^{-i\omega t} dt \end{aligned} \quad (1)$$

It uses standard notation  $\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}$ ,

Where  $T$  – the main period of oscillation

Formula (1) contain the variable  $t$ . This can be a time, which usually means a ( $f$  - frequency temporal dimension with  $T$ -1), but may be a spatial variable (instead  $f$  then write  $k$ , is the spatial frequency with the dimension  $L$ -1).

In both cases - for the Fourier spectrum [2], and for the Prony spectra [3] - there are various aspects in the performance of the actual filter. This paper shows how to correctly apply the band-stop filter when working in Matlab package. Under the band-stop filter is meant the following algorithm : the complex spectrum of several selected frequencies are reset in



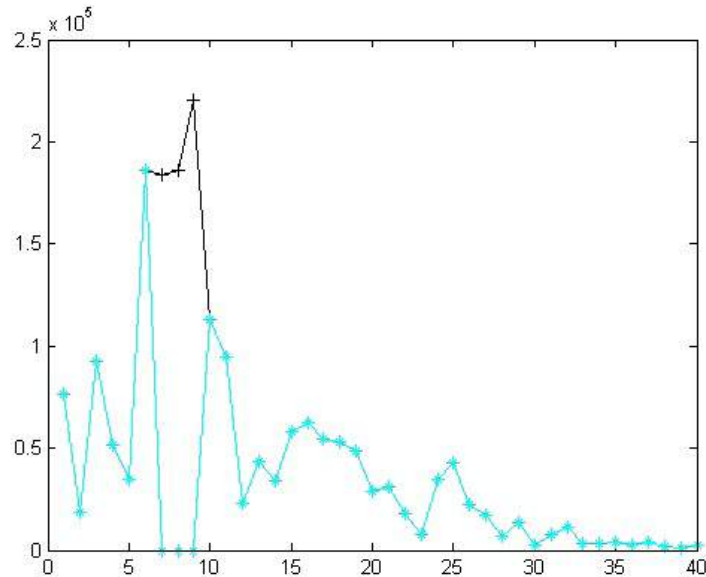
compliance with the symmetry with respect to the Nyquist frequency [5] (in the case of Fourier transformation) or its analogue (for Prony conversion). Then, for the obtained complex array inverse transformation is performed.

The program is read from the file format \*.seg, analysis of the recording format and preparation for filtering. Actually the result of the comparison matrix on the mask is filtering. The mask in this case - is a vector  $\mathbf{M} = [1, 1, 1, \dots, 0, 0, 0, \dots, 1, 1, 1]$ . Stored frequencies correspond to the units. If the spectrum of the track in the selected window is denoted SF, after performing the comparison on the mask M in the line Rez get filtered spectrum:

$$\mathbf{Rez} = \mathbf{SF} * \mathbf{M} \quad (2)$$

The figure shows two spectra - SF before treatment and after treatment Rez. Good results can be seen cut in the carrier frequency band.

Generally speaking, the pseudo-slit may be composed of the tracks and containing only the amplitude spectra. And for a quick decision to choose the strategy of adaptive search areas with possible high content of hydrocarbons, and this may not be enough. The incision of spectral densities, composed of such «tracks» will include sustained lateral gaps in the areas of dedicated, as shown by model calculations, to the productive areas of the geological section [4].



*Fig. Fourier spectrum (SF in (2)) before treatment (curve with «+») and after treatment Rez (curve with «\*»)*

It is important to remember that (as a rule), we are dealing with a fast Fourier transform algorithm. Therefore, it should be noted that the size of the selected window treatments of N in the case of the Fourier transform is equal to the Nyquist frequency  $f_N = N / 2$  (it is dimensionless, it determines the number of harmonics, ie, pieces); at the same time for a given value  $\Delta t$  reference cutoff frequency

$f_{gr} = 1 / (2\Delta t)$  (a value dimension, Hz). For example, if the window size is  $N = 64$ , and  $\Delta t = 0.002$  s, then  $f_N = 32$ ,  $f_{gr} = 250$  Hz and a harmonic processing window corresponds to  $250/32 = 7.8125$  Hz. And for the selected window and a fixed reference value is the number of 7.8125 Hz is not changed.

In the case of conversion itself Prony frequency selection method from a range  $-(2\Delta t)^{-1} \leq f_k \leq (2\Delta t)^{-1}$ , determines the variation of frequencies changing signal properties. Thus each number («harmonic») in the Prony series will correspond to a particular frequency in Hz, and certain bandwidth. The behavior of these bandwidths is a separate methodological interest in the processing and interpretation of geophysical data.

It is also necessary to add that the interpreter always deals only with windowing, even when working with the whole route. These features should be taken into account when building bandstop (notch) filters (in English terminology notch filter).

#### References

1. Khromova I.Y. Practical comparison of fracture prediction methods based on seismic data // Tekhnol. Seismorazv. - 2010. - №2. - S. 62-69.
2. Kharkevich A.A. Spectra and analysis. M. : State Publishing House technical and theoretical literature, 1957. 236 p.
3. Marple-ml. SL Digital Spectral Analysis and Its Applications: Trans. from English. - M.: Mir, 1990. 584 p.
4. Nemirovich-Danchenko M M 2013 Detection of multiple fracturing of solid medium based on evaluation of spectral density of reflection energy Phys. Mesomech 16 (1) 105-110
5. H. Nyquist, Certain topics in telegraph transmission theory, Trans. AIEE, vol. 47, pp. 617-644, Apr. 1928.

## DEGRADATION DER ERDEN IN EUROPA

E.S. Makartsova

Wissenschaftliche Betreuerinnen Professor O.A. Pasko, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Die Erhaltung der Ressourcen der Erde auf den Europäischen und internationalen Niveaus ist eine wichtige Frage. Der Boden ist die Grundlage für die Produktion 90 % aller Lebensmittel, des Futters für das Vieh, beliebiger Textilwaren und aller Kraftstoffarten. Die Erde bildet die Raummessung für das Entstehen der menschlichen Siedlungen, d.h. den Bau der Gebäude und der Errichtungen der Infrastruktur, der Erholungsgebiete und der Einrichtung für die Abfallverwendung. Sie bildet den untrennbaren Bestandteil der Landschaft, spart die Leichname unserer Vergangenheit auf, und selbst ist ein wichtiger Teil unseres Kulturerbes. Aber Boden ist natürlich die nicht erneuerte Ressource. Auf die viele Funktionen des Bodens wird das Landparadox gegründet: Die Bedeutung des Bodens für das breite Spektrum der menschlichen Tätigkeit vergrößert Auf dieser Mehrfachfunktion des Bodens beruht das Bodenparadoxon: Die Bedeutung des Bodens für ein breites Spektrum menschlicher Aktivitäten erhöht seine Anfälligkeit für vielfache Schäden und Erschöpfung, dass führt zum Entstehen solcher negativen Erscheinung, wie die Degradation seinerseits auf [1].

Unter Degradation versteht man die Umgestaltungen des Bodens infolge der natürlichen Veränderungen (z.B. des Klimas) oder der menschlichen Einmischung [2].

Es existieren folgende verschiedene Arten der Degradation der Böden und des Grundes. Jede Art unterscheidet sich von deren durch die Prozesse, die im Boden geschehen, und ebenso durch Veränderung ihrer Zusammensetzung. Auf der Abbildung 1 sind die Degradationsgründe und ihre kurze Beschreibung anschaulich vorgestellt [3].

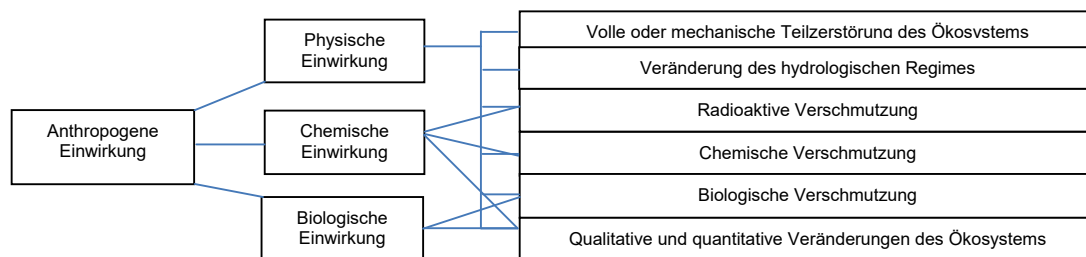


Abb. Arten der Anthropogeneinwirkung auf die Ökosysteme und ihre Reaktion

Je danach, welche Eigenschaften der Erde sind am meisten berührt, man kann, zum Beispiel, über die Degradation der Böden oder der Degradation der Pflanzendecke sagen. Die Degradation ist die Verschlechterung der charakteristischen Merkmale, zum Beispiel, der Verlust der Fruchtbarkeit und der Nährstoffe besonders bemerkenswert. Jedoch bedeutet der Begriff „Degradation“, dass diese Veränderungen negativ sind. Es ist bekannt, dass die Bodendegradation und die Degradation der Pflanzendecke voneinander abhängen: der verfallende Boden hat einen Einfluss auf die Vegetation und die Veränderung der Vegetationsreaktionen wirkt auf den Boden.

Im Folgenden ist die ausführlichere Beschreibung der Degradationsarten von Böden vorgestellt.

Desertifikation. Die Extremform bzw. Endstufe der Landschaftsdegradation ist die Desertifikation. Die Wüstenbildung ist nicht in allen klimatischen Zonen möglich, es geschieht hauptsächlich in dünnen und sub-feuchten klimatischen Zonen der Erde.

Bodenerosion. Die am weitesten verbreitete Art der Bodendegradation ist die Bodenerosion, d. h. die Abtragung von Böden durch Wasser und Wind. Sie wird ausgelöst bzw. beschleunigt durch bestimmte menschliche Tätigkeiten, vor allem durch die Abholzung von Wäldern, durch die Zerstörung der Vegetationsdecke infolge Überweidung und durch Ackerbau auf erosionsanfälligen Böden. Wird die schützende Vegetationsdecke beseitigt, ist der Boden den Witterungseinflüssen insbesondere den Niederschlag schutzlos ausgeliefert. Durch das abfließende Wasser werden die oberste fruchtbare Bodenschicht abgetragen und die im Boden noch vorhandenen Nährstoffe ausgespült.

In den ariden und semiariden Gebieten ist die Winderosion vorherrschend. Normalerweise schützt eine spärliche Pflanzendecke aus angepassten Gräsern und Sträuchern den Boden vor der Abtragung. Wird diese Pflanzendecke zerstört, kann durch Staub- und Sandstürme der Oberboden entweder vollkommen abgetragen oder dessen fruchtbarkeitsbestimmenden Feinanteile selektiv ausgeweht werden.

Bodenversalzung. Unter Bodenversalzung versteht man die Anreicherung von leicht löslichen Salzen wie z. B. Natriumchlorid (NaCl) oder Magnesiumsulfat ( $MgSO_4$ ) im Oberboden. Salzanreicherung hat an sich natürliche Ursachen: In trockenen Klimata steigen gelöste Salze im nach oben gerichteten Bodenwasserstrom kapillar an die Oberfläche, kristallisieren dort bei der Verdunstung aus und reichern sich als Ausblühungen oder Krusten an. Weit häufiger tritt die Versalzung jedoch durch die Tätigkeit des Menschen auf, vor allem dann, wenn in ariden Gebieten der Boden unsachgemäß bewässert wird, d. h. wenn dem Boden mehr Salze zugeführt werden, als die Pflanzen benötigen, bzw. wenn diese nicht ausgewaschen werden. Die Produktivität der Böden wird durch die Versalzung stark beeinträchtigt: Durch den hohen osmotischen Druck des Bodens nimmt die Fähigkeit der Pflanzen zur Wasseraufnahme ab und infolge von Gefügeverdichtung sowie Verhärtung kommt es zu einer Zerstörung der Bodenstruktur. Letztlich führt Versalzung zu deutlich geringeren Erträgen oder zu einer völligen Unfruchtbarkeit des Bodens.

Die künstliche Bodenversalzung kann verhindert werden, wenn ausschließlich geeignetes Bewässerungswasser verwendet wird und nicht mehr Wasser als erforderlich zugeführt wird, da jegliches Wasser Salze enthält und überschüssige Mengen zum Anstieg des Grundwasserspiegels führen. Dieser muss jedoch tief liegen, damit kein kapillarer Aufstieg erfolgen kann.

Schadstoffbelastung und Bodenversauerung. Auch die Schadstoffbelastung und die Bodenversauerung sind weltweite Erscheinungen. Sie betreffen alle Ökosysteme, land- und forstwirtschaftlich genutzte Böden, städtische Böden, Böden der gemäßigten Breiten und der Tropen. Da diese Arten der Bodendegradation jedoch verstärkt erst seit dem 20. Jahrhundert, vornehmlich durch Industrialisierung eingetreten ist, ist das Ausmaß auch in den Industrieländern am stärksten. Zu Bodenvergiftungen kann es z. B. durch den Eintrag von landwirtschaftlichen Abfällen oder von Klärschlämmen kommen, falls diese stark mit Schwermetallen belastet sind. Vielfach werden Böden auch als Deponien für Abfälle aus Industriebetrieben missbraucht. In den Ausmaßen noch nicht abzusehen ist die Vergiftung und Versauerung von Böden durch den Eintrag polyzyklischer aromatischer Kohlenwasserstoffe aus der Luft. Sie entstehen vornehmlich bei der Verbrennung fossiler Energieträger (Kohle, Erdöl) und gelangen als nasse Deposition (Saurer Regen) in den Boden. Saurer Regen wird ursächlich mit dem Waldsterben in Verbindung gebracht, schädigt aber auch die Böden, indem es durch die Versauerung einerseits zur Auswaschung von Nährstoffen kommt und andererseits größere Mengen von schädlichen Metallionen freigesetzt werden. Die Folge ist eine verminderte Aufnahme von Nährstoffen (Mangelernährung) und von Wasser, wodurch wiederum das Pflanzenwachstum beeinträchtigt wird.

Bodenverdichtung und Bodenversiegelung. Zu den Bodendegradationserscheinungen zählen schließlich auch die Bodenverdichtung und die Bodenversiegelung. Bodenverdichtungen entstehen z. B. durch den Einsatz schwerer Maschinen in der Land- und Forstwirtschaft. Dadurch kann es zu einer Beeinträchtigung der Bodenlebewelt und zu einer Veränderung der Porenverteilung kommen; die Durchlässigkeit für Luft und Wasser nehmen ab, was wiederum die Durchwurzelung behindert, während gleichzeitig die Erosionsgefahr zunimmt. Mittelbar bodenschädigend wirkt die Versiegelung durch Asphalt, Straßenpflaster etc. Auch dadurch ändern sich entscheidende Bodeneigenschaften wie die Durchlüftung, die Wasserspeicherkapazität oder die Pufferkapazität; Bodenorganismen werden vernichtet, im extremen Fall stirbt der Boden.

Die Ausführungen zeigen, dass Art und Ursachen der Bodendegradation vielfältig sind und der Schädigungsgrad regional stark variiert. Der Aufistung der verschiedenen Arten ist jedoch nicht zu entnehmen, dass es neben den vom Menschen verursachten Schäden auch natürliche gibt, z. B. durch chemische Prozesse, wie Bildung von Lateritkrusten in den wechselfeuchten Tropen, oder durch Klimaeinwirkungen, wie z. B. Lessivierung (Tonverlagerung durch große Mengen Sickerwasser) in warmgemäßigten humiden Klimata. In der Summe sind die natürlichen Schäden aber wesentlich geringer als die durch den Menschen verursachten [2].

Die Erosion des Bodens durch Wasser und Wind ist vor allem in Südeuropa ein schwerwiegendes Problem, ausgelöst durch eine Kombination aus widrigem Klima, steilen Hanglagen, einer dünnen Vegetationsdecke und einer mangelhaften landwirtschaftlichen Praxis. Als Gebiete mit dem gravierendsten Bodenverlust durch Wind- und Wassererosion gelten der Mittelmeerraum, die Balkanhalbinsel und die Anrainerstaaten des Schwarzen Meeres. In der Ukraine waren beispielsweise 41 % (17 Mio. ha) der landwirtschaftlichen Nutzflächen 1996 Wasser- und Winderosion ausgesetzt (Nationaler Bericht über den Zustand der Umwelt in der Ukraine 1997). In Russland sind 57 % der landwirtschaftlichen Nutzflächen, darunter 65 % Ackerland, von starker Erosion betroffen. Die Wassererosion spielt inzwischen auch im nördlichen Lößgürtel eine zunehmende Rolle. Auf die Standortverteilung der Flächen, die vom Standpunkt der Bodenerosion problematisch sind, wird im nächsten Abschnitt eingegangen. Das EG-GrundszENARIO 1 beruht auf der Annahme, dass als Folge der Klimaänderungen die Gefahr der Wassererosion bei etwa 80 % der Ackerlandflächen der EU bis 2050 zunimmt. Der Anstieg wird hauptsächlich in den Regionen stattfinden, in denen die Bodenerosion bereits heute gravierend ist.

Für eine europäische Bodenschutzpolitik. Die Entwicklung eines politischen Rahmens, der die Bedeutung des Bodens anerkennt, die Probleme berücksichtigt, die der Wettstreit zwischen seinen verschiedenen Nutzungsarten (ökologisch und sozioökonomisch) mit sich bringt, und die Aufrechterhaltung der Multifunktionalität des Bodens anstrebt, könnte eine Vielzahl positiver Ergebnisse und stetige Verbesserungen der europäischen Umwelt insgesamt bewirken. Auf allen Verwaltungsebenen gilt es angemessene Maßnahmen zu ergreifen, von der Raumordnung auf lokaler und subnationaler Ebene über die Erarbeitung von Umwelt- und Sektorkonzepten auf einzelstaatlicher und europäischer Ebene bis hin zur Anbahnung von globalen Initiativen.

Der Verlust und die Verschlechterung der Böden werden andauern und wahrscheinlich weiter zunehmen, wenn nicht rasch angemessene Maßnahmen ergriffen werden, die über eine Integrierung von Bodenschutzmaßnahmen in die Sektropolitiken den Fortschritt in den einzelnen Wirtschaftssektoren von den Belastungen abkoppeln, die von ihnen auf den Boden ausgehen [1].

#### **Literatur**

1. Auf dem Boden der Tatsachen: Bodendegradation und nachhaltige Entwicklung in Europa / Europäische Umweltagentur. – Kopenhagen: 2002. Umweltthemen-Serie Nr. 16 2002 - 32 Seiten.
2. Infoblatt Bodendegradation. [Электронный ресурс]. - Das Regime des Zuganges: URL: <http://www.klett.de/alias/1012387> (дата обращения 19.12.2016).
3. Die Degradation der Böden. [Die elektronische Ressource]. - Das Regime des Zuganges: URL: <http://biofile.ru/bio/22360.html> (дата обращения 19.12.2016).

**TOWARDS THE MINAMATA BAY ANTI-MERCURY POLLUTION PROJECT  
(KUMAMOTO PREFECTURE, JAPAN)**

**D.A. Melin**

*Scientific advisors associate professor D.V. Yusupov, senior Lecturer B.R. Soktoev  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The existence of Minamata disease was officially recognized by the Government of Japan in 1956. This problem is related to industrial emissions of methylmercury. Source of contamination was Japanese chemical company «Chisso Corporation». It is an important supplier of liquid crystal used for liquid crystal display (LCDs), but is better known for the leading role in the 34-year-long contamination of the water supply in Minamata, Japan that led to thousands of deaths and victims of disease. The main symptoms of this disease is a sensory impairment, ataxia, concentric narrowing of the field of vision and hearing disorders.

The Minamata Bay Anti-Mercury Pollution Project is considered to be the largest Anti-Pollution Project in the world. It began in 1974, although the first premise of Minamata Disease appeared in 1956.

At that time mercury was not being discharged from the factory. But there were several fish species that were contaminated with mercury exceeding safety levels recommended by the Ministry of Health and Welfare of Japan (total mercury – 0.4 ppm, and methylmercury – 0.3 ppm). Unfortunately, the mercury in seawater of Minamata Bay was detected only in inorganic form, not methylated.

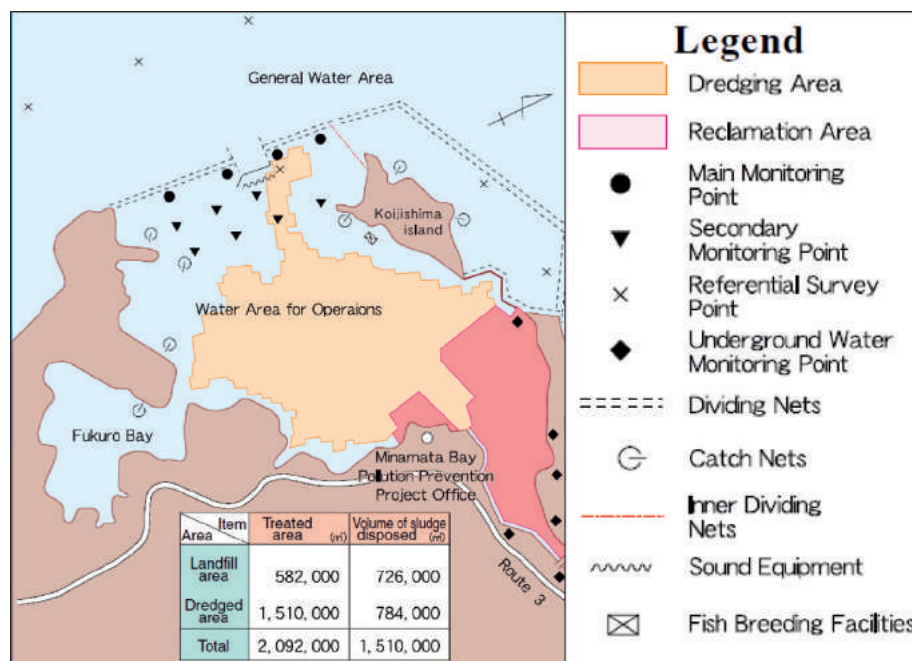
Dr. Fujiki and Dr. Tajima (Medical School of Kumamoto University) found that inorganic mercury in the mud of Minamata Bay had reacted with organic compounds such as acetic acid and turned into methylmercury by the influence of sunlight (ultra-violet radiation) under the aerobic condition.

Organisms converted mercury into methylmercury in their metabolism. This compound is more toxic and has a stronger head for accumulation in organisms, whereby its concentration in the tissues of organisms increases with their position in the food chain. Thus, methylmercury content in fish was 8-36 ppm, in oysters – up to 85 ppm, whereas in water its concentration was less than 0.68 mg/l.

So, Kumamoto Prefectural Government decided to implement Anti-Pollution Project. In 1973, “Provisional Regulatory Standards for Mercury Contaminated Sediment Disposal” were issued to be 25 ppm by the Environmental Agency, and in 1974 Kumamoto Prefecture Pollution Countermeasures Committee approved it.

The amount of discharged mercury from Chisso Minamata Factory was estimated between 70 and 150 tons. In certain localities the sludge depth with the mercury content more than 25 ppm reached to 4 meters. Therefore the total area of sludge treatment reached the size of 2.09 mln m<sup>2</sup>. The investigation showed that zones with mercury content more than 1000 ppm were situated in the deepest part of the bay, and the concentrations decreased with the distance.

After many discussions, the decision was chosen: to dredge the sediments with low mercury concentration, and remove them in the deepest part of the bay. The sludge to be dredged was estimated of 1.5 million m<sup>3</sup>, the dredging area is of 151 ha and reclamation area is of about 58 ha.



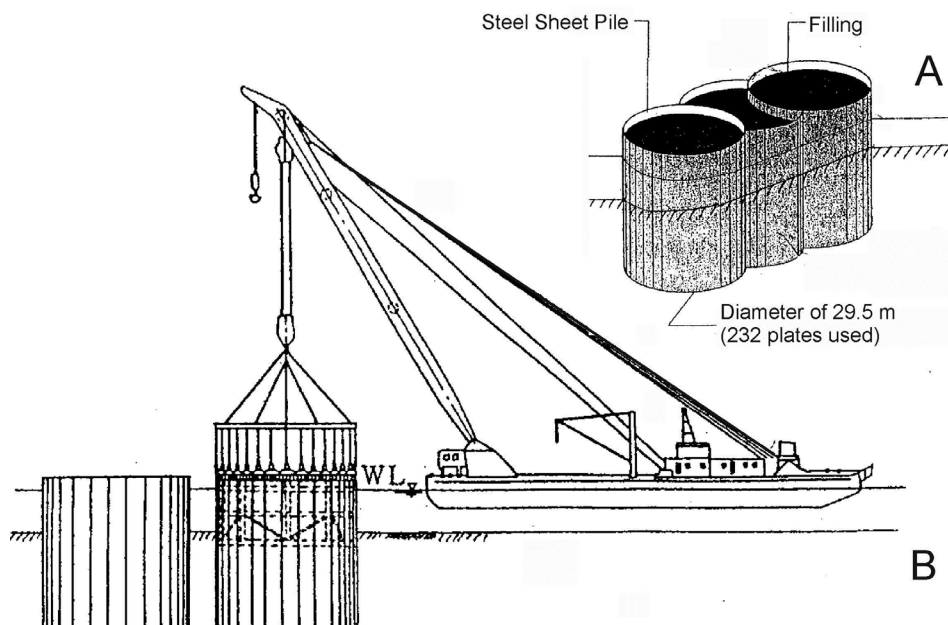
*Fig.1 Map of Minamata Bay Dredging Operations [2]*

The first thing to do was to set the dividing net at the edge of the bay. This was done to shut the polluted fishes in the bay during the dredging operation. The length of the double net was 3,600 m and maximum depth was about 30 m. Moreover, big loud speakers were set at the inlet, where the dividing net was not installed, to shut the polluted fishes in

the bay.

After this step the temporary close-off bank was set up and combined Myoujinzaki and Koijishima islands. The purpose was to weaken the tidal flow inside Minamata Bay and to prevent sediment from flowing out of the bay.

Next step was the bank construction for land reclamation. The bank was constructed by driving cylindrical steel cell pile into the seabed. The diameter of the pile was about 20-30 m and was filled with sand. Such method was called "Steel Sheet Cell Pile Method". It was done to prevent any mercury or polluted water from leaking out of the bank.



**Fig.2 Bank for Reclamation Area Using the Steel Pipe Cell Method (A) and Setting of Steel Sheet Pile Cell (B)**

Dredging activity was done using dredging ship with cutter-less pumps. To minimize the sludge disturbance, cutterless pumps were used. In addition, underwater TV cameras and turbidity meters were equipped at the underwater drawing inlets. Dredging operations were carefully continued with the observation of the seawater turbidity condition. Reclamation operations were carried out to keep water more than 50 cm in depth inside the reclaimed land, to shield from the air and sunlight. Of course, the outlet for discharging was also installed underwater to keep them away from the air. Top-layer seawater of the reclaimed land was processed by the wastewater treatment systems. Combined methods of coagulation and filtration were applied. The turbidity and mercury concentration of the processed seawater were checked and then processed water released.

After the dredging, in order to shield mercury-contained sludge from air and sunlight, it was necessary to confine it with mountain soil immediately. However, the sludge in the landfill was so soft that it was difficult to use ordinary methods. Therefore, at first, the reclaimed land was covered with synthetic cloth and then pressed with a net of ropes. Then the surface was treated with 80-cm-thick layer of sand by spreading suspension of sand in water. After the leveling process, mountain dirt or mud was spread by small and big bulldozers.

In 1977, Monitoring Committee of Minamata Bay Anti-Pollution Project was organized to monitor the clean-up operations. It consisted of related administrative organizations, academic experts, local citizens and some others. The committee was authorized to abort or terminate clean-up operations and to change the methods when necessary. The committee held meetings 69 times in 17 years and there reviewed and discussed about the results of monitoring.

As the result of longstanding monitoring during the operation and after completion, mercury concentration in all water samples were kept below the limits of detection (0.0005 ppm), while the permissible level is 25 ppm. In 1994, after 5 years from the completion of operation, the average of mercury concentration in fish was below the Japanese safety level.

All dividing nets were removed in August, 1997. It took 8 years to start the fishery in Minamata Bay since the end of the Anti-Pollution Project. Additional survey of mercury levels was continued for another 3 years.

#### References

1. Уроки болезни Минамата и утилизация ртути в Японии.- Токио: Отдел безопасности и экологической медицины Департамента экологической медицины Министерства окружающей среды Японии, 2013, 69 с.
2. Minamata Disease Its History and Lessons. - Kumamoto: Minamata City Planning Division, 2007, 56 p.

**TUBING CORROSION ANALYSIS**

**A.A. Milke**

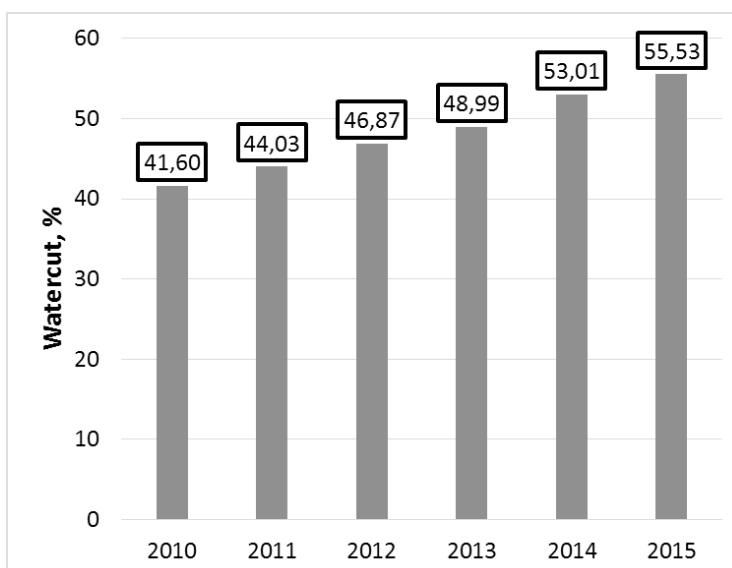
*Scientific advisor associate professor O.S. Chernova  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

Nowadays, in most oilfields in Western Siberia the challenging problem of downhole equipment corrosion is actual. Most of them are at the third stage of development, which is characterizing by the water cut increasing. For this reason, the right anti-corrosive strategy choosing plays the crucial role in project economic.

In this project, the reasons of corrosion were analyzed for more effective defense strategy development. It was discussed, that the water cut, fluid flowrate, pH, temperature, CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S content and formation water properties. The analysis was provided only for water cut, flowrate, pH and formation water properties, due to the lack of other data. On the basis of information about six oilfields, this information was used for the rate of corrosion versus input parameters dependency development for individual wells. As a result of calculations, no dependency was found. It is recommended to study other parameters influence on failures and try again to develop equation for the rate of corrosion calculations. There was a lack of input data for that purpose.

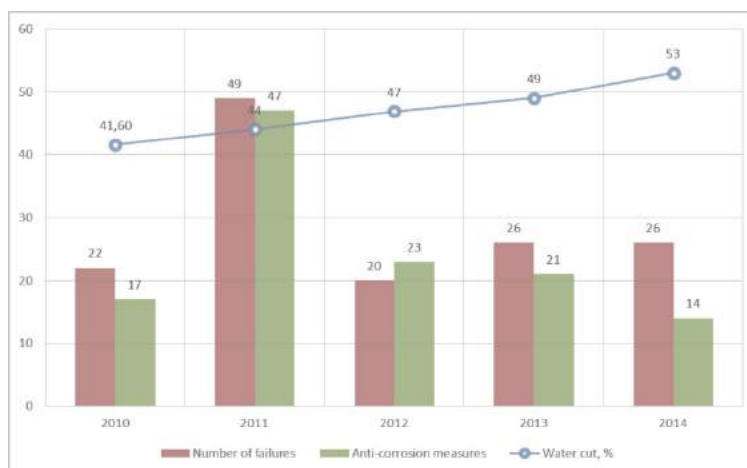
From the 2010, anti-corrosion techniques were actively used. It is happen because the water cut increasing, which could lead to failures increasing. It could be seen, that the line repeat the graph about number of failures and this similarity do not allow increasing the number of failures. Compare to total yearly water cut (Fig. 1). The graph about number of failures starts to be logical (Fig. 2):

- Increasing of water cut is lead to increasing of number of failures;
- Increasing anti-corrosion commissioning from 2010 is lead to decreasing of number of failures



*Fig. 1. Total yearly water cut*

As could be seen from the graph, early year the water cut has the growth about 2-3 percent, this value could be used for corrosion forecasting if the development of corrosion rate equation will be successful in further investigations.



*Fig. 2. Final water cut, number of failures and anti-corrosion measures relationship*

This graph represents that the anti-corrosion measures, used in company are very useful and do not allow the further growth of number of equipment failures due to corrosion. However, it does not mean that the methods used are the most effective methods.

The results shows, that there is no correlation between input parameters and equipment failures as for absolute values as for parameters dynamics. There are no reasons for trying to develop equation, which correlate the rate of corrosion and input data (pH, flowrate, water cut, and water chemical composition). It is possible that other parameters, such as CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S fraction, temperature and tubing quality control gives the result and the equation for corrosion rate could be constructed. However, there is no sufficient data for further analysis.

The efficiency of anti-corrosive methods, used in company, was analyzed and on the basis of input data the main parameter for efficiency estimation, mean time before failure, was calculated for each method. Moreover, the analysis of methods efficiency was provided based on input data.

It was discussed that water cut has highly influence on the rate of corrosion. The anti-corrosive measures, used in the company, have a positive effect on corrosive count, and, as a result, the number of failures due to corrosion activity is not increased despite the fact of water cut increasing. The developed parameters, water cut pH, flow rate and formation water composition theoretically influence on the rate of corrosion, and however, there is no dependency in practice for individual wells. Therefore, it is not possible to develop the equation for the rate of corrosion.

It was calculated, that the most economically and technically effective anti-corrosive method is steel with anti-corrosive additives – 26ХМФА and this method is recommended for further use.

As a result of project, the economics of different methods practice for different oilfields was calculated. The steel 26ХМФА was recommended for further implementation due to the fact that this technology has not only the best economic results, but also the number of competitive advantages.

#### References

1. SPE-6033. Guenter Schmitt. Fundamental Aspects of CO<sub>2</sub> Metal Loss Corrosion. Part II: Influence of Different Parameters on CO<sub>2</sub> Corrosion Mechanism.
2. SPE-6119. Ruishu Feng. Justin Beck. Rosemary Cianni and Serguei N. Lvov. Corrosion of Carbon Steels in H<sub>2</sub>S-Containing Alkaline Brines.
3. Gazpromneft Methodological document. The project works organization from downhole equipment corrosion. (The article in Russian: Группа компаний ГПН. Методический документ. Организация работ по защите от коррозии внутрискважинного оборудования.)

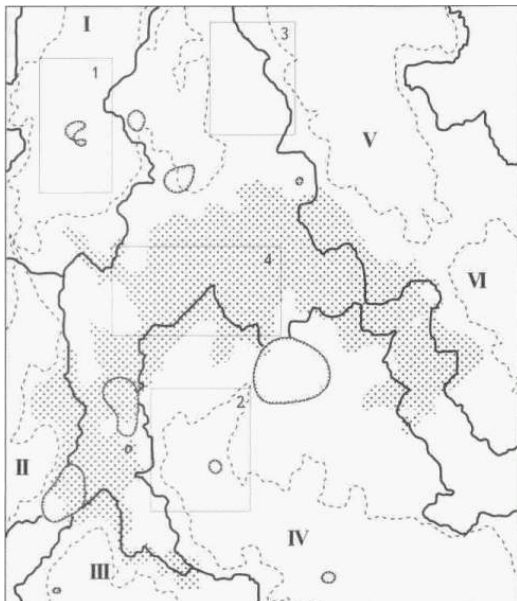
## GEOLOGICAL STRUCTURE AND FUTURE DEVELOPMENTS OF UST-TYM DEPRESSION

D.S. Milke

*Scientific advisor associate professor O.S. Chernova  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

At present Tomsk region is characterized by having oil fields which exploration needs in specific technologies. Ust-Tym depression has some factors of oil presence. Thus, the main objective of the investigation is to determine the reliable occurrences for oil development.

Ust-Tym depression, located in the central part of the Tomsk region, is formed by two systems of north-west and north-east direction chutes. Depression area is 19,400 km<sup>2</sup>. Depression is bounded from different directions by the positive structural forms. Ust-Tym depression is bordered by Alexander anticlinal fold in the north-west, in the west and south-west - by Middle-Vasyugan and Pudín megalithic bank, respectively, in the south – by Parabel anticline, in the east – by Payduginsky and Pyl-Karaminsky megalithic bank (Fig.). Shinginskoye saddle is located at the junction of Srednevasyugan and Pudinskogo megalithic bank, small in size and is a zone of articulation Ust-Tym and Nurok depressions in the section of negative structures. Considering depression bounded by Karaminskoy saddle in the north, which includes the North-Tym basin and positive group of local structures: Kiev Yoganskoye, Tungolskaya, Linear, Emtorskaya and others.



**Fig. General cheme of Ust-Tym region:**  
1 – Ust-Tym depression; 2 – positive structures of the 1<sup>st</sup> order (I – Alexander anticlinal fold, II – Middle-Vasyugan megalithic bank, III – Pudín megalithic bank, IV – Parabel anticline, V – Pyl-Karaminsky megalithic bank, VI – Payduginsky megalithic bank); 3 – zone of sandstone layer U<sub>2</sub> lack; 4 – borders of generalized zones of SAF, associated with positive structures 1<sup>st</sup> order; 1-4 – fragments of resulting map

Ust-Tym median array is a fragment of Salair fold system. The array is located between the Pyl-Karaminsky and Low-Senkinskim inversion anticlines and is a continuation of Narym Kolpashevo depression. It is a large block structure of the foundation overlain by sedimentary formations of the Middle and Upper Paleozoic. The first structural stage, or intended folded base of the array, is revealed by a number of wells within the neighboring Narym Kolpashevo depression; at Narym, Parabel, Tibinakskoy and Kargasoksky areas.

The array is divided into several blocks by north-westerly direction faults, which obviously have different thickness covering sedimentary complexes.

Younger complexes of Triassic sediments are developed in the lowered areas. Dimensions of descended blocks are quite large, about 10-15 km wide and about 100 km in length. Thickness of sedimentary complexes is small, about 1-2 km.

The array is completely blocked with sedimentary complexes of middle-upper Paleozoic and penetrated with the small capacity wells on Nikolskaya and Vartovskoy areas. It is composed of red-clastic sediments and limestones, clastic and carbonaceous deposits and acid volcanics. Apparently, the youngest deposits of Ust-Tym depression are located in the central part (Vartovskaya area). The deposits revealed inside the cavity in Nikolskaya Square, are older. There is reason to assume that part of the Middle Paleozoic sedimentary cover Ust-Tym median array in lithological relation may be close to Nurol deflection. This circumstance, in case of confirmation, may significantly increase the degree of prospect for oil a given basin. The rocks occur subhorizontally, those dipping at 60-70° angles are observed only in the zones of fracture (Vartovskaya area).

In the central part of the study area cones deltaic facies duct are expanding. Underwater delta plain facies are preserved in the north of Ust-Tym depression. Stream-mouth bars retain their border near Srednevasyugan megalitik bank, their boundaries are changed on Alexander anticlinal, they appear on Nikolskaya area of Ust-Tym depression, and moved to the north-west on Chkalov area. On Alexander anticlinal regressive type bars shift westward from the Nazinskaya area to the Ilyakskaya; in Ust-Tym depression they appear on the Murasovskaya area and disappear on the Golovnaya one. Bars of transgressive type are reduced and form small islands in the area Myldzhinskaya and Prigranichnaya areas. Facies of coastal wetlands are preserved in the south of the territory. In the northern part of the territory, lagoon facies are expanded and moved west to Ambarskoy, South Nazinskoy areas.

Facial characteristic of the layer U<sup>12</sup>. This layer differs with big drop of particle size distribution: predominantly silt composition, increasing of clay component. This may be associated with reduction of hydrodynamic activity in the sedimentation basin, the tectonic regime stabilization, decreasing of terrigenous material brings from supply area. In the area of the Alexander anticlinal insular land facies on the Chebachya area are replaced with lagoon sediments. Border regressive and stream-mouthbars reduce, land delta facies disappear. In the northern part of Ust-Tym depression ground deltaic facies pass into underwater, leaving only Mygytinskuyu area. In the area Srednevasyugan megalitik bank deltaic facies disappear.

Thus, it can be concluded that Ust-Tym depression is perspective for further investigation to find oil presence occurrences.

#### References

1. Dubatolov V.N., Bogush O.I., Krasnov V.I. Paleozoic southeast of the West Siberian Plain. – Novosibirsk: science, 1984. P.156.
2. Krasavchikov V.O., Kontorovich V.A., Bukreyeva G.F., Kartashov A.A., Zolotova O.V., Sayenko L.S. Zones of potential hydrocarbon accumulation in the horizon Yu2 of West Siberia (with reference to the Ust-Tym megatrough and its framing) // *Geology of oil and gas – Moskva – 2019* – p. 211 – 213
3. Pustynnikova, V.V. Lithofacies analysis and forecast of oil and gas reservoirs in the Upper complex area junction Srednevasyugan megaswell, aleksandrozskogo arch and Ust-Tym depression (Western Siberia). Access mode: <http://earthpapers.net/litologo-fatsialnyy-analiz-i-prognoz-kollektorov-nefti-i-gaza-v-verhneyurskom-komplekse-zony-sochleneniya-srednevasyugans>.

## SELECTION OF THE OPTIMUM CONDITIONS OF CORE SAMPLES PREPARATION TO PETROPHYSICAL STUDIES

V.A. Morev

*Scientific advisor assistant professor B.V. Grigoriev  
Tyumen State University, Tyumen, Russia*

Reservoir rock properties acquired in laboratory conditions are needed for interpretation of well logging, reservoir parameters feasibility study and hydrodynamic reservoir modeling.

All existing types of core laboratory analysis start with the process of core samples preparation. Any deviations from the established procedure may affect veracity of resultant petrophysical parameters.

Pursuant to the requirements, stated in ref. [1, 2], it is necessary to identify heavily clayish core samples in process of their preparation for special and standard researches. This separate consignment of core samples with high content of clay needs drying at quite low temperature.

Despite the importance of this stage, methodological recommendations on how to perform this selection are currently missing from regulatory documents [1, 2]. Consequently it is being done on a subjective basis in petrophysical laboratories, which does not exclude the risk of «unsuccessful segregation». The incorrect core samples separation based



on their clay content at the stage of samples preparation may cause the structural damage of their pore space.

Nowadays, the core samples clayiness is defined as pur results of granulometric analysis procedure or X-ray diffraction analysis of core samples. Both methods are quite labour-consuming and require special equipment.

In [3, 4] the method of core clayiness determination by express analysis is presented. This method verifies the compliance with range incorporating heavily clayish rocks (the method of indicator solution).

The present study is aimed to evaluating whether or not it is possible to apply express-analysis of determination clayiness of core samples by means of the optical method. The samples were taken from reservoirs in Western Siberia on the basis of their compliance with the range attributable to heavily clayish rocks.

Photoelectric photometer CPC-3-01 was used to determine the indicator solution optical density observing optimal conditions for spectral registration. Mass scale shaliness value was determined based on the data from granulometric analysis.

The research has shown that the optical density of indicator solution falls down to zero for heavily clayish core samples.

As a result, the developed and tested indicator solution allows subdividing core samples objectively into two separate groups in process of sample preparation for petrophysical researches based on their clayiness range.

#### **References**

1. GOST 26450.0–85. Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. – M., 1985. 3 p.
1. GOST 26450.2–85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary. – M., 1985. 14 p.
2. Morev A.V., Morev V.A. Selection of the optimal conditions of the core samples preparation to petrophysics researches// Estestvennye I tekhnicheskie nauki. – M., 2014. – № 11 – 12. – P. 141 – 144.
3. Pat. 2604220 Russia Int. Cl. G01 №1/30 Indicator for rapid estimation of content of clay in core samples Morev A.V., Morev V.A. Date of filling. 24.11.2014; Date of publication. 10.12.2016, Bull.№34. – 5 p.

## **ELEKTROMAGNETISCHE UND AKUSTISCHE EMISSION VON MAGMA**

**A.A. Pavlova**

**Wissenschaftliche Betreuer Professor A. Kontny  
Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, Deutschland**

Im 20. Jahrhundert wurde bekannt, dass natürliche elektromagnetische Emissionen in Folge der seismischen Aktivität, beim Erhitzen oder bei einer Deformation von Gesteinen entstehen können und es ist grundsätzlich sinnvoll akustische und elektromagnetische Spektren zusammen zu beobachten und miteinander zu korrelieren. Ein früher Nachweis der geogenen Emissionen gelang Stepanov A.V. bei einer Deformation von Sylvin [6]. Später waren bei Erdbeben elektromagnetische Emissionen nachweisbar [3,5]. Auch wurden niederfrequente Emissionen vor Vulkanausbrüchen beobachtet [7].

Laborversuche von Frid zeigen, dass in Gesteinsproben die Wellenfrequenzen von 10 Hz bis 28 MHz existieren [1]. In der Lithosphäre haben elektromagnetische Emissionen gleiche Frequenzbereiche wie unter labormäßigen Bedingungen, zusätzlich treten aber noch tiefere Frequenzen unter 10 Hz auf [4]. Ihre Ausbreitungsdistanz wird in Abhängigkeit vom 4 Frequenzbereich der elektromagnetischen Wellen im Gestein definiert: Wellen mit Frequenzen weniger als 1 kHz breiten sich auf größere Distanzen als hochfrequente Wellen aus [4]. Die Ausbreitung der EMR ist anisotrop; außerdem ist sie parallel zur Entwicklung der Risse am stärksten.

In einem Vulkan sind grundsätzlich mehrere Quellen für mikroseismische Emissionen vorstellbar:

1. Zunächst findet durch die Platznahme des Magmas eine Veränderung des Gesteinszugs mit Bildung von Mikrorissen bis hin zu offenen Spaltenbildung statt.
2. Die Entgasung des Magmas dürfte ähnlich dem Entweichen von CO<sub>2</sub> aus einer Sprudelflasche kontinuierlich mikroseismische Geräusche hervorrufen.
3. Das Abkühlen von frisch erstarrten Magmen führt zu Thermospannungen und zur Bildung von Mikrorissen mit mikroseismischen Signalen.

Es existiert eine Korrelation der mikroseismischen Signale mit elektromagnetischen Signale [2].

In dieser Wissenschaftsarbeit werden transiente elektromagnetische Strahlungen in einem vulkanischen Umfeld untersucht. Forschungsgegenstand ist Stromboli, Italien. Die Ergebnisse wurden mit seismischen Daten, Magnetfelddaten und Wetterdaten verglichen.

Im Laufe des Feldversuchs wird für die Messung der Emissionen das hochempfindliche portable Messgerät «Cereskop» verwendet. Das Messprinzip des Cereskops basiert auf der passiven NEMR-Methode (natural electromagnetic radiation), bei der selektiv die transienten Signale registriert werden. Die Messung erfolgt mit Hilfe der «impulse-averaging»-Technik, bei der die Totzeit zwischen den Impulspaketen nicht gemessen wird, sondern nur transiente Signale aufgenommen werden. Die Aufteilung und der Unterschied des Rauschens und der transienten Signalen wird durch den Energieinhalt und Periodizität ausgeführt. Die transiente Emission pulsiert unregelmäßig und weist höhere Energien auf.

Die Messungen der elektromagnetischen Impulse am Stromboli wurden im Laufe von sieben Tagen durchgeführt. Der Zeitraum verlief vom 26.07.16 bis zum 1.08.16. Es wurden vier Frequenzbereichen gewählt: 5-8 kHz, 5-12 kHz,

5-16 kHz, 40-50 kHz.

Aus technischen Gründen war es nicht möglich, genaue seismische Daten für die Korrelation zu erhalten. Die Grafiken in den zusammengefassten seismischen Variationen wurden von der Webseite [www.eolo.ov.ingv.it](http://www.eolo.ov.ingv.it) heruntergeladen [8].

Der Vergleich der Grafiken wurde für die Daten aus den gleichen Zeitintervallen für jeden Tag der Messungen durchgeführt. Die Grafiken für die Tage 28-29.07 und ihre Beschreibung werden weiter dargestellt. Diese Grafiken korrelieren sehr gut miteinander. Man kann die gleichen Peaks um ca. 18 (1) und 21 (2) Uhr am 28.07 und um ca. 6 (3) und 12 (4) Uhr am 29.07 sehen. Der große elektromagnetische Peak um ca. 3 Uhr am 29.07 korreliert nicht mit seismischen Daten nicht korreliert und hat vermutlich andere Entstehungsgründe.



Abb.1. Elektromagnetisches Spektrum für die Tage 28.07.16 und 29.07.16; 28.07.16 und 29.07.16

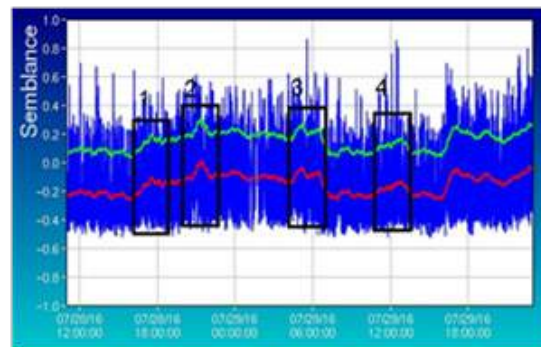


Abb. 2. Seismisches Spektrum für die Tage 28.07.16 und 29.07.16

Für eine Bestimmung des Einflusses der Schwingungen des magnetischen Feldes auf die elektromagnetische Emission wurde eine Korrelation der elektromagnetischen Spektren mit Daten der Magnetfeldvariation durchgeführt. Daten des Magnetfeldes wurden aus der Webseite [www.intermagnet.org](http://www.intermagnet.org) heruntergeladen [9]. Dort stehen Daten von vielen Observatorien zur Verfügung. Für die Korrelation wurden die Daten des Observatoriums in Duronia, Italien verwendet. Die Entfernung vom Ort der Messungen beträgt ca. 327 km. Für einen besseren Vergleich der Daten für beiden Datentabellen wurde eine Normierung auf Intervall von 0 bis 1 durchgeführt. Die maximale Werten bekamen den Wert 1, die minimale –

– auf der Abbildung 2 sieht man eine positive Korrelation zwischen der Stärke des Magnetfeldes und dem Parameter A für die Tage 28.07.16 und 29.07.16 zwischen 19 Uhr und 9 Uhr.



Abb. 3. Korrelation zwischen der Stärke des Magnetfeldes und dem Parameter A für die Tage 28.07.16 und 29.07.16

Im Allgemeinen zeigt die Feuchtigkeit eine positive und die Temperatur eine negative Korrelation mit der elektromagnetischen Emission.

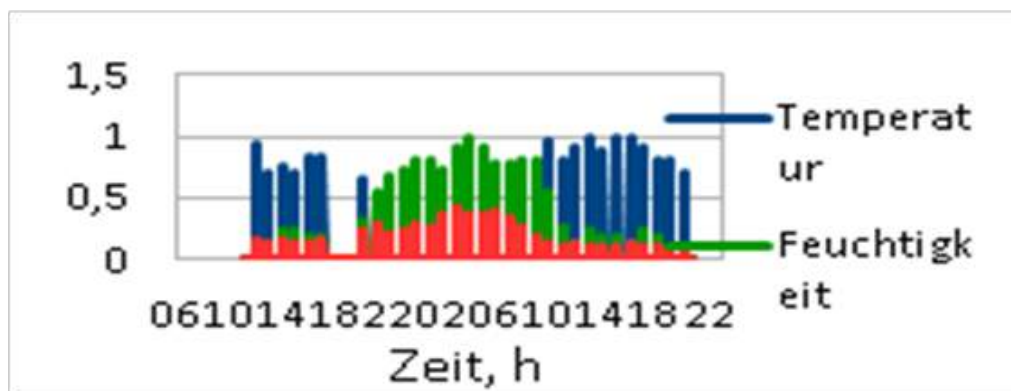


Abb. 4. Korrelation zwischen der Wetterbedingungen und dem Parameter A für die Tage 28.07.16 und 29.07.16

#### Literatur

1. Frid, V.; Bahat, D.; Goldbaum, J.; Rabinovitch, A. (2000): Experimental and theoretical investigations of electromagnetic radiation induced by rock fracture.- *Isr. J. Earth Sci.* 49, 9-19.
2. Goncharov, A.; Korjakov, V.P.; Kuznetsov, V.M. (1980): Acoustic emission and electromagnetic radiation during uniaxial compression. - *Dokl. Akad. Nauk SSSR* 255(4), 821-824.
3. Hayakawa, M.; Kawate, R.; Molchanov, O.A.; Yumoto, K. (1996a): results of ultra-lowfrequency magnetic measurements during Guam-earthquake on 8 August 1993. - *Geophys. Res. Lett.* 23(3), 241-244.
4. M. Lichtenberger (2006): Erfassen von Spannungen der Lithosphäre durch Messen geogener elektromagnetischer Strahlung.
5. Molchanov, O.A. & Hayakawa, M. (1995): Generation of ULF electromagnetic emissions by microfracturing. – *GeophysRes. Lett.* 22, 3091-3094.
6. Stepanov, A.W. (1933): Über den Mechanismus der plastischen Deformation. – *Phys. Z. Soviet Union*, 4, 609-627.
7. Yoshino, T. & Tomizawa, I. (1989): Observation of low-frequency electromagnetic emissions as precursors to the volcanic eruption at Mt. Mihara during November, 1986. - *Phys. Earth Planet. Inter.* 57, 32-39.
8. [www.colo.ov.ingv.it](http://www.colo.ov.ingv.it)
9. [www.intermagnet.org](http://www.intermagnet.org)

#### ORGANIZATION OF RADIOECOLOGICAL RESEARCH AT EARLY STAGE OF FIELD DEVELOPMENT IN ELKON URANIUM ORE DISTRICT (SOUTH YAKUTIA)

I.V. Pavlova, S.A. Kurilo

*Scientific advisor associate professor V.A. Domarenko  
Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The considered area is generally classified as rather complex from geological, geotechnical, mining, technical, environmental, and other points of view that determine the expediency of its mining development and a number of factors that must be taken into account at all stages of the planned works.

The specific natural and technical system forms in the process of construction and operation of the designed facility. The natural and technical (engineering) facilities are in complex and changing in time and space relations within such a system.

It is necessary to organize local environmental monitoring to adjust environmental measures timely and to control the man-caused load and the state of natural objects. The need to develop a monitoring system is determined by the Decree of the Government the Russian Federation # 177 dated 31 March 2003 “On the organization and implementation of state monitoring of the environment (the state environmental monitoring)” where the state environmental monitoring is a comprehensive system of environment monitoring, environmental change assessment and prediction under the influence of natural and anthropogenic factors (hereinafter referred to as environmental monitoring).

The scope of environmental monitoring operation are the boundaries established by the project (zones) of the planned facility impact on the environment components and population living conditions.

Local environmental monitoring at the planned facilities (a dump, tailings pond, etc.) should be an integral part of the ecological monitoring system of Elkon Mining and Metallurgical Plant.

Radiological studies show that in the area of the Elkon uranium ore district since the beginning of the 1990s and up to now there is a tense radioecological situation in certain technological areas. Some of radioactive dumps of rocks stockpiled at the surface are particularly dangerous sources of radionuclide contamination of the main components of

the mountain taiga ecosystems as a result of wind and water dispersion, as well as the emanation (radon exhalation). The result is that in the process of long-term (30-40 years) man-made pollution of ecosystems the natural radionuclides, in particular uranium, have been accumulated. Some components of taiga-permafrost landscapes exceed or approach the standards established for radioactive wastes (the Radiation Safety Standards (NRB-99) in the level of activity. According to the research results, such components may include some kinds of mosses, hydromorphic soils, and bottom sediments. The radionuclides migrate at long distances, and the man-made radioactive polluted sites occupy large areas. All this proves the need to organize comprehensive long-term environmental monitoring in the area.

The initial phase should be carrying out gamma and gamma-ray spectral and emanation express survey with special tools of radiometric equipment. Since the dump shape and size are different, it is impossible to carry out the survey according to a well-defined network of man-made areas. One may use radial and square survey grids or arbitrary surveying points. In any case, the density of the survey grid should provide a representative assessment of the main measured radiation parameters of radioactive rocks in dumps (exposure dose, the concentration of natural radioactive elements, radon flux density). It should be noted that the scintillation hiking radiometers such as SRP-68-01 do not allow assessing the contamination border precisely in the area of wind scattering. Thus, high concentration of radionuclides is found in the wind rose at a distance of 600-1000 m from the source of contamination at the level of gamma background 7-12 mCr/h at the top of the soil profile. This means that the real boundaries of wind dispersion of radionuclides from pollution sources can only be detected directly by their content in soil.

The research experience also shows that soil samples should be selected according to horizons (leaf fall, leaf-litter, grass sod, humus, accumulative, and mineral horizon in the direction of wind dispersion of radionuclides in 50-250 m before the exit of fixed pollution on the background level. One should also select vegetable samples (moss, lichen, higher plants) apart from soil samples in the researched area. When sampling of trees and shrubs, one should separate them into components: needles (leaves), branches, bark, and wood.

Special approaches should be implemented in the study of the aqueous dispersion of radionuclides from dumps. Our research experience shows that the water dispersion of radionuclides is well detected by gamma survey at considerable distances along the flow stream vector from pollution sources. The radioactive equilibrium between uranium and radium is violated in the sediment and silt soil typically with the uranium quantity excess. Therefore, the assessment of uranium concentration through radium by both field and laboratory gamma-ray spectral methods are not entirely correct. In this case, it is better to determine the uranium concentration in samples in a laboratory by other methods, for example the X-ray wavelength method. Hydromorphic (alluvial and boggy) soils, bottom sediments, and plants (hydrophilic mosses and grasses) are the most informative objects of radioactive contamination in the aqueous dispersion zone. Sampling should be carried out in 100-350 m before pollution reaches on the background level.

Specific requirements for conducting radiation monitoring in the researched area should be applied to assess the background concentrations of natural radionuclides in the main components of mountain taiga landscapes (surface water, bottom sediments, soil, plants, and non-wood forest resources). The radiation situation here is initially unhomogeneous due to the geological features of the Elkon uranium ore district (the Elkon horst). The numerous rock exposures with high natural background radiation are registered in the researched area. The concentration of radionuclides in the main landscape components should be increased in comparison with their bulk earth content in the exposures of these rocks. This should necessarily be taken into account for radioecological monitoring.

The results of radioecological research show that an intensive uncontrolled process of radionuclide ( $^{238}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$ ,  $^{226}\text{Ra}$ ,  $^{222}\text{Rn}$  and  $^{210}\text{Pb}$ ) dispersion takes currently place in the areas of radioactive rock storage from dumps as a result of emanation and water and wind transport. Therefore, the long-term comprehensive radioecological monitoring of the studied taiga-permafrost landscapes in a complex with other environmental measures planned for the Elkon horst, especially at the beginning of the industrial development, is necessary. In this respect, in our opinion, water dispersion of uranium and other radionuclides from dumps should be always controlled and estimated according to the seasons (winter, spring, summer, and autumn) at different flow patterns (flood flow and low flow) of rivers and streams. In addition, it is necessary to determine the level of background radiation and radon flux density and evaluate wind transfer of radionuclides at different distances from pollution sources. The surveying points should be fixed with GPS. All the main landscape components should be the objects of complex radioecological monitoring if possible. One periodically needs to monitor the level of radionuclide pollution of local food products and non-wood forest resources (mushrooms, berries, meat of game birds and wild animals) in the zone of dump impact.

Three forms of radionuclide dispersion should be distinguished for radionuclide migration in the technological areas of the Elkon uranium ore district: 1) wind (aeolian); 2) water (hydrogenic); 3) mechanical (anthropogenic). The significance of the last form of radionuclide dispersion increases especially at the beginning of industrial development of these fields, when the intense movement of technological vehicles transporting ore mass is expected and drilling-and-blasting is carried out.

Proposals to organize monitoring to estimate the environment quality:

It is desirable to assess the environment quality according to the organism development stability violation within the frames of the program of comprehensive environmental monitoring. This technique is recommended to assess the anthropogenic impact on land ecosystems by the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation (Order # 460-r dated 16.10.2003).

The advantages of this technique:

- it quite simple to collect and process the material;
- it does not require expensive equipment;
- it reflects the general level of the environment quality formed by a number of negative factors of a different nature;

- it is widely used in Russia, so the results can be compared with other regions.
  - Proposals to organize monitoring:
  - It is necessary to equip several stationary surveying points in area of mining and metallurgical plant construction, in areas of long-term anthropogenic impact, and in virgin territories;
  - Samples should be collected annually in mid to late summer, when lamina has been completely formed;
  - One should use several model species to obtain the objective results, for example flat-leaf and divaricate birch, shrub alder, and small mammals;
  - One should carry out the studies using the ecogeochemical data and accurate dosimetry of surveying points;
- The research on phytotoxicity of soil and plant seed productivity should be added to the bioindication of land ecosystems.

#### References

1. Yevseyev L.S., Perelman A.I., Ivanov K.E. Uranium Geochemistry in Supergene Zone. M.: Nauka, 1974. 280 p.
2. Zverev V.L., Tokarev A.N., Tyminsky V.G., Shvets V.M. Radionuclide Geochemistry. M., 1980. 201 p.
3. Margulis U.Ya., Bregadze Yu.I. Radiation Safety. Principles and Means. M.: Editorial URSS, 2000. 120 p.
4. Myakishev A.I., Kisliy A.V. Geological Structure and Minerals of Elkon Area (Elkon Party Report on Results of Additional Research of Geological Landscape 1: 50 000 Carried Out in Territory of Elkon Horst in 1994-1999). Aldan, 1999. Funds of Yakutskgeologiya. Radiation Safety Standards (NRB-99): Hygienic standards. M.: Center of Sanitary-Epidemiological Norms, Hygienic Certification and Expertise of Russian Ministry of Health, 1999. 116 p.
5. Determination of Uranium by X-Ray Method. Ministry of Geology of the USSR. M., 1983. 10 p.
6. Basic Sanitary Rules for Radiation Safety (OSPORB-99) Ionizing Radiation, Radiation Safety SP 2.6.1. 799-99. M.: Ministry of Health of the Russian Federation, 2000. 98 p.
7. Chevychelov A.P., Sobakin P.I. Radioactive Contamination of Permafrost Soil <sup>238</sup>U in the Area of Uranium Deposits of Central Aldan (South Yakutia) // Modern Problems of Soil Contamination. Proceedings of the II International Conference. V. Moscow, 2007. pp. 261-264.
8. Chevychelov A.P., Sobakin P.I., Molchanova A.V. Features of Technogenic Pollution of Permafrost Soil of Mountain-Taiga Landscapes of Southern Yakutia by Natural Radionuclides <sup>238</sup>U and <sup>226</sup>Ra // Problems of Sustainable Functioning of Aquatic and Land Ecosystems: Proceedings of International Conference. Rostov-on-Don, 2006. pp. 453-455.
9. Chevychelov A.P., Sobakin P.I., Ushnitskiy V.E. Landscape Climatic and Soil Geochemical Conditions of Radionuclides Migration in Natural Landscapes In Uranium Deposits of Central Aldan (South Yakutia) // Bulletin of the Tomsk State University, 2003. N.3 (IV). pp. 312-314.

## ABBILDUNGSPROZESSEN IN ERDÖL-WASSER-EMULSIONEN

K.A. Polyakova

*Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin E.A. Kuzmenko, Dozentin S.W. Kogut*

*Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Aus dem Bohrloch kommen zusammen mit dem Erdöl Wasser, Begleitgas, Feststoffpartikeln.

Schichtwasser ist ein stark mineralisiertes Medium mit dem Salzgehalt von bis zu 300 Gramm pro Liter. Das Gehalt von Schichtwasser in Erdöl erreicht bis zu 80%. Mineralwasser ruft Rohrleitung- und Ölbehälterkorrosion. Die Feststoffe, die mit dem Erdölfluss aus dem Bohrloch kommen, verursachen den Verschleiß von Rohrleitungen und Anlagen.

Emulsionen sind Systeme, die aus zwei oder mehr nicht mischbaren flüssigen Phasen bestehen. Dabei liegt eine Phase als Tropfenphase verteilt vor. Sie wird als disperse Phase bezeichnet. Die Phase, welche die disperse Phase umgibt, bildet die kontinuierliche Phase [1].

Alle Öl-Emulsion werden in drei Gruppen eingeteilt:

Gruppe 1 - inverse Emulsion (Wasser in Öl), der Gehalt davon in der dispergierten Phase (Wasser) in einem Dispersionsmedium (Öl) kann von Spuren bis 90-95% liegen. Gruppe 2 - ist eine direkte Typ-Emulsion (Öl in Wasser). Sie werden in dem Prozess der Zerstörung von inversen Emulsionen gebildet, d.h. wenn Öl Emulsionsspaltung. Gruppe 3 - eine „multiple“ Emulsion.

Die Stabilität von Emulsionen ist von vielen Faktoren abhängig, dabei insbesondere von:

- der Tröpfchengröße und der Tröpfchengrößenverteilung,
- den Dichteunterschieden zwischen zwei Phasen einer Emulsion,
- der Viskosität der kohärenten Phase,
- der Grenzflächenspannung zwischen den Phasen sowie
- der An- bzw. Abwesenheit eines Tensids.

Wenn die Menge an Schwebeteilchen größer 0,5 mkm Sedimentationsrate von Wassertropfchen oder Heberecht Ölteilchen in Wasser unterliegt Stokes „, wonach, je kleiner die dispergierten Teilchen, die Differenz zwischen den Dichten von Wasser und Öl und je größer die Viskosität des Mediums erfolgt die langsamere der Prozess der Trennung:

$$w = \frac{d^2(\rho_B - \rho_H)}{18\eta} g$$

wobei w - Tröpfchensenkungsgeschwindigkeit in cm / sec;

d - Durchmesser von Wasser und Öltröpfchen, cm zu trennen;  
 $\rho_w, \rho_o$  - die Dichte von Wasser und Öl bzw. g / cm<sup>3</sup>;  
 g - Erdbeschleunigung, cm / s<sup>2</sup>;  
 $\eta$  - dynamische Viskosität des Mediums (Emulsion), g / (cm • s).  
 Die Studien zeigten, dass bei 50 ° C Sedimentationsprozesse gehen schneller und effizienter (Tab.).

**Tabelle**  
**Anzahl der abgewickelten Wasser in den Prozess der Beilegung (Verwässerung 20%, Mischmodus 2000 rpm)**

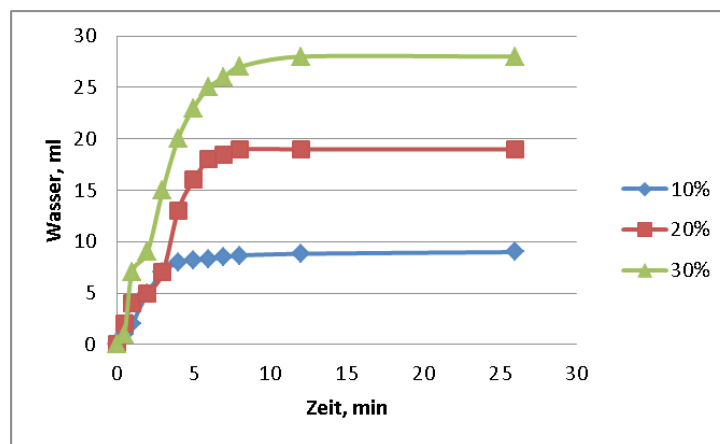
Ölprobe	Anzahl der abgewickelten Wasser, ml (Zeit bis zur Fertigstellung Einschwingvorgang)	
	20°C	50°C
59	17 (50 min)	18 (28 min)
8	18 (31 min)	19 (8 min)
28	17,5 (66 min)	18 (48 min)
31	0	16 (60 min)

Je größer der Dichteunterschied zwischen den beiden Phasen ist, je größer die Wassertröpfchen sind und je weniger viskos die äußere Phase ist, desto schneller sedimentieren die Teilchen. Der Tropfendurchmesser beeinflusst die Sedimentationsgeschwindigkeit am stärksten. Bei einer Teilchengröße unter 1 mm unterliegen die Tröpfchen überwiegend der Brownschen Molekularbewegung und sedimentieren praktisch nicht. Die Sedimentation der Innenphase einer W/O-Emulsion ist in der Regel ein reversibler Vorgang, der die Qualität der Zubereitungen zunächst nicht dauerhaft beeinträchtigt. Durch Umschütteln ist meist ein vollständiges Redispersieren der Systeme möglich [2].

Bei der Herstellung von Öl-Core-Technologie Fischerei basiert auf den Entwässerungsprozess der Abrechnung. Daher erfordern Abbildungsprozessen Erdöl-Wasser-Emulsionen der experimentellen Forschung.

Die Ergebnisse der Versuche wurden als die Anzahl der abgewickelten Wasser von Zeit zu Zeit aufgetragen.

Abbildung 1 zeigt, dass mit einer Erhöhung des anfänglichen Wasser Schnitt von Öl-Wasser-Emulsionen, erhöht sich die Zeit ihrer Einschwingzeit. Und es ist klar, dass der größere Wassergehalt der Emulsion Sedimentation zu Beginn des Prozesses schneller ist.



**Abb. Dynamik des Absetzens Wasser-Emulsion (Probe 8 hergestellt bei 2000 Mischmodus / min, mit einem anfänglichen Wasseranteil von 10%, 20% und 30% bei 50 ° C stehen.)**

- Mit steigender Temperatur, desto effektiver Emulsion Pause zu Beginn des Absetzens und verringert die Menge der Tröpfchen in der überstehenden Emulsion dispergiert;
- Eine Zunahme der Sedimentation Prozesstemperatur erhöht sich die Menge des abgesetzten Wassers und reduziert Abschluss Einschwingzeit Prozess;

**Literatur**

1. Friedemann Gaitzsch. Koaleszenzphänomene in Wasser-in-Öl-in-Wasser-Doppelemulsionen. – 2014.
2. Stephan Maurath. Charakterisierung und Optimierung der Grenzflächenstabilisierung von Wasser-in-Öl-Emulsionen mit Ethylcellulose als Polymeremulgator. – 2007.

**OPTIMIZATION OF DIESEL FUEL CATALYTIC DEWAXING PROCESS CONSIDERING  
THE CATALYST DEACTIVATION**

**N.V. Popova, N.S. Belinskaya, E.V. Frantsina**

*Scientific advisor assistant N.S. Belinskaya*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk*

The Government of Russia currently adopts the rules focused on the modernization of fuel and energy complex of the country. The main changes of the oil and gas sphere are being made in the sector of oil refinery, particularly enhancing the feed conversion ratio and improving the products quality. The priority goal represents new solutions of the catalysis and catalytic processing of the heavy feedstocks. As the large portion of Russian territories has a specific winter and arctic climate, there is much tension around the issue of producing low pour point fuels.

Deterioration of diesel fuel low-temperature properties is associated with the presence of unbranched high-molecular alkanes that have the positive values of freezing and cloud points, and naphthene hydrocarbons with long side chains [1]. These components can be extracted with the application of various chemical and physical methods, such as low-temperature crystallization, urea dewaxing, depression of the end boiling point, using the depressive additives etc. According to the ecological demands and the question of efficiency, it is economically advisable to implement the technology of catalytic dewaxing. This process has not got widespread use yet owing to the lack of effective and cheap catalytic systems. So, it is necessary to develop the actual operating dewaxing units applying the methods of system analysis.

During the process of catalytic dewaxing of straight-run diesel fraction and atmospheric gasoil the advance of the cold flow properties takes place due to the reactions of selective hydrocracking of unbranched paraffins. The bifunctional catalyst HYDEX-G is represented by nickel supported on the acid carrier. The latter is a pentasil zeolite of ZSM-5 type. Thus, the catalyst contains metal and acid active sites to conduct the reactions of hydrogenation-dehydrogenation and cracking-isomerization correspondingly.

The method of mathematical modelling has been successfully used to develop the mathematical description of hydrodewaxing process taking into account the interconnected equipment of reactor and stabilizer column [2]. The model was created drawing on the industrial unit data including the operating conditions, changing feed composition concerning hydrocarbon group distribution, flow rate of the hydrogen-containing gas and its content, etc. The main chemical-physical laws of proceeding chemical reactions have provided a background for the model development. Its adequacy has been approved by comparing the data computed with the model and experimental data from the unit.

One of the most important issues when operating the catalytic processes is catalyst deactivation, which takes place as the reactions of coke formation proceed. To forecast the industrial unit operation for a long-term period, it is viable to consider the factors of non-stationarity, such as the loss of activity and varying feed composition. So, the objective of the work is to accomplish the existing model by adding the deactivation function to the symbolic description.

During the research of the actual hydrodewaxing unit it was revealed that within the period of four-year industrial catalyst operation slight decrease of diesel fraction yield from 90 to 44 % wt. has been occurring, and the gasoline fraction yield has been increasing from 8 to 20 % at the same time (Table 1).

*Table 1*

*Fraction yield during the period of 2012-2016*

Year	2012	2013	2014	2015	2016
Yield of diesel fraction, %	74 – 90	63 – 88	52 – 65	54 – 60	44 – 52
Yield of gasoline fraction, %	8 – 10	10 – 12	15 – 18	18 – 20	20 – 21
Yield of residue fraction >340 °C	5 – 15	10 – 25	25 – 30	30 – 35	35 – 40

The decreased volume of the diesel fraction and enhanced yield of light gasoline fraction indicates the intensification of cracking reactions, as they lead to the formation of light hydrocarbons with the number of carbon atoms from C<sub>1</sub> to C<sub>4</sub>. Also the increased volume of the high-boiling fraction from 5 to 40 % shows the reduction of feed conversion degree, therefore, the catalyst deactivation is observed. This process occurs as the ratio of metal and acid active sites on the catalyst surface is being changing due to the coke deposition, sulfur poisoning or sintering of the particles. As a consequence, one type of reactions predominates over another.

As the load of the fresh catalyst demands a sizeable portion of expenses, the unit optimization in order to maintain the catalytic activity plays an important role. The main methods of its controlling involve mixing with the hydrogen containing gas and increasing the temperature inside the reactor. First one is applied since adding the hydrogen ensures the reactions of hydrogenation of polyaromatic compounds and olefins which predicts the coke formation. The second method is used according to the reactions kinetic laws and rate constants. But the optimal temperature cannot exceed the range of 355-375°C as it leads to the acceleration of coking. The main task of controlling the dewaxing catalyst deactivation process is determination of optimal hydrogen containing gas-feed ratio under the conditions of changing flow rate, feed composition and temperature inside the reactor.

Mathematical model of the dewaxing reactor corresponds to the hydrodynamic flow regime of the plug-flow reactor. The mass balance is calculated according to the volume of the refined feed, catalyst bed volume and feed component concentrations inside the reactor. Also the model takes into account the deactivation factor as a proportion of reaction rate constant at any time to the reaction rate constant at the initial moment of the time when the fresh catalyst had been

charged [3,4].

The created model allowed carrying out some computations in order to define the temperature inside the reactor that compensates the loss of activity of the catalyst (Table 2).

Table 2

Calculation of the deactivation compensating temperature

Date	Yield of fraction 240-340 (DF), %	CFPP, °C	T <sub>in</sub> R-3 (actual), °C	T <sub>in</sub> R-3 (comp.), °C	ΔT, °C
25.01.2016	41.4	-34	341	318	23
27.01.2016	41.8	-37	352	332	20
29.01.2016	41.5	-44	360	345	15
05.02.2016	43.0	-41	369	350	19

The quality of the product is determined by the cold filter plugging point (CFPP). Accepting the required diesel fraction yield and quality, it was established that temperature inside the reactor without losing activity is on the average lower than actual temperature to 19°C. This difference provided the opportunity to calculate the deactivation degree throughout the period of four years, and it amounted to 32%.

Also the model showed that during the same period the coke deposition on the catalyst surface totaled about 12.8 % wt. which is shown in the Fig.

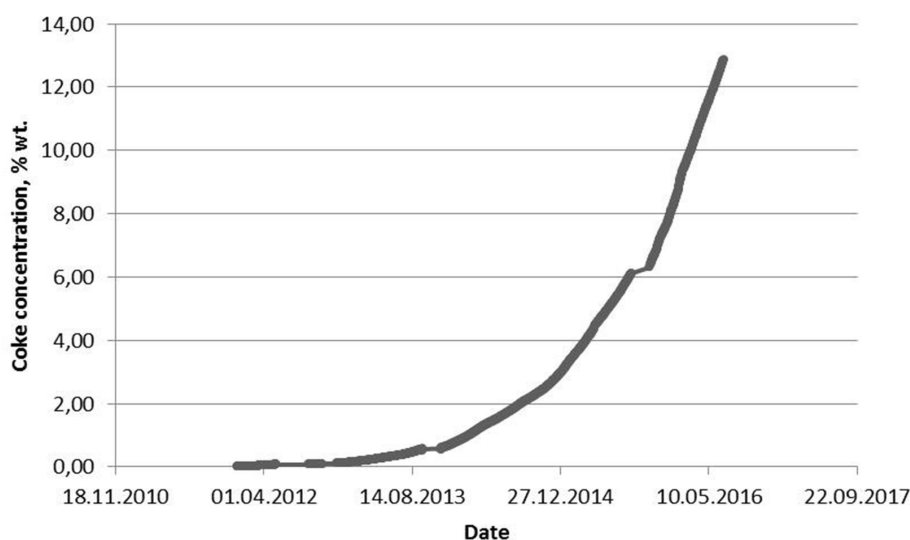


Fig. Concentration of coke deposited from 2012 to 2016

The developed and advanced mathematical model of the catalytic dewaxing process considers the non-stationarity factors. As this model is based on the fundamental kinetic and thermodynamic laws of the reactions being conducted inside the reactor, it works as a reliable tool to predict the system behavior in situ. Therefore, it is possible to determine the optimal technology of catalyst operation under dynamic conditions of the industrial unit.

#### References

1. Kiselyeva T.P., Aliyev R.R., Posohova O.M., Tselutina M.I. Catalytic dewaxing: the state and prospective. Part 1 // Neftepererabotka i neftehimiya [Petroleum refining and petrochemistry]. – 2016. – Issue 1. – pp. 3-8.
2. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Chuzlov V.A., Faleev S.A. Mathematical modelling of the process of catalytic hydrodewaxing of atmospheric gasoil considering the interconnection of the technological scheme devices // Procedia Engineering. – 2015. – Vol.113. – pp. 68-72.
3. Frantsina E.V., Belinskaya N.S., Popova N.V. Development of the mathematical model of diesel fuel catalytic dewaxing process taking into account factors of nonstationarity // MATEC Web of Conferences. – 2016. – Vol. 85. – 5 p. DOI: 10.1051/mateconf/20168501023.
4. Ivanchina E.D., Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Popova N.V., Koshutin S.N. Mathematical modelling and optimization of diesel cuts and atmospheric gasoil catalytic dewaxing // Mir nefteproduktov. Vestnik nefjtjanyh kompanij [World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin]. – 2016. – Issue 6. – pp. 37-46.



## INCREASING DURABILITY OF SIDETRACK CEMENT STONE

D. Yu. Rusinov

*Scientific advisors professor N.I. Krysin, assistant professor E.L. Pipchenko  
Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia*

Sidetrack drilling from main well boreholes is among the most promising methods of well reconstruction. This method allows drilling in the oil-saturated deposits. It is becoming increasingly important as a method of enhanced oil recovery with different state-of-the-art navigation equipment, reliable hard-wearing rock-breaking tools, drilling technologies and accessories [5, 6].

However, satisfactory quality of sidetrack construction has not been provided, as such technology is not being developed properly. Sidetrack small diameters account for a thin cement sheath in the bore-hole annulus of sidetrack, which reduces the cement sheath integrity and durability; so there is a danger of cement stone contact lack between casing and wellbore walls, the effect appears especially while extending and reducing zenith intervals, and the cement stone can be destructed by casing perforation [2].

The majority of earlier drilled wells (about 85 %) were constructed with a 5 3/4" casing string in Perm krai. A similar situation is in other oil regions of Russia. The 4 7/8" bit is used for drilling sidetracks from the 5 3/4" first well casing, and 4" – for sidetracks. Thus, there is a 7/8" gap for cement slurry. The required quality cannot be achieved by traditional casing technologies in these conditions [8].

That is why, it is vital to improve sidetrack drilling technology, in particular, to improve cement stone strength characteristics.

Adding ultrafine mineral additives to cement slurry is the most promising method to improve cement stone strength characteristics that meets the requirements and technologies of well cementing. The floured mineral additives can actively applied in the structural processes and fill the space between the cement grains, thereby sealing the structure.

Some laboratory tests have been conducted with the following mineral additives: silica flour (SF 0.05), diabase flour, metakaolin (MetaCem 85C), microsilica suspension (MS-85), and fine silica powder (FCS) [3].

The tests were conducted with oil-well portland cement 1-G which has high sulfate resistance (SCP Limited liability company). Water-cement ratio of cement-slurry composition was 0.49 and the composition included hydroxyethylcellulose (0.2% of cement weight), silicone defoamant (0.03% of cement weight). The mineral additives were added into the cement at about 1, 1.5, 2, 3, 5, 7, and 10 % of its weight. The cement stone strength tests were conducted on 20\*20\*80 mm prism samples which had been subjected to 75 and 158 °F in a bath of fresh water, after 24, 48 and 72 hours. The cement stone strength was determined by the best three average test results from the four (Table 1).

*Table 1*

*Changes in cement stone strength relative to the base structure at the optimum mineral supplement concentration*

The supplement	Temperature, °F	The supplement ratio, %	Strength increase, %
Silica flour	75	1	8.2
	158	2	23.7
Diabase flour	75	1.5	-0.6
	158	1	10.9
Metakaolin	75	7	21.4
	158	10	22.6
Microsilica suspension-85	75	10	10.1
	158	3	9.1
Fine silica powder	75	5	39.1
	158	10	50.4

The mineral additives' effect on the cement stone strength characteristics was determined according to the laboratory work results. The cement stone with 5 % fine silica powder has the best strength characteristics for low temperatures (75 °F). Moreover, the cement stone with 10 % fine silica powder has the best strength characteristics for moderate temperatures (158 °F). This mineral additive participates in structural processes and forms the fine texture which improves cement stone strength characteristics significantly.

It is assumed that to achieve maximum cement stone strength, additives with different grain composition should be present in cement slurry. Therefore, further research was carried out with the best result additive combinations. To maximize cement stone strength the research was conducted with mineral additive combinations which have a ratio of 20/80: metakaolin/fine silica powder, silica flour/metakaolin, microsilica suspension-85/ silica flour. The ratio was set up by modeling.

As a basic formula the same cement-slurry composition was used for the research. Combinations of the mineral additives were added into the cement at about 3, 5, 7, and 10 % of its weight.

According to the experiment results an optimum concentration of mineral additive combinations of metakaolin in cement slurry was determined. It was revealed that: 10% metakaolin/fine silica powder had increased cement stone strength by 28% in low temperatures (75 °F) and by 9,1% in moderate temperatures (158 °F) (table 2). The increase of the slurry yield was determined by small particle size and increased activity of fine silica powder in moderate temperatures. However, fine silica powder increased cement stone strength more effectively than the listed above additive combination.

Therefore, its use for increasing cement stone strength is unreasonable.

An optimum concentration of silica flour/metakaolin in cement slurry is 10% for 75 °F and 158 °F. Strength increasing was 24% for 75 °F and 19% for 158 °F (Table 2). The additive combination increases strength not as good as separate mineral supplements in moderate temperatures, but in low temperature this combination had proved its effectiveness.

The laboratory tests showed that the highest cement stone strength increasing was achieved with the 5% microsilica suspension-85/silica flour. The increasing was 15% in low temperatures (75 °F) and 12% in moderate temperatures (Table 2). In low temperatures this combination made cement stone stronger than separate microsilica suspension-85 and silica flour. However, in moderate temperatures the silica flour increases strength of cement stone more effectively, since it becomes active at temperatures above 140 °F.

Table 2

*Changes in cement stone strength relative to the base structure at the optimum concentration of mineral supplement combinations*

Temperature, °F	3%	5%	7%	10%
Metakaolin/Fine silica powder				
75	11.8	19.3	20.8	28
158	0.3	7.8	8.5	9.1
Silica flour/Metakaolin				
75	-9.2	7.5	12	24
158	2.5	11	17	19
Microsilica suspension-85/Silica flour				
75	13	15	2.8	9.6
158	6.8	12	2.9	11.3

According to the results of the laboratory experiments effective influence of mineral additives combinations on cement stone strength was proved towards a base cement-slurry composition and cement-slurry with separate mineral additives. For this reason next research will be carried out for modeling other combinations of the mineral additives with different graduation.

During the development of oil fields it is necessary to apply special cement slurries that provide integrity of the cement stone in long-term influence of corrosive formation waters for reliable and durable production well construction [4, 9]. Cement stone's resistance to corrosion can be improved by adding the ultrafine additives into the slurry [1, 3, 7, 10]. Thus, addition of the studded additives into the cement slurry can significantly increase the resistance to corrosion of the stone.

To sum up, suggested technical and technological solutions will provide durable wells' cement stone, increase interrepair time and enhance oil production.

*The reported study was funded by RFBR according to the research project No. 16-35-00540 мол\_а.*

#### References

1. Булатов А.И. Коррозия тампонажного камня в скважине // Бурение и нефть. – 2016. – № 5. – С. 27-31.
2. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющихся добавок для тампонажных составов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 46-53.
3. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Русинов Д.Ю. Влияние минеральных добавок на прочностные характеристики тампонажного камня // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 20-23.
4. Мелехин А.А., Крысин Н.И., Третьяков Е.О. Анализ факторов, влияющих на долговечность цементного камня за обсадной колонной // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 77-82.
5. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Исследование технологических свойств аэрированных тампонажных составов с включением в них полых алюмосиликатных микросфер // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 13-17.
6. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29-36.
7. Николаев Н.И., Лю Х., Кожевников Е.В. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, № 18. – С. 16-22.
8. Русинов Д.Ю., Мелехин А.А. Исследование коррозионной стойкости тампонажного камня с добавкой микроцемента // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2.
9. Устькачкинцев Е.Н. Повышение эффективности строительства боковых стволов на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 39-46.
10. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин: монография / М.О. Ашрафьян и [и др.] // – Краснодар: «Просвещение – Юг», 2003. – 368 с.
11. Сторчак А.В., Мелехин А.А. Разработка составов тампонажных смесей на основе микроцементов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 8. – С. 51-53.

**AMPHIBOLE SKARN-MAGNETITE DEPOSITS SHOHKADAMBULAK  
(KARAMAZAR, NORTHERN TAJIKISTAN)**

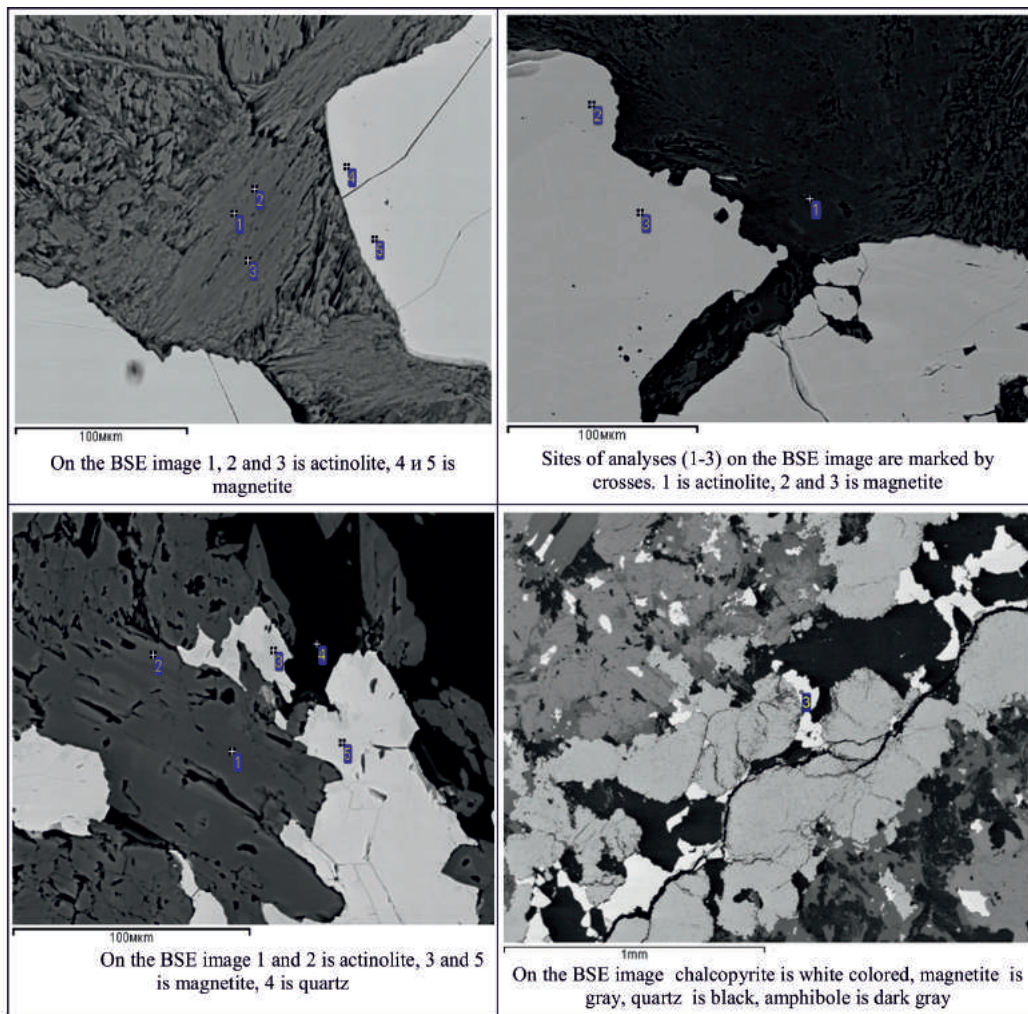
**N.S. Safaraliev, A.R. Faiziev**

*Scientific advisor Corresponding Member of the Academy of Sciences of the Republic of Tajikistan,  
professor A.R. Faiziev  
Tajik National University, Dushanbe, Tajikistan*

Skarn-magnetite deposits Shohkadambulak is located in the western part of Karamazar and is timed for the granodiorite contact with carbonate rocks of the  $D_3-C_1$  age [5]. The skarns are composed mostly of magnetite, garnet and pyroxene, are bearing also polymetallic (Nasledovsky site) and cobalt mineralization [1, 2]. More than 80 mineral species and varieties, including rare ones such as freibergit, bornite, covellite, argentite, molybdenite, bismuthinite, cobaltite, cosalite, gelenobismutit, kobellit, datolite, ilvaite, ferropirosmalit, ferroaktinolit etc. are under the description here. Amphibole mineralization has significant spread in skarns development zones and is represented mainly by actinolite, and, to a lesser extent, by tremolite.

Actinolite in the degree of prevalence among non-metallic minerals of deposit occupies one of the leading places. It composes large lenticular bodies several meters thick on the field, extending for tens of meters, and nests among the calcareous skarns. The mineral is represented by large needle and columnar individuals collected in the radiating and sheaf-like aggregates. The length of individuals is ranging from 1-3 to 5-10 cm [4].

Actinolite is in close association with epidote, garnet, magnetite and apatite, as well quartz and calcite (fig.).



*Fig. Electronic actinolite's image in BSE mode*

In the macroscopic study the following species were identified: 1) fibrous aggregates, 2) granular monomineral veins with grain sizes from 0.6 to 1.6 mm, 3) symmetrical veins in association with quartz. In addition, among the radiant clusters there the fine-, medium- and coarse-grained mineral aggregates have been observed. They compose the bulk of apokarn formations and contain the magnetite inside. Large monomineral symmetric and asymmetric actinolite veins are located in the outer zones, on the contact with the granitoids and epidosites and do not carry the mineralization. Fan-shaped sheaf-like accumulations of the mineral are observed in the carbonate. In some places there are sporadically relics

found of pyroxene in the central part of the grain.

Actinolite is in close germination with high temperature secondary quartz. Thin germination with each other shows their almost simultaneous formation.

For large elongated, radiant and sheaf-like aggregates of actinolite of the field Shohkadambulak there the specific sharp pleochroism is characteristic ( $N_g < N_p$ ). There is a reverse scheme absorption observed. Under crossed Nicols a high interference color is observed. The lengthening is positive. The columnar crystal of actinolite having low interference colors is met rarely.

The relationship of actinolite with other minerals is shown in the figure. As can be seen, it crosses the magnetite mass. Actinolite frequently corrodes and replaces the magnetite and quartz, and is therefore a later mineral.

The chemical composition (table) of the mineral has been identified on the micro analyzer Superprobe JCXA-733 Jeol Superprobe with energy dispersive spectrometer INCA Oxford in the mineralogical museum named after A.E. Fersman of the RAS (analyst Pautov L.A.).

Table

*The results of microprobe analysis Actinolite, %  
Processing parameters: Oxygen stoichiometry*

Spectrum	MgO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	CaO	MnO	FeO	Total
1	11,78	1,18	51,25	12,26	1,64	15,51	93,63
2	10,98	0,97	50,31	11,84	2,43	15,86	92,40
3	13,64	2,63	51,01	12,57	1,25	13,51	94,62
1	13,07	1,14	50,39	11,94	1,27	12,91	90,71
1	13,63	2,24	51,74	12,63	-	14,80	95,04
2	10,73	2,36	49,95	12,34	0,34	19,21	94,92

Analyses show that the chemical composition of the mineral of Shohkadambulak (average of 6 tests, in %: SiO<sub>2</sub> - 50.77, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> - 1.75, MgO - 6.12, FeO - 15.28, CaO - 12.26, MnO - 1.55) is closest to actinolite of Loch-Gair (Scotland) according U.A. Deere et al. [4]. However, it is less in the amount of MgO (6.12 vs. 12.91%), but larger than of CaO (12.26 vs. 10.96%). There is relatively lower the average content of FeO (15.28 vs. 17.81%) in actinolite from Shohkadambulak.

Tremolite in skarns forms dense finely crystalline differences, stacked by randomly oriented columnar individuals with rhombic cross-sections, with platelets collected in the radiating sheaf-like aggregates and fibrous varieties. The size of individuals is usually a few hundredths of a millimeter, it is rare to 1-2 mm. The mineral is of white, grayish-white and light green color. Shine is silky.

Amphiboles in the skarn-magnetite deposit Shohkadambulak are presented by tremolite-actinolite difference. With respect to the magnetite mineralization the amphibole is later and its chemical composition is close to the theoretical composition of actinolite.

The authors express their gratitude to the staff of Academician A.E. Mineralogical Museum Fersman RAS L.A. Pautov, A.A. Agakhanov for assistance in the analytical work.

#### References

1. Arapov V.A. Volcanism and Tectonics Chatkal-Kurama region / V.A. Arapov // Tashkent: Fan, 1983. – 256 p.
2. Bagrova E.F. By the mineralogy of iron-ore deposits Chokadambulak / E.F. Bagrova, B.O. Yesimov // Mineralogy and geochemistry of sulfide deposits in Uzbekistan. - Tashkent: Fan. 1966. – P. 112-119.
3. Deer W.A. Rock-forming minerals / U.A. Deer, R.A. Howie and J. Zussman.; transl. from English. J.K. Andreev and others - M.: Peace, 1965. - V. 2: Chained silicates. – 405 p.
4. Moiseeva M.I. Actinolite / M.I Moiseeva // Minerals of Uzbekistan. - Tashkent: FAN UzSSR. 1976. – T. III. – 217 p.
5. Safaraliev N.S. Mineralogical and geochemical characteristics of the formation of magnetite ore skarn iron deposits Shohkadambulak / NS Safaraliev, AR Faiziev // Problems of Geology and Mineral Resources Development: Proceedings of the XVII International Symposium Academician MA Usov students and young scientists, devoted to the 150th anniversary of the birth of Academician VA Obruchev and the 130th anniversary of Academician MA Usov, the founders of the Siberian mining-geological school. T. I; Tomsk Polytechnic University. - Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2013. – P. 142-144.

## STEUERUNG DER SALZABLAGERUNG IN DEN BETRIEBSÖLLAGERSTÄTTEN

A.A. Samuschewa

Wissenschaftliche BetreuerInnen Professor K.W. Popow, Dozentin S.W. Kogut

Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Aufgrund der unterschiedlichen geographischen Lage von Öllagerstätten sind geologische und physikalische Strukturen der entwickelten Vorkommen sowie die Eigenschaften der gewonnenen Flüssigkeiten sehr unterschiedlich. Das bestimmt die Unterschiede bei der Lösung von Ölproduktions- und Förderungsproblemen. In den Lagerstätten steht in erster Linie die Aufgabe der Risikosenkung von Salzablagerung, Optimierung der verwendeten Technologien, Auswahl von Prioritäten für den Einsatz der neuesten Technologien zur Verhinderung der Salzablagerung. [1].

Das Ziel der Untersuchung ist, die Hauptursachen für die Bildung von anorganischer Kristallabscheidung zu untersuchen.

Der Hauptgrund der Salzablagerung ist der Sohlendruckabfall, was zur Freisetzung von freiem Kohlendioxid aus geförderter Flüssigkeit insbesondere aus dem Wasser führt.

Die chemische Zusammensetzung der anorganischen Ablagerungen ist hauptsächlich durch Sulfat und Calciumcarbonat (Anhydrit, Gipsstein, Calcit), Bariumsulfat (Baryt), Strontiumsulfat (Celestite), Oxide, Carbonate und Eisensulfid dargestellt.

Die Verwendung von chemischen Inhibitoren gilt als das effektivste und rationale Verhütungsverfahren der Salzablagerung.

In jedem Fall beginnt der Salzablagerungswiderstand mit der Vorhersage.

Während der Entwicklung der Lagerstätte soll das Steuerungsprogramm der Salzablagerung zwei Hauptprojektstufen umfassen. In der ersten Stufe wird ein Programm realisiert, das die mögliche Salzmenge in Bohrloch, die Intensität von Salzablagerungen feststellt und den Sättigungsindex bestimmt (SI - supersaturation index). Dies ist notwendig, um das Niveau der realen Salzablagerung in Bohrloch vorherzusagen und mögliche Risiken und Verluste bei der Anwendung der Inhibitors- oder anderer Technologien zur Bekämpfung der Salzablagerung zu bewerten. Es gibt bestimmte Programme, die sich mit der Salzablagerungsvorhersage unter Berücksichtigung der Eigenschaften der gewonnenen Flüssigkeiten bei der Senkung des Gerätes in Bohrloch auseinandersetzen. Von allen möglichen Methoden der Beseitigungsalzablagerung trägt die Anwendung von akustischen und magnetischen Aktivatoren einen punktförmigen Charakter, weil ihr Ergebnis nicht offensichtlich ist. Eine weit verbreitete Methode von Beseitigungsalzablagerung ist chemische Methode, und zwar Einsatz von Scale-Inhibitoren.

Erweiterte Risikoanalyse der Salzablagerung wird in der zweiten Stufe des Steuerungsprogramms zur Verfügung gestellt, das Modellierung der Reaktionsprozesse von Flutwasser und Felsen. Die zweite Stufe des Programms ist für die langfristige Prognosekapazität von Salzablagerungen auf der Basis vom geologischen und hydrodynamischen Lagerstättenmodell entwickelt. Und die Lösung für dieses Problem scheint eine der Stufen im Übergang „marginal Oilfield auf Smart Oilfield“ zu sein.

Das Niveau der technischen Programmunterstützung wird durch folgende Daten zur Verfügung gestellt:

- 1) Analyse von Schichtwasser und Flutwasser. Diese Daten sind erforderlich, um das Potential der Salzablagerung zu beurteilen.
- 2) Prüfung von Scale-Inhibitoren, um die effektivsten für spezifische Bedingungen der Lagerstätte zu wählen.
- 3) Erforschung der ähnlichen Lagerstätten für die Risikobewertung der Salzablagerung und Steuerung.
- 4) hydrodynamische Modellierung der Lagerstätte oder Flutungsgebietsreservoir mit dem Ziel der Risikobestimmung von Salzablagerung «in situ» durch Mischen von Wasser und Salzablagerung in Förder sonden.
- 5) Sonden-Analyse mit dem Ziel der Bestimmung von Verwässerungsniveaus, Wassergewinnung, Prognose dieser Parameter.
- 6) Begründung der optimalen technologischen Lösungen: durch die Auswahl aus der Technologienbank ein Paar optimaler Technologien für die gegebene Lagerstätte.
- 7) Ökonomische Analyse von Steuerungsstufen der Salzablagerung. Das Steuerungsprogramm wird regelmäßig überprüft, um den Umfang der erforderlichen Investitionen zu klären.

Alle Inhibitoren können eventual in zwei Gruppen eingeteilt werden: auf Basis von Verbindungen des Phosphors und Ablagerungsinhibitoren auf Basis von Polymeren.

Es soll beachtet werden, dass eine große Anzahl von Wasserlösungen beim Zusammendrücken in die Formation eingeführt wird und daher ist es wahrscheinlich, dass die Schicht beschädigt werden kann.

Das Verpressen des Inhibitors in die Formation (SQUEEZE - Technologie) unter Druck ist eine sequenzielle Einführung von Agens in die Formation. Der Inhibitor wird in der Formation adsorbiert. Im Laufe der Entwicklungsbohrungen wird er zusammen mit ausgefördertem Wasser gesickert und funktioniert in der Wassergesamtmenge, so wird es vor Salzablagerung geschützt.

Die Umsetzung der Technologie beinhaltet ein breites Spektrum an Forschungen:

- Prüfung von Scale-Inhibitoren im Formationswasser;
- Bestimmung der Kompatibilität von Scale-Inhibitorlösungen mit Formationswasser;
- Untersuchung des Einflusses von Scale-Inhibitorredosierung auf die Effektivität verwendbarer Dismulgator bei der Herstellung von Ölemulsionsspalter;
- Erforschung der Korrosivitätsveränderung von Bohrlochprodukten, wo es Scale-Inhibitoren in einer erträglichen Konzentration gibt;
- Erforschung der Adsorptions-Desorptionseigenschaften von Scale-Inhibitor in statischen und dynamischen

- Bedingungen auf dem realen Kernmaterial; Bau der Adsorptionsisotherme;
- Bestimmung des Verpressendesigns. Die Geschwindigkeitsmodellierung des Ablagerungsinhibitors von Volume des Hauptverpressens, Inhibitorkonzentration der Lösung, Volumenverdrängungsflüssigkeit;
  - Entwicklung methodischer Unterstützung von Verpressenvorbereitung von Arbeitsprogrammen, Bestimmung von Anforderungen in technischen Anlagen und chemischen Reagenzien zum Verpressen.
- Die Zweckmäßigkeit der Salzablagerung-Inhibitoren wird durch die Fähigkeit bestimmt, das Ausfallen von Calcit in bestimmtem Formationswasser zu inhibieren (das ist die Bestimmung der niedrigsten Betriebskonzentration, unter der der Inhibitor uneffektiv wird). [2].

#### Literatur

1. Shvartsev S.L. The system water-rock-gas-organic matter of V.Vernadsky // *Procedia Earth and Planetary Science*. – France, 2013 – № 7. –P. 810-813.
2. Samuschewa A.A. Steuerung der Salzablagerung in den Betriebsöllagerstätten Problems of geology and subsurface development: Proceedings of the 20th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 120th Anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, 4-8 April 2016. - Tomsk: Publishers TPU, 2016 - T. 1 - S. 588-590.

### GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL AND MINERALOGICAL FEATURES OF BASALT FOR THE PRODUCTION OF DIFFERENT PRODUCT RANGE

**Kh.L. Sattorov, F.A. Egamov**  
*Scientific advisor professor A.A. Kurbanov*  
*Navoi State Mining Institute, Navoi, Uzbekistan*

Today in the world, reserves of basalt have been identified and fixed correspondingly. It was found that the basalt rocks are the main component of the earth; its share reaches from 25 to 38%. There are basalts in the planets known to the science, including the earth satellite - the moon.

Countries with basalt deposits: Armenia and Georgia, the western regions of Ukraine, Eastern Crimea, southern and eastern regions of the Baikal region and western Transbaikalia, Eastern Siberia and the Kamchatka tundra Bolypezemelskaya, Komi and the Arkhangelsk region of the Russian Federation. Sufficient reserves of basalt rocks are in some parts of Western Europe, North and South America, Southwest Asia, etc.

In early sources, there is very little information about basalt reserves of Central Asia and, in particular, the basaltic deposits of our republic. F. Zirkel, German scientist in his work "Untersuchungen über die mikroskopische Zusammensetzung und Structur der Basaltgesteine" (Bonn, 1870.) states that "in Central Asia basaltic eruptions occurred in many places." Next in their works, Mol, Bozhitski, Shteltsner, as well as Biree and Zaza also state that Jilinda (in modern Chengeldi) and Amalat (these are old names, some typical areas of Kyzyl-Kum), near the Dod-Nor. The only scientific substantiation of the existence of basalts in our area can be considered in a work of Saint - Petersburg University (Russia) Professor P.N.Venyukov, that was published in 1885, entitled "On some basalts of North Asia" (the modern Central Asia).

It was found that the basalts of Uzbekistan are the remains of volcanic eruptions of Pole – Asian Ocean, formed about 500 ÷ 600 million years ago. These basalts are greenish, dark - gray, almost black, viscous, sometimes yellowish solid rocks.

The basalts of Uzbekistan can be characterized as effusive basaltic igneous rocks since they are mainly found in the form of individual pieces. The analysis showed that they were formed closer to the surface and the ground surface. They were unable to become fully crystallized before solidification, and therefore have an incomplete crystal and glass structure. Therefore, the average diameter of the basalt pieces varies between 250 ÷ 300 mm, which are easily mined in open pit. These basalts are of columnar structure type. As porphyritic phenocryst, basalts often contain plagioclase, olivine and pyroxene. The bulk often is not crystallized; adelogenic ones frequently (without porphyritic phenocryst). Columnar structure is typical for basalt flows. For example, basalt deposits "Aydarkul", "Asmansay" and "Gavasay" in Uzbekistan are characterized by a close genetic relationship between tholeiitic and alkali olivinic magmas, which makes basalt division into several groups inappropriate.

These figures once again prove the oceanic origin of such basalts that further stayed on land forever. They emerged due to uneven cooling of the rock. Sea basalts often have pillow structure. It is formed by the rapid cooling of the surface of the lava flow by water. The incoming magma raises the earlier formed layer, and goes under it in a cold form, subsequently, in the form of pieces.

The basalts are very easily changed by hydrothermal processes. Thereat, plagioclase replaced by sericite, olivine - serpentine, the bulk is chloriticized and as a result acquires a greenish or bluish color. Particularly, basalts poured out on the seabed are intensely changed. They actively interact with water and their many components are emitted and settled down. This process is important for the geochemical balance of certain elements. Much of manganese enters the ocean in this way. Interaction with water radically changes the composition of sea basalts. This impact can be measured and used to reconstruct the conditions of ancient ocean basalts. During the metamorphism, basalts depending on the conditions turn into green greenschist, amphibolite and other metamorphic rocks. During the metamorphism, basalt at considerable pressure turns into blue slates, and at high temperatures and pressures into eclogite, consisting of pyrope garnet and

sodium clinopyroxene - omphacite.

Acidity degree plays an important role for the magmatic rocks. Olivine is the main mineral in the underlying ultramafic rocks (peridotite and olivinites). The fact that they are removed from deep xenoliths (including the mantle) and the centers of volcanic eruptions in the event of kimberlite volcanic pipes indicated the depth formation of these rocks. There are two polymorphs of the same composition - olivine  $(\text{MgFe})_2(\text{SiO})_4$  and "spinel"  $\text{Si}(\text{MgAl})_2\text{O}_4$ ; it is possible that the second modification in deep mantle is more dense. In main medium, acidic rocks, nesosilicates play the role of accessory minerals – these are certain granites, zircon and titanium.

So, all available information on the basalts is associated with geological processes of volcanic eruptions. Analysis of literature on the location of basalt rock deposits in Uzbekistan showed that the main occurrence of basaltic igneous rock can be seen on the ground. This arrangement of basalts occurred after a volcanic oceanic eruptions, during rapid cooling of magma that, along with numerous magmatic rocks, formed basalt.

It was revealed that in basalts, as in all magmatic rocks,  $\text{SiO}_2$  and  $\text{Al}_2\text{O}_3$  content is emitted, with a noticeable amount of  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  and  $\text{MgO}$ . The latter includes pyroxene, olivine and plagioclase, the share of which in the basalt sometimes reaches up to 90÷95%, which defines the structure, composition, and other physical properties of basalt rocks. Mostly the main component of the basalt mass belong to not crystallized volcanic glass, well impregnated with small particles of magnetite and a mixture of microscopic secretions of basic plagioclase, pyroxene and olivine, less with proterase.

## THE STUDY OF THE PROPERTIES OF ELASTOMERS DURING ROUND-TRIP OPERATIONS

R.E. Scherbakov, N.Yu. Gutareva

*Scientific advisors senior teacher A.V. Epikhin, associate professor N.Yu. Gutareva  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

In recent decades, the domestic downhole motors have been passed an evolutionary way of the development, turning into an effective technical tool for drilling and repair of the oil and gas wells, which ensure high performance indicators. A great need for the mud motors due to the appearance on the market of a new generation of the low-speed cone-rock bits and the development of the new technologies of drilling — drilling of the directional, horizontal wells and sidetracks.

In every oil region in the intervals of drilling the downhole motors have provided fold increase in penetration over the chiseled compared to the turbo drill with a slight decrease in mechanical speed, which led to a significant increase in scheduled drilling speed and the cost of 1 meter penetration has been reduced. The problem solving of the wells repair of a wide variety of categories has become much easier and cheaper, the technical capabilities of the overhaul have been expanded, which has allowed in some cases to enter in the number of operating the emergency long-term idle wells.

“Working pair” is one of the names of the propulsion section of the hydraulic screw downhole motor, this node determines the basic energy parameters of the downhole motor, as well as its resource and the turnaround time. A disadvantage of the screw downhole motors is quick wear of the motor section, the real operating time of the engine is up to 250 hours relative to the estimated 400-500 hours.

In the process of operation of the downhole mud motor depending on the operation modes, properties, and composition of the fluid, there are different types of wear of the working surfaces of the rotor and the stator. The analysis of the operating conditions and the nature of wear of the working engine related parts demonstrates a combination of not one but several kinds of wear. Mainly the operability of the engine is related to wear of the elastomer plate of the stator.

The frictions of the metal profiled rotor at the mating helical surfaces of the rubber plate of the stator causes the unilateral frictional wear of the surfaces of the working engine related parts — on the left side of the rotor teeth of the right side branch of the profile of the stator, when viewed from the inlet side of the fluid in the working engine related parts. Increasing the load (pressure) and sliding speed (rpm) entails increasing the friction of the wear parts and the scrapping of the motor section.

The normal operation of the elastomer depends on the combination of the stress-strain state of the covering and corrosive properties of the pumped liquid, therefore when operating the downhole mud motor it is necessary to pay special attention to the choice of a suitable drilling mud. The engine design allows to apply various types of the drilling fluids:

1. Water-based (calcium, salt, clay, etc.)
2. Oil-based (with using of crude oil, diesel fuel, products of processing);
3. Polymer drilling fluids having a low viscosity and an enhanced ability to clean from the solid phase.

The elastomer as the technical material must have a low gas — and water-resistance, chemical resistance. However, most elastomers are able to absorb gases and light liquids.

The typical changes, which are elastomers under the influence of the aggressive agents are:

1. Swelling;
2. Shrinkage;
3. Solidification;
4. Softening.

In addition, the downhole temperature is a limiting factor in the operation of the engine. The serial domestic engines are designed for the continuous operation in downhole temperature up to 100 °C. When the temperature of rubber IRP-1226 used in most domestic engines, irreversible changes of the mechanical properties of the elastomer, which lead to increased wear of the elastomer lining of the stator, reduced performance and early failure of the working section of the

downhole drilling motor. The base material of the elastomers of the modern mud motors is IRP-1226.

In the view of the above problems it has been decided to conduct the experimental study to assess the stability of samples of rubber IRP-1226 to increase the temperature in the engine when exposed to the different environments. The process of descent of the drill string has been simulated during the experiment, the rate of descent has been estimated to be equal to 1.5 m/s. Taking into account the initial parameters: the design depth of the well is 2670 m, a geothermal gradient of 3 °C per 100 m, the length of the drill candle is relatively 30 m and the duration of the operation by screwing of pipes is equal to 4 min., the time of the experiment has amounted to 384 minutes, the final temperature of the engine is 80 °C.

The dip simulation of the drill string, i.e. the increase in temperature of the drilling mud has been carried out in the desiccator. The prototypes have been made in the form of cylinders with a diameter of 43 mm and a thickness of 11,5 mm, have been kept in the plastic containers with a full immersion into the fluid at the atmospheric pressure. In processing the results of the experiment the weight changes of the sample and its diameter with increasing temperature while in liquid medium have been evaluated.

The initial measurement of the source parameters has been carried out at a temperature of 25 °C and the subsequent measurements have been carried out after each temperature increase of 5 °C, during which the drill string has been lowered to 165 m for 23.5 minutes. When it reaches a depth of 1680 m, the measurement of the samples has been done after each temperature increase of 10 °C, for which the drill pipe is conventionally lowered to 330 m for 50 min. The results of experimental data processing are presented in figures 2. During the processing and analysis of the data the following regularities have been identified:

All the samples placed in the various liquids have shown the reduction of mass by the end of the experiment. However, in the temperature interval from 25 to 50 °C most of the specimens have not had any marked trends in the changing of masses, and showed the most intensive changes in the direction of increasing and decreasing mass. The exception has been the samples immersed in a saline solution, which in the course of the entire experiment tended to decrease in mass. The greatest relative change in mass the specimens immersed in solution-based diesel fuel, oil and organic solvent have been exposed (Table).

- All samples in the various liquids are characterized by a diameter which is increased as approaching to the temperature of 80 °C. Most of the samples in the temperature interval from 25 to 40-50 °C have deviation from the tendency to increase in diameter. It is worth noting a characteristic decrease in the diameter of the samples in a solution of the organic solvent and alkali, in the above temperature range. When approaching temperature of 80 °C, the intensity change of the diameter is reduced, with the exception of the samples in a solution of the organic solvent, which demonstrate, on the contrary, increase the intensity changes. The smallest relative increase in diameter the samples have been exposed placed in the alkaline solution (Table).

- A slight change in the geometric dimensions of the samples due to the static nature of the experiment.

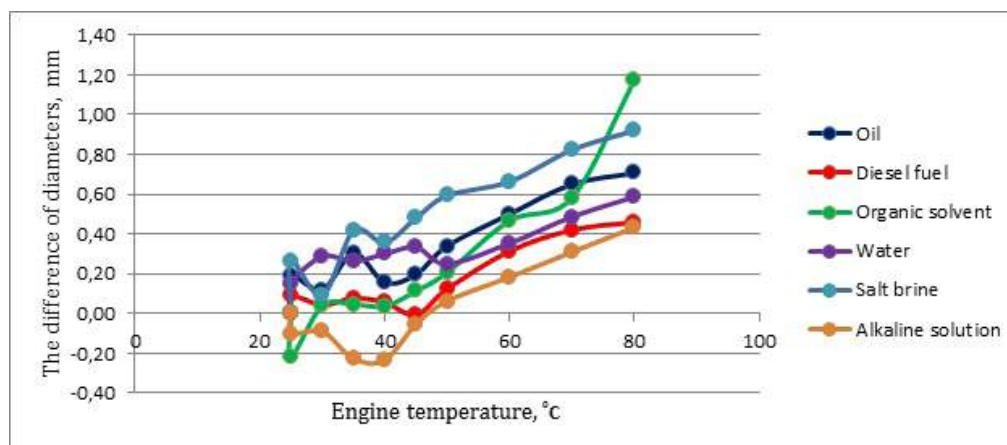


Fig. Changing the diameter of the samples IRP-1226 with increasing temperature while in liquid media

Table

The maximum deviations of the mass and volume of the original parameters

Solution	The maximum deviation from the initial mass, g (the temperature in the engine °C)	The maximum deviation from the original diameter, mm (the temperature in the engine °C)
Oil	+0,43 (70)	+0,71 (80)
Diesel fuel	+0,59 (50)	+0,46 (80)
Organic solvent	-0,39 (30)	+1,17 (80)
Salt brine	-0,14 (35, 80)	+0,92 (80)
Alkaline solution	+0,25 (40)	+0,43 (80)
Water	+0,2 (35)	+0,59 (80)



The analysis of the experimental data has revealed that during the experiment, all the samples experience the active change of the geometrical sizes and masses that may be associated with the actual features of the interaction of IRP-1226 liquid environments, and with not enough well-established experimental technique.

According to the results of the tests the influence of temperature on drilling mud samples IRP-1226 has been confirmed. The experiment has been static in nature, but that have not stopped to determine that the most intense changes occur in the environment of the organic solvent, salt brine, oil and diesel fuel. As it has been expected, the interaction of fluid samples IRP-1226 led to the swelling of the latter, the mass loss of the samples has been caused by the leaching of plasticizer from the elastomer.

#### References

1. Baldenko, D. F., Balenko F.D., Gnoevykh A. N. Screw hydraulic machine. part 2. Downhole motors. M.: OOO "IRTS Gazprom", 2007. – 470 p.
2. Korotayev, Y. A. Research and development of manufacturing technology of multistart screw gyratory mechanisms downhole motors: dis. ... doctor of technical Sciences : 05.02.08 / Korotayev Yuri Arsenijevic. – Perm, 2003. – 386 p.
3. Baldenko, D. F., Korotayev Y. A., Modern state and prospects of development of domestic drilling motors [Electronic resource] // the Magazine "Drilling and oil". Mode of access: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>.
4. The rubber compounds according to TU 2512-046-00152081-2003 [Electronic resource]// access Mode: <http://meda-group.ru/catalog/15/74>

### BERGBAUBETRIEB UND SEINE AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT

D.D. Schabunin

*Wissenschaftlicher BetreuerInnen Assistent B.R.Soktoev, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Dieser Artikel befasst sich mit den Besonderheiten der Bergbauindustrie und ihren Auswirkungen auf die Umwelt.

Der Bergbau ist ein Teil der Montanindustrie (lateinisch *mons*, deutsch ‚Berg‘). Man bezeichnet damit Aufsuchung und Erschließung (Exploration), Gewinnung sowie Aufbereitung von Bodenschätzen aus der oberen Erdkruste unter Nutzung von technischen Anlagen und Hilfsmitteln.

Nach der modernen umfassenden Definition gehören zum Bergbau das erforderliche Vermessungswesen (Markscheidewesen), Grubenbewirtschaftungsaufgaben (Bewetterung und Wasserhaltung), soziale Sicherungssysteme (Knappschaftskassen), spezielle Ausbildungsstätten (beispielsweise Bergakademien) sowie Bergaufsichtsbehörden. Als montanistisch bezeichnet man alle auf den Bergbau bezogene Sachverhalte. Im deutschsprachigen Raum waren und sind auch die Bezeichnungen Montanwesen, Gewinnung von Rohstoffen mineralischen und fossilen Ursprungs sowie Berg- und Hüttenwesen üblich. Die Gewinnung von Erdwärme (Geothermie) gehört ebenfalls in den Bereich Bergbau.

Je nachdem, ob die Lagerstätten der Bodenschätze in Bergwerken („unter Tage“; → Bergmannssprache) oder im Tagebau zu erreichen sind, gibt es unterschiedliche Abbauverfahren.

Bergbauliche Aktivitäten werden weltweit durch das jeweilige Bergrecht innerhalb der nationalen Gesetzgebung geregelt.

Ausmaß und Lage der Lagerstätten werden heute meist durch geophysikalische Exploration untersucht. Diese vorbereitende Tätigkeit wird häufig außerhalb des Bergbausektors, durch wissenschaftliche Einrichtungen und Behörden geleistet. Von der Vorgeschichte bis in die Neuzeit sind viele Lagerstätten – zum Beispiel Erzgänge – durch ihre Sichtbarkeit an der Erdoberfläche (Ausbisse) entdeckt worden. Eine künftig zunehmende Bedeutung wird der Abbau von Lagerstätten in der Tiefsee erhalten.

In Deutschland ist der Bergbau grundsätzlich durch das Bundesberggesetz geregelt, in anderen Ländern durch vergleichbare Rechtsvorschriften. Die öffentliche Stelle, der die gesetzliche Kontrolle übertragen ist, heißt Bergamt, in Österreich Montanbehörde. In der Schweiz ist die bergrechtliche Zuständigkeit bei den Kantonen angesiedelt.

Die älteste Form der Rohstoffgewinnung, die als Bergbau bezeichnet wird, geht auf die gelegentliche Nutzung von Feuersteinlagerstätten in der Steinzeit zurück. Kleine Arbeitstrupps begaben sich für einige Tage zu Feuersteinbergwerken, um Rohmaterial für die Herstellung von Geräten zu gewinnen. In steinzeitlichen Kulturen (Nordamerikas, Neuguinea) hielt sich diese Arbeitsweise zum Teil bis in die heutige Zeit. Auch die Ausbeutung mediterraner Obsidianlagerstätten gilt als das Werk von Gelegenheitsbergleuten.

Ein dauerhafter oder saisonaler Bergwerksbetrieb setzt eine Landwirtschaft mit Überschüssen und Handel voraus, da die Bergleute ernährt werden müssen, ohne selbst Nahrung produzieren zu können und selbst mehr Produkte erzeugen, als die Gemeinschaft verwerten kann. Die Voraussetzungen dafür waren in der Regel erst in der Kupfersteinzeit gegeben (Naqada-Kultur/ Kupferbergwerke von Timna in Ägypten). Irans Kupferbergwerke sind bereits steinzeitlich und über 6500 Jahre alt. Die Blütezeit der zyprischen Gruben begann vor 4000 Jahren.

Wahrscheinlich gab es gegen 3000 v. Chr. schon Erzgruben in Indien und China. Ein auf 3000 v. Chr. datiertes Goldbergwerk ist in Georgien belegt. Um 2500 v. Chr. begann die Kupferförderung in Mitteldeutschland. Eisenerz wurde ab etwa 800 v. Chr. in den Alpen abgebaut. In Mitteldeutschland legt ein Ofen aus der La-Tène-Zeit in Wilsdorf Zeugnis von Bergbau um 500 v. Chr. ab. Der Abbau von Steinkohle ist seit dem 9. Jahrhundert in England bekannt.

Die Blütezeit des mittelalterlichen Bergbaus in Zentraleuropa war das 13. Jahrhundert. Im 14. Jahrhundert ging er zurück, vor allem weil keine neuen Vorkommen entdeckt wurden. Ab Mitte 15. Jahrhundert stellte sich ein neuer

Aufschwung ein.

Im europäischen Mittelalter wurden hauptsächlich Silber-, Kupfer-, Eisen-, Blei- und Zinn-Erze abgebaut. Auch der Salz-Bergbau war von Bedeutung. Eine recht wichtige Rolle als Bergherren spielten dabei auch die Klöster. Vielfach vermittelten die deutschen Bergleute ihr Fachwissen in weiter entfernten Regionen, beispielsweise in Frankreich (etwa Elsass, Vogesen), Ungarn und Italien (beispielsweise Kupfererz in der Toskana). Der Prozess verlief teilweise auch im Rahmen der Ostkolonisation. An schwedischen Bergwerken waren deutsche Bergbau-Unternehmer beteiligt.

Wichtige Abbaubetriebe in der Habsburger Monarchie waren in Kärnten und im Tirol bis Trient. Der Schwazer Silberschatz wurde zum entscheidenden Faktor bei der Finanzierung der habsburgischen Weltreich-Pläne.

Die erste Bergordnung erließ 1185 der Bischof Albrecht von Trient. Das Bergregal war damals beim König, im Spätmittelalter wechselte es zu den Landesfürsten. Die Goldene Bulle enthielt auch eine bergrechtliche Rahmenordnung.

Eine wichtige Erleichterung bei der Fördertechnik wurde im Spätmittelalter der Pferdegöpel. Die aus Eisenblech gefertigte „Froschlampe“ begann sich gegenüber den zerbrechlichen Ton- und den teuren Bronzeguss-Lampen durchzusetzen; Brennstoffe waren hier tierisches Fett und pflanzliches Öl. Selbstverständlich wurde noch mit Handwerkzeug abgebaut.

Die Umweltauswirkungen und wirtschaftliche Umbrüche durch Einrichtungen von Bergwerken sind schon früh belegt. Vom Mittelalter bis in die Neuzeit findet man vielfache Kunde vom sogenannten „Bergeschrey“ und Goldräuschen. Halden und Verhüttung im Umfeld der Bergwerke führten bereits im Mittelalter zur Herausbildung einer Galmeiflora und Schwermetallrasen. Die Umweltgeschichte betrachtet den Bergbau im Umfeld der Industrialisierung wie anhand des Wandels von Industrie- und Kulturlandschaften und deren Wandel. Nach Günter Bayerl wurde bereits im 18. und 19. Jahrhundert Landschaft zu Industrievieren und Ballungsräumen wie sanierter und regulierter ‚Quasi‘-Natur verwandelt. Die speziellen Erfahrungen der neuen Bundesländer sind dabei von Belang für die Betrachtung der klassischen.

Grundsätzlich muss bei der Einrichtung eines Bergwerks unabhängig von der Art der Rohstoffgewinnung eine Infrastruktur geschaffen werden, die den Abtransport ermöglicht. Wenn sich das Abbaugebiet – wie heute häufig der Fall – in abgelegenen Wildnis-Regionen befindet, führt bereits der Bau von Straßen oder Eisenbahnen und die Schaffung von Arbeitersiedlungen zwangsläufig zu einer weitreichenden Beeinflussung der natürlichen Umwelt. Die Erfahrung zeigt, dass entlang der Verkehrswege im Laufe der Zeit weitere Anlagen und damit neue Siedlungen und weitere Straßen entstehen, die zumindest die Parzellierung der Naturlandschaften und die Zerstörung von Habitaten immer mehr verstärken.

Eine große Anzahl der Konfliktfelder indigener Völker geht auf Maßnahmen der Rohstoffförderung zurück. Ein anschauliches Beispiel für die Folgeentwicklungen von Bergbauprojekten ist der Bau der Erzbahn in Schwedisch Lappland, die seit dem Ende des 19. Jahrhunderts maßgeblich die Erschließung des kaum besiedelten Nordens vorangetrieben hat.

Besonders der Tagebau – der aufgrund des zunehmenden Bedarfes an Rohstoffen immer größere Ausmaße annimmt – ist die massivste Form der Landschaftsveränderung und hat weitreichende Auswirkungen auf den Naturhaushalt und den Grundwasserspiegel der betroffenen Regionen. Bei der Zerstörung bislang unbeeinflusster, natürlicher Ökosysteme nimmt der Tagebau heute im Vergleich zu Landwirtschaft, Besiedlung und Verkehr den ersten Platz ein. Bisweilen sind auch Siedlungen betroffen, die dem Tagebau weichen müssen. Ein bekanntes Politikum in diesem Zusammenhang ist der Tagebau Garzweiler in der Niederrheinischen Bucht. Andererseits sind damit auch Chancen der Erneuerung im Rahmen von Rekultivierungsmaßnahmen verbunden. Aufgelassene Gruben und Steinbrüche können zu wertvollen Biotopen werden. Die Einrichtung, Entwässerung, Bewetterung und Absicherung wie die Folgenutzung von Bergwerken und der zugehörigen Montanindustrie hat eine Vielzahl von Innovationen und Neuerungen im rechtlichen, planerischen wie unternehmerischen und technischen Umfeld zur Folge.

Neben den vorgenannten Auswirkungen kann der Bergbau zu verschiedenen Emissionen giftiger Stoffe in Luft und Wasser führen. Große Umweltskandale dieser Art mit erheblichen gesundheitlichen Risiken für die Bevölkerung wurden etwa von den Goldbergwerken Südamerikas bekannt, bei denen große Mengen hochgiftigen Quecksilbers in die Umwelt gelangen. Weitere problematische Stoffe bei der Gewinnung metallischer Erze sind Phosphor- und Schwefelverbindungen, Schwermetalle oder radioaktive Stoffe bei der Urangewinnung. Bei der Öl- und Gasförderung kommt es u. a. in Westsibirien oder im Nigerdelta durch dauerhaft defekte Anlagen (Bohrtürme, Pipelines u. ä.) zu einer enormen Verseuchung von Böden und Gewässern, die je nach Ökologie irreversibel sein kann.

Während die Bergbauunternehmen in den Industrieländern vielfach große Anstrengungen unternehmen, um diese Emissionen zu verhindern oder zu minimieren, sind die Auflagen und Maßnahmen in den Ländern der Dritten Welt oftmals ungenügend.

#### Literatur

1. „Bergbau“ in Entwicklungsländern – Herausforderungen und Handlungsansätze. (PDF) Website von Misereor
2. Helmut Wilsdorf: Kulturgeschichte des Bergbaus. Ein illustrierter Streifzug durch Zeiten und Kontinente. Verlag Glückauf, Essen 1987, ISBN 3-7739-0476-2, S. 15–49.
3. Neuere Tendenzen der umweltgeschichtlichen Forschung. Tagungsberichte Hsozkult, Graduiertenkolleg Interdisziplinäre Umweltgeschichte, Georg-August-Universität Göttingen, 2004, von Richard Hölzl, Isabelle Knap, Mathias Mutz.

**GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS OF BAZHENOV FORMATION  
IN EASTERN PART OF TOMSK REGION**

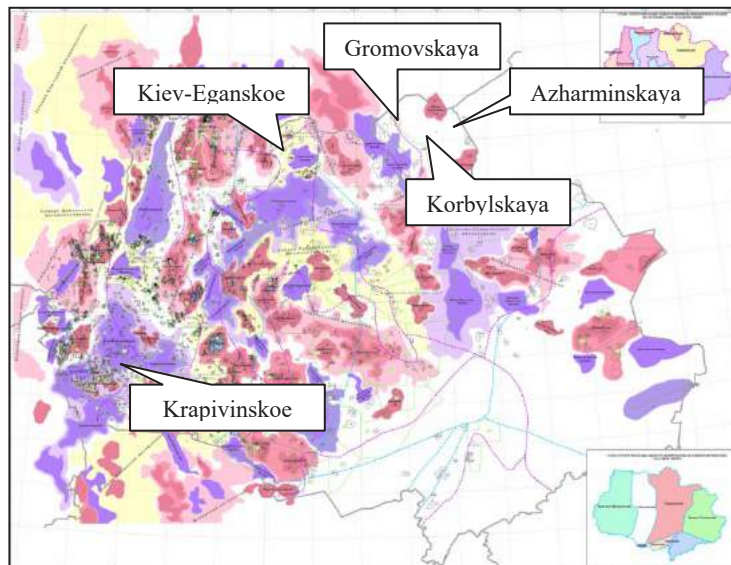
**A.B. Shakirov**

**Scientific advisors associate professor G.G. Nomokonova, associate professor I.A. Matveenko  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia**

Major oil and gas reserves of Tomsk region are located in the western part (Kaymyisovskaya, Middleobsskaya and Vasyuganskaya oil and gas bearing regions). Some oilfields were also found in western part of Payduginskaya oil and gas bearing region. According to provided geophysical and geological data the eastern part of Tomsk region is poorly explored. Recently hardly any oil or gas field has been discovered in the area.

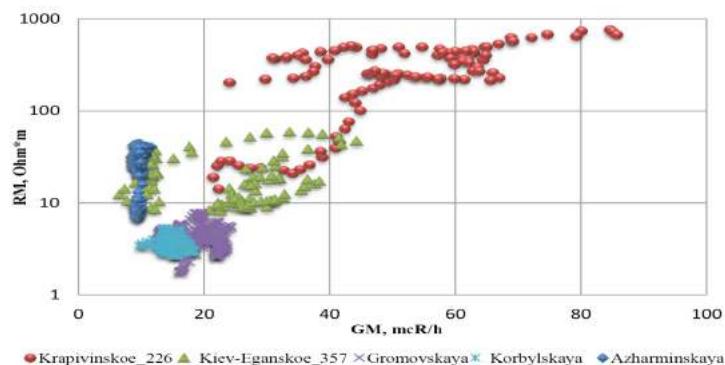
Hydrocarbon potential of west Siberian petroleum province is associated with Upper-Jurassic oil and gas complex (formation J1) and oil source bed – Bazhenov formation. Bazhenov formation is composed by mixture of shally, siliceous and carbonate rocks and contains anomalous amount of marine fauna – liquid bitumens. In eastern direction Bazhenov formation transforms into stratigraphical analogue called Marjanov formation.

The study is aimed to evaluate oil bearing potential of Upper-Jurassic complex located in the eastern part of Tomsk region using geophysical data interpretation results.



*Fig 1. Tectonic classification plan of Jurassic structural stage*

18 wells located in eastern part of Tomsk region have been subjected to a detailed analysis. The most representative wells are Gromovskaya well which is located close to west boundary of Pred'enisayskaya oil and gas bearing region; Krobylskaya well is located in the middle part of exploring territory; Azharminskaya well is located on eastern boundary of Tomsk region. All wells are characterized by standard well logging complex which includes resistivity method (RM), gamma-ray method (GM), neutron gamma ray method (NGM), caliper and others. Geological profile was studied from Kuznetsovskaya formation till basement rocks. For comparison the data from well 226 in Krapivinskoe oil field and well 357 in Kiev-Eganskoe oil field were used; the latter is located next to the west boundary of Payduginskaya oil bearing region (Fig. 1).



*Fig. 2. Cross-plot GM-RM; interval of Bazhenov-Marjanov formation*

The geophysical characteristics of the eastern part generally differ from the western one. Gromovskay well is the only well that has common features with geological profiles of western part. According to well logging data Upper-Jurassic complex is oil saturated but oil inflow was not obtained. Upper-Jurassic interval in other wells is water saturated.

The main difference between the geological profiles of the eastern and western parts can be observed in Bazhenov formation interval (figure 2). In the eastern part it has greater thickness and is hypsometrically higher. That fact indicates that there is a transition zone between the internal and external boundaries of West Siberia plate [2]. Bazhenov formation in the western part is characterized by great anomalies of resistivity and radioactivity and that criterion reflects oil source properties [1]. According to well logging data and the above mentioned criteria, Marjanov formation has lower oil potential.

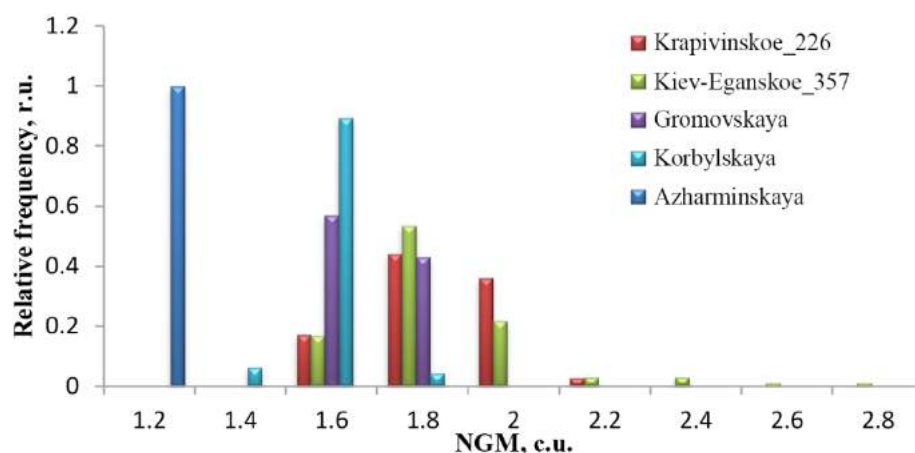


Fig 3. Bar graph of NGM values distribution in interval of Bazhenov-Marjanov formation

Statistical processing results of well logging data show that geophysical characteristics of Bazhenov (west part of Tomsk region) and Marjanov (east part of Tomsk region) formation logically changes in west direction (Krapivinskoe oil field→Kiev-Eganskoe oil field→ Gromovskaya well→ Korbylskaya well→ Azharminskaya well; Fig. 2,3). The main changes are associated with decrease in resistivity and radioactivity; correlability for pairs NGM-RM and NGM-GM (Table). The split of correlation points for Krapivinskoe, Kiev-Eganskoe fields and Gromovskaya well and shift of geophysical anomalies to the top of Bazhenov formation reflect the complexity of anomaly formation processes.

Table

Equation of constraints between NGM, GM and RM for Bazhenov and Marjanov formation

Krapivinskoe_226	Kiev-Eganskoe_357	Gromovskaya well	Korbylskaya well	Azharminskaya well
<b>Bazhenov formation</b>		<b>Marjanov formation</b>		
NGM = 0,0005RM + 1,6061 R <sup>2</sup> = 0,3513	NGM = 0,0042RM + 1,6849 R <sup>2</sup> = 0,0815	NGM = 0,0128RM + 1,5394 R <sup>2</sup> = 0,0638	NGM = 0,0134RM + 1,4608 R <sup>2</sup> = 0,0159	NGM = -0,0001RM + 1,0852 R <sup>2</sup> = 0,0065
NGM = 0,0078GM + 1,3618 R <sup>2</sup> = 0,6049	NGM = -0,0067GM + 1,9286 R <sup>2</sup> = 0,1022	NGM = 0,0072GM + 1,4566 R <sup>2</sup> = 0,127	NGM = 0,0115GM + 1,3354 R <sup>2</sup> = 0,103	NGM = 0,0088GM + 0,9973 R <sup>2</sup> = 0,081

The observed dependencies can be interpreted as follows: in western direction content of bitumens and oil decreases, that correlates with content of uranium; degree of rugosity is greater – result of shale minerals content increase and lower extent of carbonatization processes. Starting from Korbylskaya well interval of Marjanov formation has the same geophysical properties as typical shales. All those processes lead to decrease in oil potential of Upper-Jurassic complex. The only well that could contain oil in Upper-Jurassic complex in western part of Tomsk region is Gromovskaya well. The universal trends observed in geophysical data are due to the results of regional geological processes.

References

- Nomokonova G.G., Kolmakov A.J., Rastorgueva A.O., Parubenko I.V. Bazhenov formation-geophysical anomaly. Non-conventional hydrocarbon resources: distribution, genesis, estimations and development prospects. International conference, vol.6, pp.183-188, 12-14 November, 2013.
- Kontorovich V.A. Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the southeastern regions of west Siberia, Novosibirsk publishing house of SB RAS branch "GEO", vol. 237, pp.112-116, 2002.

**LOW-TEMPERATURE PROPERTIES INVESTIGATION OF FIELD A TANK OIL**

**S.A. Shtanko, A.S. Margert**

*Scientific advisor assistant professor L.V. Shishmina*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The origin and formation of paraffine deposits in oil treatment apparatus occur due to both indoor and outdoor environment factors: temperature and pressure conditions changes, oils mixing, surface-active agent impact. In view of the high risk of trouble and production volume decreasing up to the accidents in wells and pipelines this problem has to be solved at the reservoir and production engineering stage.

The aim of the research is to obtain the quantity of asphaltene deposits and the viscosity value in low-temperature region, chilling temperature of field A paraffine oil in Tomsk oblast to study the probability of paraffine deposition during the transportation of the oil from preliminary water removal unit to the transfer and assessment point of hydrocarbon liquids as thinning agent.

Field A transfer system includes two sections: 70 m lengthwise and 219 mm in diameter process pipeline without isolation and 29 km lengthwise and 219 mm in diameter interfield pipeline.

Thinning agent application for the preventing or removing high-molecular paraffine deposits is one of the most efficient paraffine deposits control method in the processes of oil production and transportation [1, 2].

Deposition quantitative evaluation was conducted on «cold finger» facility. The investigation results are shown in Table 1.

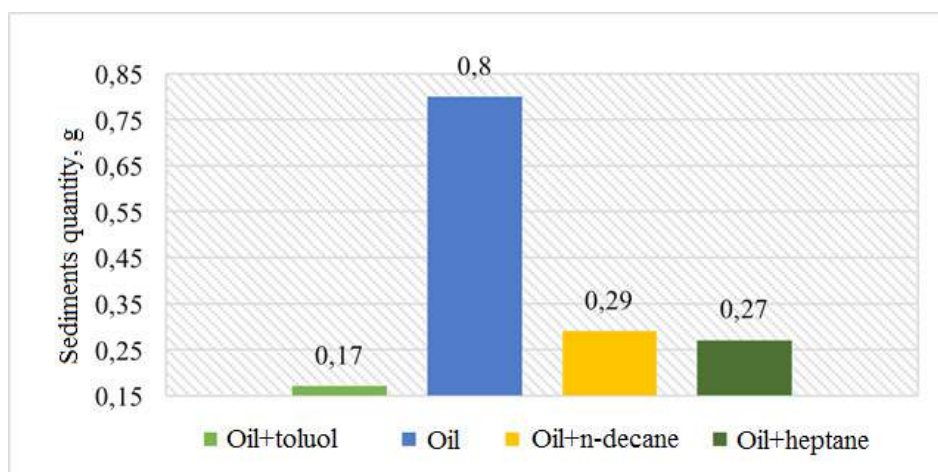
*Table 1*

*Oil temperature decrease impact on the quantity of deposits*

«Cold finger» temperature, °C	Deposit quantity from field A oil, g per 100 g of oil
Oilflow temperature is 50 °C	
40	0.1
15	0.19
5	0.8
-5	1.8

The main factor that influences the paraffine crystallisation temperature is the oil temperature decrease. It is known that paraffine solutions are apt to supersaturation. Consequently, slight balance disruption (pressure decrease, gas escape) causes paraffine crystallisation. However, if oil temperature is higher than paraffine crystallisation temperature, neither gas escape nor pressure decrease leads to wax precipitation.

For the analysis of thinning agent impact on deposits quantity n-decane, heptane, toluol and pentane were chosen. 7 vol.% of solvent were added, «cold finger» temperature was 5 °C, that is equal to autumn-spring period. The results are shown in Figure 1.



*Fig. 1. Solvent impact on deposit quantity*

All the solvents significantly decrease the deposit quantity, while the most efficient solvent is toluol: it decreases deposit quantity by 4.7 times.

To define chilling temperature measuring instrument of low-temperature characteristics «Kristall» was applied [3]. The results of this investigation are shown in table 2.

Table 2

Oil chilling temperatures and temperatures with solvents applied

Analyte	Chilling temperature, Tz, °C
Нефть	0
Oil+heptane	+2.6
Oil+pentane	+1.8
Oil+decane	+1.5
Oil+toluol	-4.9

The lowest chilling temperature, which constituted 4,9 °C, was reached by adding toluol to oil.

To define the dynamic viscosity in the laboratory conditions measuring instrument of low-temperature characteristics «Kristall» was applied. The results of this investigation are shown in Figure 2.

Thinning agents studied here show the activity in different temperature regions. The most significant viscosity decrease is observed when heptane and decane were added to the oil at the temperature of -25 °C and -20 °C, while the highest efficiency of pentane and toluol is achieved with the temperature between -20 °C and 10 °C.

It is necessary to notice that the oil viscosity decrease value after adding the thinning agent is not significant, especially in practically important temperature region: below 5 °C. The most significant decrease is established for system oil-heptane at 25 °C; it constitutes 753 mPa·s (Fig. 2).

Perhaps, more prospective solvent for the oil is toluol and heptane mixture that will prevent from significant deposit quantity at low temperatures and will maintain the minimum value of system viscosity.

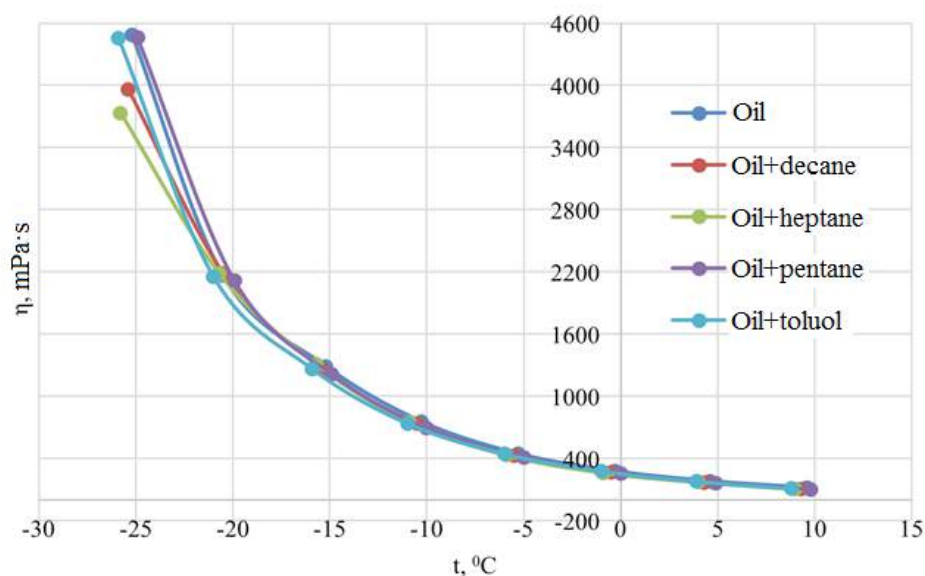


Fig. 2. Dynamic viscosity-temperature relationship

#### References

1. R.Martinez-Palou et al. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review / Journal of Science and Engineering, 2011. – v.75. – P. 274–282.
2. Glushenko, V.N. Neftepromyslovaja himija: ed. in 5 t. – M.: Interkontakt Nauka, 2009. // T.5. V.N. Glushenko, M.A. Silin, U.G. Gerin. Preduprezhdenie I ustranenie asfaltenosmoloparafimovyh otlozhenij. – 475.
3. Izmeritel nizkotemperaturnyh pokazatelej nefteproduktov INPN “Kristall”, rukovodstvo polzovatelya. – 11.
4. Podgotovka I transport problemnyh neftej (nauchno-practicheskie aspekty) / G.I. Volkova, U.V. Loskutova, I.V. Prozorova, E.M. Berezina // Tomsk: publishing house TSU, 2015. – 136.

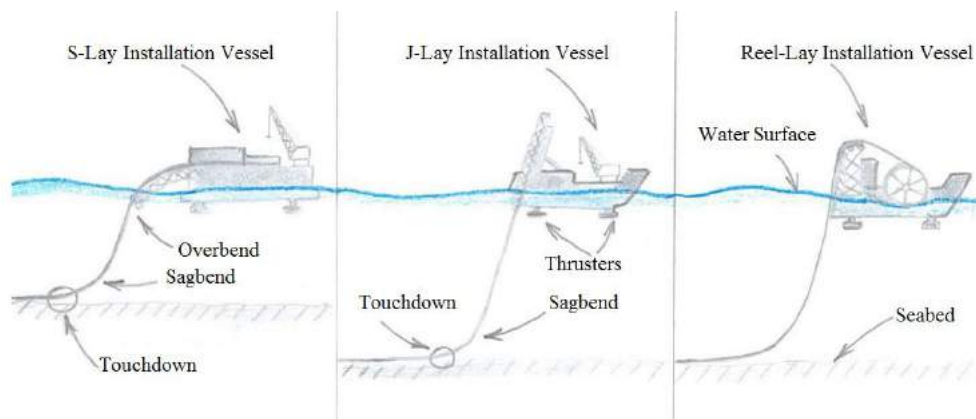
**DEEPWATER PIPELINE INSTALLATION METHODS.  
THEIR POTENTIAL APPLICATION IN THE ARCTIC.  
MODERN TECHNOLOGY AND FEATURES**

**V.V. Solovev**

**Scientific advisor professor P.N. Zyatikov  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia**

One of the most crucial challenges modern petroleum industry faces is the depletion of light hydrocarbon reserves. There are two possible ways to deal with this problem: the first is to significantly develop technologies such as hydraulic fracturing to produce heavy scavenger oil and the second is to go offshore, where oil and gas fields still contain much of light oil. This article is focused on the second way of dealing with an issue, particularly on construction of subsea pipelines. The most common methods of deepwater pipelines installation are mentioned in the article focusing on the S-Lay method as the most preferable for the Arctic offshore area.

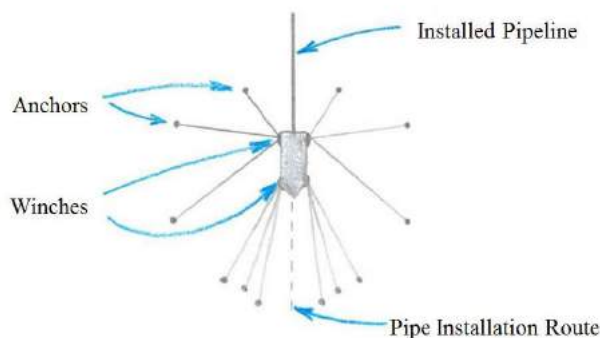
Installation methods are divided by three main factors: water depth, pipeline outside diameter and type of the pipeline or cable. Modern technologies allow installing rigid steel pipelines, flexible pipelines and umbilical cables. Rigid steel pipelines are commonly installed by four methods called S-Lay, J-Lay and Reel-Lay (Fig. 1) [1]. By far the most common method is S-Lay. This can be used for all water depths and for flowlines and export lines. However, it is the only method suitable for rigid pipelines installation in shallow water. J-Lay is used in deeper water. This method is slightly slower and it provides less pipeline stress near touchdown [2]. With Reel-Lay method, pipes are manufactured and assembled together onshore and either loaded onto a reel or towed to the destination by trailer vessels. These methods provide a faster laying process, however they are limited to the smaller diameters or lengths of pipelines. Another disadvantage is yielding of the pipeline as it is loaded onto the reel and once again when it is straightened while installing. However, when it leaves the pipeline installation vessel, it is installed in a similar manner to the J-Lay method with minimum stress at touchdown [2]. As for the flexible pipelines and umbilical cables, they are installed in a similar manner, but they face a lower stress because of the relatively non-robust nature [3]. Since Russian Arctic offshore area is mostly shallow (up to 75-100 m in depth) S-Lay method of pipeline installation is the most preferable among all of the mentioned ones.



**Fig. 1. Schematic illustration of three most common subsea pipelines installation methods**

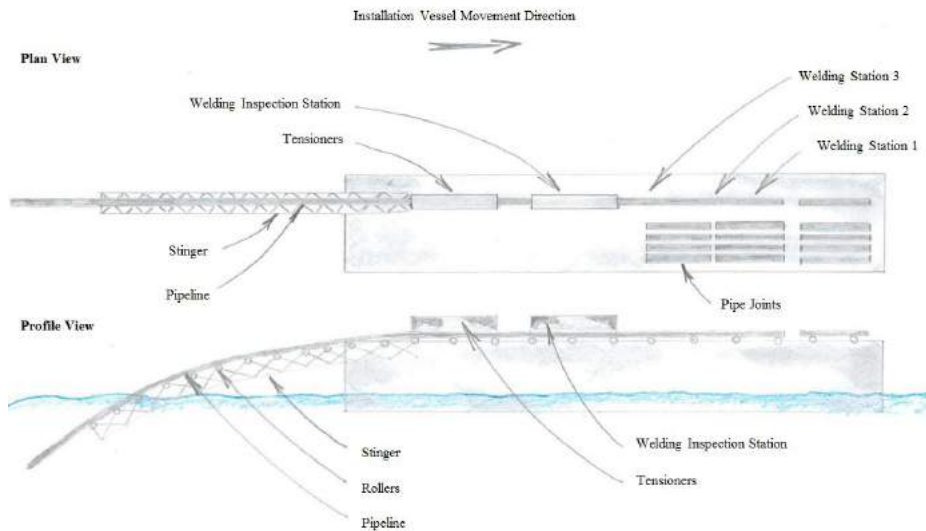
S-Lay method of installation takes its name from the shape of the suspended pipeline at the end of the installation vessel which lays from the stinger to the seabed. Stinger is a solid frame structure supporting the pipeline as it lowers into the water to avoid excessive bending stress by creating a curve shape. The most important feature of this method is that the vessel must provide great tension for the pipeline to hold its shape. The pipes are usually about 12 m long and manufactured onshore. Then they are transported to the installation barge where welded together at a firing line and coated (if needed) while running through the centre of the vessel out of the stern, down the stinger into the water.

As the pipeline is welded up, the barge is moving forward on an anchor system or by its own dynamic positioning thrusters.



**Fig. 2. Installation Vessel Anchor System**

One of the most famous S-lay installation vessels called ‘Saipem Castoro 7’ has 12 anchors (Fig. 2), and two anchor tugs moving one anchor at a time as the main vessel moves forward. The thrusters provide more precise control of the vessel which makes it easier to maneuver close to offshore structures than for anchored laybarges, which have to carefully position their anchor cables to avoid clashes [4]. Lay rate in this method mostly depends on how fast pipes can be assembled together, which in its turn depends on the efficiency of firing stations onboard and their number. For instance, S-lay vessel ‘Solitaire’ has seven workstations and all welding and coating processes are divided equally among them. Pipeline installation is a continuous (24 hour) process, which is fully explained, considering its cost it is important to complete the construction including line-pipe leaving the pipe-coating facility, double-joint length production, passage through the firing line and barge movement in a shortest period possible. Another limitation is treacherous weather, which is why pipelaying companies must use the advantageous calm periods of time in the most efficient way. Schematically the S-Lay process of installation is shown in Figure 3.



**Fig. 3. Detailed schematic illustration of S-Lay installation vessel in a Plan (upper part) and Profile (lower part) views**

Pipe-laying is a complex process, which requires many engineers and much equipment to be involved. Apart from the lay-barges a fleet of support vessels is used including pipe carriers, supply vessels, anchor handling tugs, guard vessels and survey vessels [1]. As for the Arctic, there is another crucial issue which is ice. There are not that many ways to overtake this problem. For example, in some areas it is possible to wait for a warmer period when ice disappears and start the installation. However, many areas are covered with the ice throughout the year that means the use of icebreakers is needed as the supporting operation. This makes the entire process much more expensive, but in such areas it is the only way, because currently there is no any pipeline installation vessel able to withstand and work independently in frozen water areas. All of vessels work together as team, constantly communicating one another, sharing data and current information about weather conditions, water behaviour and seabed state. The purpose of installation engineering is to calculate and find a way how a particular vessel will install a pipeline without or with a minimum damage applied [4].

In the article it is described how pipelines are installed in offshore areas. Focusing on the Arctic offshore area the most suitable option of installation is S-Lay method suitable to work in shallow water. However, there is a big issue with ice covered water long time every year. In order to resolve this issue might be either chosen short periods when water is free from ice (where possible) or used icebreakers as the supporting operation vessels, which makes the entire operation even more complex and expensive. However, it is worth doing considering the amount of hydrocarbons stored in the Arctic reserves and to be transported to the customers.

#### References

1. Guo, B., Song, Sh., Ghaleb, Al., Ran Lin T. Offshore Pipelines. Design, Installation, and Maintenance, 2014.
2. Kyriakides, S. Corona, Ed. Mechanics of Offshore Pipelines. Vol. I Buckling and Collapse, 2007.
3. Murphey, Langner. Ultimate Pipe Strength under Bending, Collapse and Fatigue. Proceedings of the 4<sup>th</sup> OMAE Symposium, Volume 1, 1985.
4. Palmer, An., King, R. Subsea Pipeline Engineering. 2<sup>nd</sup> Edition, 2008.



## SUBSEA UMBILICAL CROSS-SECTION DESIGN. STRESS PREDICTION OF ITS STRUCTURAL COMPONENTS

V.V. Solovev, P.N. Zyatikov, I.N. Kozyrev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Global energy market has been significantly grown for the last 30 years which means ordinary onshore methods of production, exploration and development will face with a challenge to meet the demand. One of the potential ways to meet this constantly growing demand is to develop offshore oil and gas fields, where it requires to use reliable equipment being able to withstand all the loads for as long as 20 or 25 years. One of the most important components in offshore production system is a subsea umbilical that is why it is necessary to perform a quality structural analysis before manufacturing to insure it suits the project conditions. This research is focused on two different configurations of subsea umbilical with five bounded hoses same diameter made of stainless steel. These hoses are used to transport hydraulic liquids, inhibitors and some other chemicals from offshore platform towards subsea production facilities to provide the continuity of the production process and improve its integrity.

Cross section design. The inner diameter was chosen based on the ones provided by one of the manufactures presented on the market. Designed and researched cross section designs are shown in Figure 1. The analysis was made to find the behavior of subsea umbilical under two main loads: axial and bending. The results for bending stress is not represented in this article, but will be discussed later.

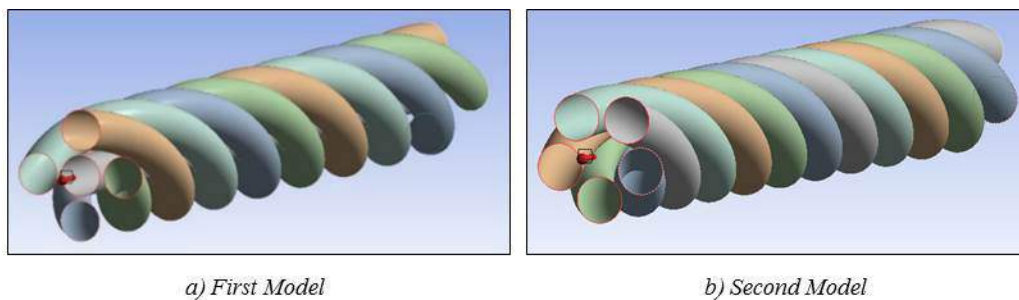


Fig. 1. Two models in axial loads simulation, where red arrows show the active axial force applied to one of the end of umbilicals

Simulation results. As it is shown in the Figure 2, the second model experienced smaller both the minimum and maximum loads under all five stages of stresses. However, under axial force of 15kN both model show almost equal results of maximum stress (221MPa and 209.77MPa, for the first and second models, respectively). The most obvious reason for this might be the yield stress of stain steel, which is 210MPa according to the ANSYS materials database [1]. When the applied force was between 10kN and 15kN the first model started to experience plastic deformation. However, the second model started to deform plastically under a much higher force of about 20kN. Considering that both models consist of the same size hoses made of the same material, the only reason for such results can be the difference in structure of cross section. The second model structure can withstand a higher axial stress. The difference between starts of the plastic deformation of two models is around 5kN. Graphically the results are presented in Figure 3 below.

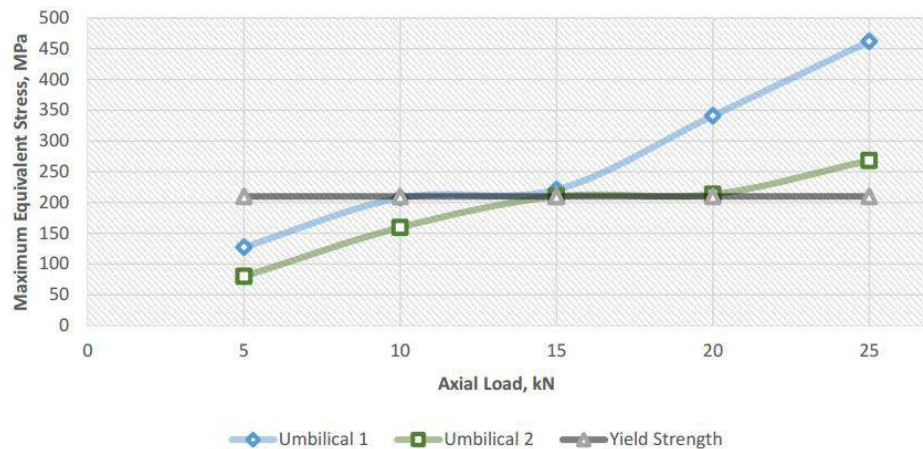


Fig. 2. Maximum Equivalent Stress (MPa) to Axial Load (kN)

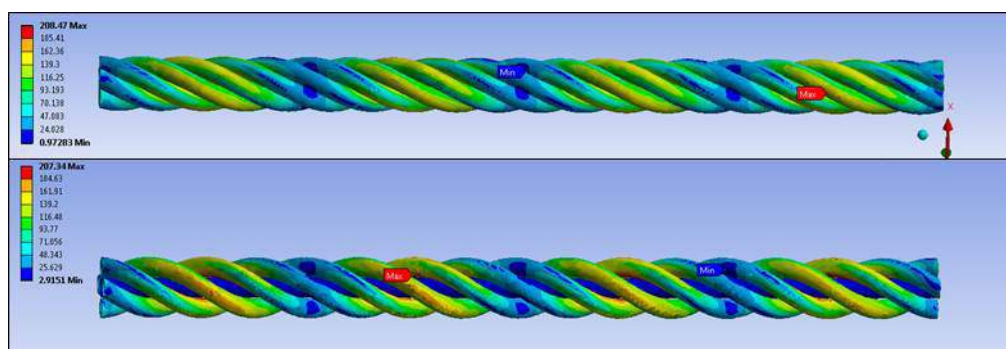


Fig. 3. Two Umbilicals Axial Stress (MPa) Pattern

Analytical calculation. The next step of this research is the verification of the results obtained from computer simulation which can be done by analytical calculations or by experiments. It is not possible to make the experiments at the moments due to lack of the materials and required equipment. However, there will be made analytical calculations, divided into three main stages: calculation of simplified model, where each of the metallic hoses is represented by a bounded beam, then there will be added empty cylindrical space inside along the length of each hoses, and lastly there will be added hydraulic fluid inside, which is the most similar to the real subsea umbilical working stage [3]. Besides, there will be done some calculations to understand the effect of heat transfer in the system on subsea umbilical structure considering the fact that ambient temperature varies significantly from around +30°C near the surface to about +30°C near the sea bottom. Temperature might affect both the umbilical and hydraulic liquids transporting through it [4]. The mathematical part is based on the variational principle of displacement, which states that virtual change of inner energy of deformation must be compensated by the same amount of external work applied to the object (Equation 1) [2].

$$\int_V \sigma_{ij} \delta \varepsilon_{ij} dV = \int_S f_i^S \delta u_i dS + \int_V f_i^B \delta u_i dV,$$

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (1)$$

where  $\sigma_{ij}$  – stress components;  $\varepsilon_{ij}$  – deformation components;  $u_i$  – displacement vector components;  $x_i$  – present-position coordinates;  $f_i^S$  – surface forces vector components;  $f_i^B$  – mass forces vector components;  $V$  – volume of deformed object;  $S$  – surface of deformed object, which the surface forces were applied to.

In conclusion, the results obtained after the computer simulation show that the second model is better than the first one in terms of axial force resistance. Moreover, the second model cross section design decreases the required outer diameter of subsea umbilical (67mm and 75.8mm for the second and first umbilicals, respectively), which makes this model better in terms of economic because it requires smaller amount of materials to produce the same length of umbilical than for the first model. It also significantly decreases the transportation and installation cost. Further studies will be focused on analytical verification of obtained data and analysis of heat transfer on the structural components and exploitation of subsea umbilical.

#### References

1. ANSYS Workbench Features. Accessed on 20.09.2016: <http://www.ansys.com/products/Structures/Impact>
2. Chen, X., Fu, S., Song, L., Zhong, Q. and Huang, X. (2013) ‘Stress analysis model for un-bonded umbilical cables’, *Ocean Systems Engineering*, 3(2), pp. 097-122.
3. Kozyrev, Ilya. Solving Excess Water Production Problems in Productive Formation [Electronic resource] / I. Kozyrev, P. N. Zyatikov, V. S. Deeva // *MATEC Web of Conferences*. — Les Ulis: 2016. — Vol. 72 : Heat and Mass Transfer in the System of Thermal Modes of Energy – Technical and Technological Equipment (HMTTSC-2016). — [01049, 4 p.].
4. Kramshonkov, Evgeny Nikolaevich. Protective Effectiveness of Porous Shields Under the Influence of High-Speed Impact Loading [Electronic resource] / E. N. Kramshonkov, A. V. Krainov, P. V. Shorohov // *European Physical Journal Web of Conferences (EPJ Web of Conferences)*. — 2016. — Vol. 110: Thermophysical Basis of Energy Technologies. — [01031, 6 p.].

## THE INFLUENCE OF ANTHROPOGENIC FACTORS ON THE PRODUCTION OF GOLD AND URANIUM MINING ON THE ECOSYSTEM

Sh.Sh. Sunnatulloev

Scientific advisor associate professor U.Z. Sharafutdinov  
Navoi State Mining Institute, Navoi city, Uzbekistan

Production of gold and uranium is one of leading sectors of the economy of every developed country including the Republic of Uzbekistan. Our country is ranked among first ten countries of the world for its row of important valuable minerals such as gold and uranium.

Gold and uranium-extracting mining-metallurgical production in the course of its performance brings damage to the natural balance of ecosystem. The extent of this impact is estimated by the way of analysis of soil, air, underground and sewage industrial water. In the midst of pollutants of the ecosystem detrimental, toxic, radioactive pollutants and their assemblage with soil, air, plants, drinkable water and with both underground water and sewage take special place.

Methods of estimation of influence of man-made factors of gold and uranium production upon the ecosystem are considered in this article.

Estimation of the anthropogenic impact of gold mining production on the ecosystem. Gold in Uzbekistan is mined with open-pit mining method as in many countries of the world. Wherein, diffusion of explosion dust and its sedimentation to sizeable territory that specifies pollution of the soil is observed. The extent of man-made impact depends on powerfulness of the explosion, depth of mining career, wind force's direction, duration of career exploitation and other factors.

The figure 1 illustrates analysis of the soil around anthropogenic object where incomplete enrichment of the soil with anthropogenic elements was occurred at the beginning of career exploitation when career's depth did not exceed 200 m. When imploding works were conducted, dispersed particles from surface of the career scattered around career depending on the wind rose. Further, thank to career's deepening, effect of the pollution reduced and at the moment (when depth of the career exceeds 600 m), ore particles that are lifted in to air during explosions, fall down back to the career. As a result, soil and ground pollution with man-made assemblages practically does not exist.

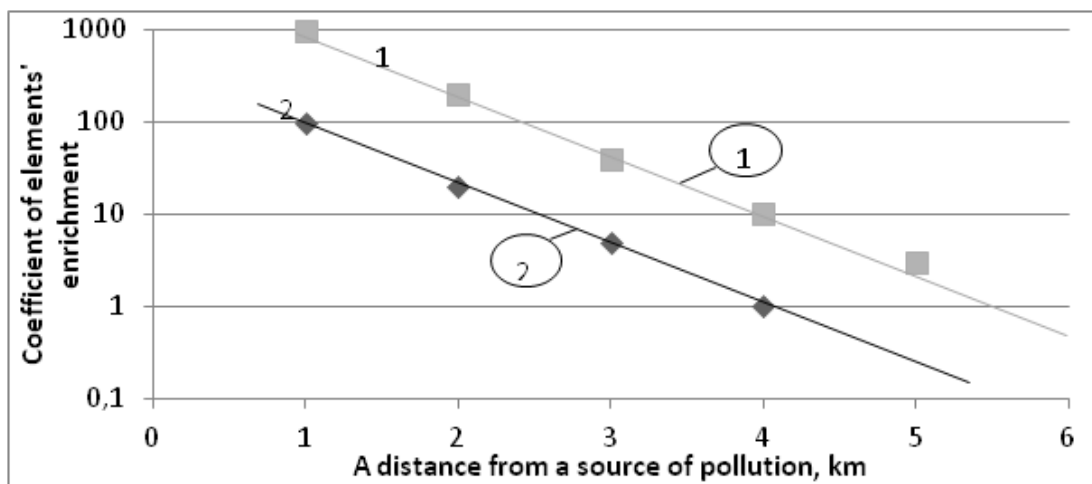


Fig 1. Change of average concentration of man-made elements from a distance to the source of pollution:  
1 – curve K of - arsenic, 2 – curve K of - gold

As can be seen from Figure 1 average concentration of elements (arsenic and gold) from a distance to the source decreases on particular distance over 4 km in our case and their concentration is equaled by Clark degree. This means that the impact of anthropogenic objects on the ecosystem is decreased maximally on a distance over 4 km.

Estimation of the anthropogenic impact of uranium mining production on the ecosystem. During the last 10 years we lead systematic control of following harmful and radiation-dosimetric factors:

- **In the soil:** samples were taken away from the depth of 0-0.5 m. from the place where equivalent dose rate (EDR) was measured, then  $A_{\text{ef}}$  - activity of total specific efficiency and  $K^{40}$ ,  $Ra^{226}$  – specific activity of spontaneous radionuclide of (natural) uranium  $Th^{232}$  were measured by gamma-spectrometric method in laboratory conditions.

- **In the air:** concentration of dust was determined by weighting, of HCN,  $NH_3$ ,  $NO_2$ ,  $SO_2$ ,  $H_2S$ ,  $H_2SO_4$ , Pb,  $P_2O_5$  by photo-colorimetric method, of radon's toron's, EDR's capacity in work rooms and in engines was determined by Search scintillation radiometer SRP-68 or dosimeter-radiometer DKS-96 radiometers, of volumetric activity of radon in the air of populated points and in the air of working zones was determined by ALPHA-GUARD device, of equivalent equilibrium of Equivalent equilibrium volume activity (EEVA) in the air of populated points and working areas was determined by device called "Poisk" and radon-WL-meter, of long living alpha nuclide in the air of populated points, in working areas and working rooms, of capacity of gamma-radiation was determined by sample selection from aspiration filters that work in persistent mode for inspection of aerosol spray into atmosphere.

**In the water, underground and industrial sewage:** dry residue, weighted substances, pH, oil products, anions

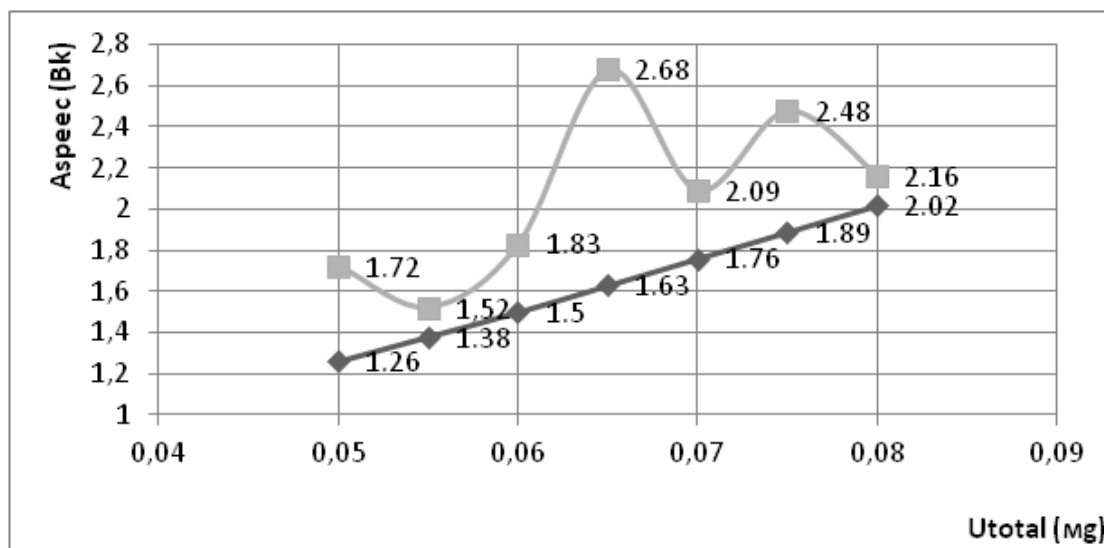
of - Cl<sup>-</sup>, NO<sub>2</sub><sup>-</sup>, NO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>-</sup>; cations of - Ca, Mg – by tetrometric method, Si<sup>+</sup>, F<sup>+</sup>, As<sup>+</sup>, Mo<sup>+</sup>, Al<sup>+</sup> - by photo-colorimetric method, nitrates, K, Na, Fe<sub>total</sub>, Cu, Mn, Pb, Co, Ni, Zn, Cr – by atomic-absorption method, selection of water samples and determination of spontaneous uranium, radium-226, polonium-210, thorium-232, radon into their content was executed by emanation method and total alpha and beta activity was measured with apparatus alpha-beta radiometer for measurements of small activities “UMF-2000”.

Besides above mentioned measurements not less important role plays systematic determination of size of radio-ecologic factors that are associated with affairs of uranium mining companies and appreciably affecting to radio-ecologic stability and purity of surrounding; particularly: extent of radioactive emissions to the atmosphere during calcinations of uranium final product.

*Inspection over radio-ecological conditions of uranium production.* Amount of air from ventilation systems of departments that process gold and uranium inputs may reach 700 m<sup>3</sup>/min. Particularly large jeopardy of air pollution is in departments of crushing in case of gold and in packaging points and in calcinations as well - in case of uranium. This requires application of the most efficient engineering decisions for maximal prevention of dust appearance in working atmosphere of departments, especially, external environment.

Admittedly, for the assessment of radioactive influence on health of working personal and on population systematic control of environment (air) is required. As far as uranium production is associated with treatment of radioactive materials, it is the most important and predetermining factor.

It is clear from the specter of Figure 2 that amount of specific activity depends on <sup>234</sup>U concentration of natural mixture of isotopes. The question is that <sup>234</sup>U owns high specific activity- (2.3\*10<sup>8</sup> Bk/g), whereas, specific activity of natural uranium mixture accounts for only 2.5\*10<sup>4</sup> Bk/g. Consequently, such difference of specific activity can be explained with the breach of isotope equilibrium of uranium isotopes because of the growth of <sup>234</sup>U isotope portion. This fact was confirmed by the results of our result products.



**Fig 2. Dependence of specific air activity on uranium concentration:**  
**1-lower line of dependence of specific activity of the air on uranium concentration in the time of radioactive equilibrium of uranium isotopes, 2-upper line of dependence of specific activity of the air on uranium concentration in the time of radioactive equilibrium breach of uranium isotopes**

It is widely known that maximum permissible concentration of uranium in the air of working zone accounts for 0.088 mg/m<sup>3</sup> in the industrial emissions maximum permissible discharge – 6.0 mg/s. large dispersed particles are less movable than small dispersed ones. In accordance to this, it is offered to eliminate appearance of small dispersed particles (aerosols) in to environment because of prolonged time of their appearance in the air. Appliance of nuclear filters which are made in united institution of nuclear research (Russia, Dubna city) with the size of pores 0.7-4.0 mkm in combination with conventional filters allowed develop original methodology of determination of fractional radioactive aerosol content in the air depending on climatic conditions and practical conditions of industry. The use of developed methodology of industry’s radio-ecologic control permitted to determine breach coefficient mechanism of radioactive equilibrium amongst uranium isotopes.

For checking authenticity of analysis’ results of isotope content of uranium with the use of – spectrometric analyzers “Ortec”, Analyst” and “Progress Alfa”, we compared with data of mass-spectrometric analysis. There was established permissible divergence between analysis methods.

According to accomplished perennial studies about assessment of anthropogenic influence of gold and uranium production on ecosystem, it can be concluded that around anthropogenic objects soil gets partially enriched by anthropogenic elements. At the moment in time this process practically does not exist. Concentration of detrimental and radioational-dosimetric ingredients around anthropogenic objects corresponds with established norms, and it does not exceed the value established by sanitary rules and norms.

## DEVELOPMENT OF GASOLINE BLENDING RECIPES TAKING INTO ACCOUNT VOLUME AND COMPOSITION OF THE INVOLVED FEEDSTOCK

E.V. Sviridova, M.V. Kirgina

Scientific advisor assistant M.V. Kirgina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Gasoline and diesel fuel are the most significant and important part of petroleum products which play crucial role in economics of Russian Federation. On a modern refinery, the most part of crude oil is being refined into motor fuels, primarily in gasoline. From year to year the total production volume of oil-products increases, along with the increase of oil conversion ratio; however, ecological and operational qualities of automobile gasoline have been tightened. This makes gasoline blending an important process for petroleum industry with the main goal to mix products of refinery processes in specific proportions and obtain a final blend that complies all quality requirements [1].

This multi-staged process is one of the most sophisticated technologies from the standpoint of economic efficiency. First of all, detonation resistance does not follow the law of additivity (octane number is a non-linear characteristic), it leads to more difficult optimization the process. In addition, equally important point lies in complexity of feedstock mixtures which consist of large quantities of individual hydrocarbons, in conditions of ever-changing feedstock composition. Considering all above mentioned factors, it appears to be impossible to formulate a universal blending recipe; existent recipes need to be revised in real time to correspond the changing conditions of blending.

Thus, optimization of trade gasoline blending process is an urgent industrial-oriented research direction in terms of the modern trends of annual increase in demand of high-octane gasoline. There is a large number of research works of domestic and foreign scientists dedicated to the study of aspects of this problem [2].

However, the most efficient way of optimization and of gasoline blending process and prediction of operational properties of blended gasoline is to apply modeling systems which use physic-chemical properties of hydrocarbons as a basis for calculations. The main role of such systems is to formulate economically feasible recipes of gasoline blending considering the composition of the involved feedstock.

During the research, complex system for optimization of gasoline production was developed (Figure 1). The following interconnected modules are presented in the system:

- Module of chromatographic data systematization;
- Module of detonation and physic-chemical characteristics calculation;



Fig. 1. The structure of complex modeling system for optimization of gasoline blending

The developed modeling system provides user with calculations of detonation properties and wide range of physical and chemical characteristics of gasoline and gasoline components including octane number, vapor pressure, density and viscosity of mixtures and precise hydrocarbon composition of each streams based on chromatographic analysis data. On the basis of this data, the system calculates an economically optimal gasoline recipe for different brands of gasoline.

Module of chromatographic data systematization: in this modeling system, chromatography data of feedstock streams serve as an input data for calculations of detonation characteristics. In view of the fact that hydrocarbon composition gasoline component streams varies significantly in set and number of hydrocarbons, the module of chromatographic data systematization “UniChrom” has been introduced into the system for unification and standardization of experimental chromatography data.

Systematization of the chromatography is an automatic process constituting the reclassification of hydrocarbons in the initial mixture to the set of 110 key components. This set serves as a baseline for high accuracy calculations of octane numbers of blending gasoline. This set includes both individual hydrocarbons and pseudo-components.

Module of detonation and physic-chemical characteristics calculation provides calculations for the following detonation characteristics of gasoline:

1. Octane numbers (RON, MON) of hydrocarbon stream involved into the blending process taking into account their non-additivity;
2. Mixture density, by the Mendeleev formula;
3. Mixture viscosity, by the Orrick and Erbar formula;
4. Saturated vapor pressure (SVP) by the Antuan equation;
5. Aromatics, olefins hydrocarbons and benzene percentage.

The main module is developed in Borland “Delphi 7” workspace combining a user-friendly interface, coordination, integrity of sub-components and stable functioning of system in general. It is possible to manually change flow rates of input streams [3].

Module of optimal gasoline blends: from the standpoint of economical profitability of the refinery, optimal blend of gasoline must ensure the biggest economic effect: Refinery has to use the cheapest raw materials for blending of gasoline with low market value (low-octane brands) and the cheapest raw streams, and high-octane raw streams for the most commercially demanded brands, respectively. Refinery tends to produce the maximum possible volume of gasoline,

using available stocks of raw stream; the product must comply with the demands of the Russian Technical Regulations and State Standard R 51866-2002.

In the research, a logical algorithm was compiled on purpose to formulate optimal blending recipes. In this algorithm, 12 typical hydrocarbon streams are involved into the blending process. Limiting conditions in recipes formulation are strictly regulated characteristics as RON, MON, SVP and content of benzene, aromatic and olefin hydrocarbons, sulphur and MTBE in trade gasoline of a specific brand.

The module of optimal gasoline blends formulation was developed in the workspace Borland “Delphi 7” on the basis of the algorithm flowchart of the logical algorithm is presented in Figure 2.

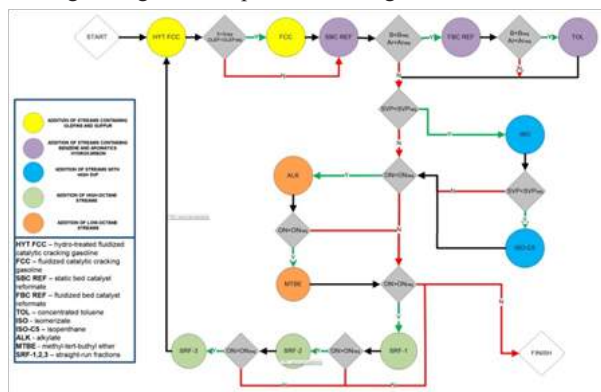


Fig. 2. Flowchart of the logical algorithm for optimal gasoline blends formulation

The developed algorithm automatically optimal gasoline blends on the basis of a formalized hydrocarbon composition of involved streams and predicts all detonation characteristics of blended gasoline. Gasoline blending is carried out step-by-step as well as recalculation of required quality characteristics.

Priority of using streams is chosen to way of the biggest resource saving production. So first use the lowest-quality (and therefore least expensive) components, and then, when that streams are consumed, or used as much as possible, involve more expensive components.

The proposed approach has several advantages: first of all, it becomes possible to respond to changes in composition of raw materials, develop “flexible” blending recipes and formulate recommendations for the involvement of streams with different composition when the blended to different brands.

Secondly, the algorithm is aimed to the efficient solution of several technological situations: production of the certain volume of gasoline, maximization of the particular brand yield, and combination of several gasoline brands with an ability to set “the priorities of sequence”.

Thirdly, the algorithm reflects the concept of resource-saving blending, which allows to saving the most expensive components, involving unspent reserves only into the production of high quality fuels and reducing of unwanted quality giveaways and production of off-grade gasoline. These measures are able to increase the economic efficiency of blending, using only internal resources of the refinery without additional investments.

During the work, optimal blending recipes for Premium-95 gasoline brand (Euro-5 quality) were formulated using the developed complex modeling system. Joint and separate production regimes are simulated. Also influence of changes in hydrocarbon composition of feedstock on detonation characteristics of gasoline is shown. In case of change to the worst-quality feedstock, correction of recipes allows avoiding production of off-grade gasoline; it is also possible to save high-quality components in case of change to the best-quality feedstock.

It was established that for resource-efficient maintenance of gasoline blending process it is necessary to correct blending recipes considering the hydrocarbon composition of involved feedstock and non-linear nature octane numbers throughout blending operations.

The developed modeling system allows increasing the efficiency of the gasoline production using only internal resources of the refinery with no additional investments and expenses. Corrections of gasoline blending recipes considering changes in composition of the involved feedstock allow avoiding undesirable quality giveaways trade gasoline and overruns of expensive components. The results show the concept of the resource-efficient gasoline production which makes large economical effect for the refinery.

### References

1. Smolikov M.D. The production trade gasoline at domestic refineries. Problems and solutions // Chemistry under the SIGMA sign: investigations, innovations, technologies: all-Russian youth school-conference.- Omsk, 2010.- pp. 251-252.
2. Kulkarni-Thaker, S., Mahalec, V. Multiple optima in gasoline blend planning // Industrial and Engineering Chemistry Research.- 2013.- Vol. 52, Issue 31.- pp. 10707-10719.
3. Ivanchina E.D., Kirgina M.V., Chekantsev N.V., Sakhnevich B.V., Sviridova E.V., Romanovsky R.V. Complex modeling system for optimization of compounding process in gasoline pool to produce high-octane finished gasoline fuel // Chemical Engineering Journal.- 2015.- Vol. 282.- pp. 1-12.

EINFLUSS DES EXTERNEN DONORS AUF DEN PROZESS  
DER PROPYLENPOLYMERISATION

O.D. Tarnovskaya

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin A.A. Trojan, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Zurzeit sind Polyolefinen die am meisten verbreiteten Polymermaterialien. Unter allen Polyolefinen nimmt Polypropylen würdigen Platz.

Polypropylen ist ein durch Kettenpolymerisation von Propen hergestellter thermoplastischer Kunststoff. Es gehört zur Gruppe der Polyolefine und ist teilkristallin und unpolar. Seine Eigenschaften ähneln Polyethylen, er ist jedoch etwas härter und wärmebeständiger. Polypropylen ist der am zweithäufigsten verwendete Standardkunststoff und wird häufig in Verpackungen verwendet. Die Dichte von PP liegt zwischen 0,895 und 0,92 g/cm<sup>3</sup>.

Polypropylen wird mit den folgenden wertvollen Eigenschaften charakterisiert: Stabilität zu den aggressiven Umgebungen, zu einigen Laugen, Säuren und organischen Flüssigkeiten. Polypropylen besitzt gute mechanische und isolierende Eigenschaften, hat gute Verarbeitbarkeit, wird gut gefärbt. Die Schmelz- und Dauergebrauchstemperatur von Polypropylen sind höher als die von Polyethylen, ebenso wie zahlreiche mechanische Eigenschaften (Steifigkeit, Härte und Festigkeit). Polypropylen-Homopolymer lässt sich dauerhaft zwischen 0 und 100 °C verwenden. Unterhalb von 0 °C wird es spröde.

Die wichtigsten Eigenschaften von Polypropylen sind: sehr niedrige Dichte; je nach Typ geringe bis hohe Steifigkeit. Härte und Zähigkeit; relativ gute Wärmeformbeständigkeit; opak bis transparent, letzteres durch ataktisches Polypropylen; ausreichend gute elektrische Eigenschaften; gute Medienbeständigkeit; geringe Kältezähigkeit bis ca. 0 °C gegenüber Polyethylen, Polypropylen-Copolymere sind etwas günstiger; ausreichende Witterungsbeständigkeit, bei längerem Einfluss muss stabilisiert werden; unproblematische Verarbeitung.

Polypropylen wird unter anderem für Verpackungen, Behälter, Folien, Fasern, Platten, Gehäuseteile (Haushaltsgeräte, Werkzeugmaschinen), Gartenmöbel oder Schläuche verwendet.

Polypropylen setzt sich aus n-Propyleneinheiten zusammen, wobei aufgrund der Stellung der Methylgruppen der Propyleneinheiten drei verschiedene Strukturen möglich sind (Abb. 1)

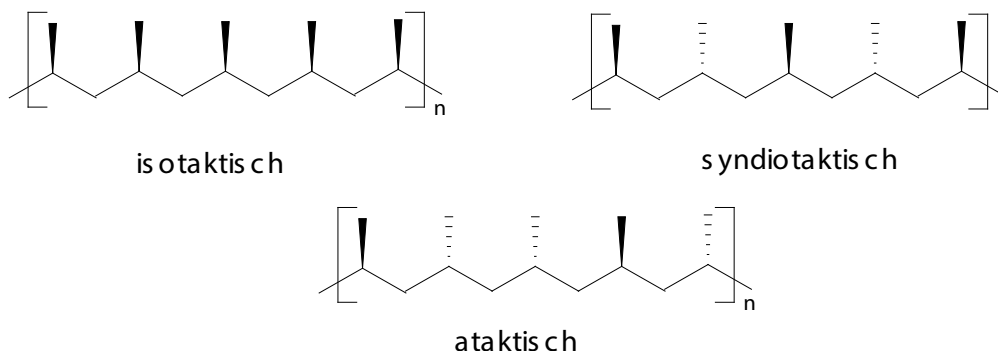


Abb. 1. Mögliche Regiostrukturen beim Polypropylen

Geschichte der Entwicklung von Polypropylen zeigt, dass die wichtigsten Meilensteine in seiner Entwicklung direkt auf die Verbesserung der Nutzung von katalytischen Systemen verbunden sind. Ziegler-Natta-Katalysatoren können stereospezifisch polymerisieren, wobei sowohl isotaktische als auch syndiotaktische Polymere resultieren können. Die Basis dieser Katalysatoren bildet eine Komplexverbindung aus TiCl<sub>4</sub> und AlR<sub>3</sub>. Titan-Aluminium-System hat verschiedene Entwürfe (Abb. 2) [2].

Einen bimetallicen Charakter besitzen die Strukturen I und II, während Komplex III monometallisch ist. Dabei liegt den Strukturen I und III ein monometallischer Polymerisationsmechanismus zu Grunde, wohingegen Komplex II nach einem bimetallicen Mechanismus polymerisiert.

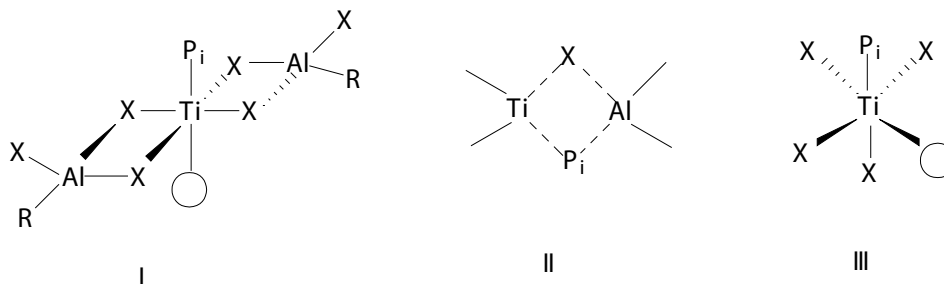


Abb. 2. Mögliche Strukturen für heterogene Ziegler-Natta-Katalysatoren; R: Substituent, X: Anion (z. B. Cl), O: unbesetzte Ligandenstelle, Pi: Polymerkette.

Zurzeit sind von den Hauptkatalysatoren für das Erhalten des Polypropylens sind Titanmagnesiumkatalysatoren der 4. Generation mit innerem Phthalatelektronendonator. Das Schema dieser Katalysatoren kann man in der folgenden Art  $MgCl_2/TiCl_4/D_1/D_2/TEA$  vorstellen. Als aktive Komponente enthält der Katalysator das vierchlorhaltige Titan auf dem Träger (hochdispergiert  $MgCl_2$ ). Die Zusammensetzung des Katalysators enthält auch stereoregulierend Elektronendonatorverbindung (innerer Donor  $D_1$ ). Für die Aktivierung des Katalysators ist es aluminiumorganische Verbindung (Triethylaluminium) in der Kombination mit zusätzlich stereoregulierend Elektronendonatorverbindung (externe Donor  $D_2$ ) notwendig.

Allgemein werden Donoren eingesetzt, um die Aktivität sowie die Regio- und Stereoselektivität zu erhöhen. Der externe Donor (ED) beeinflusst besonders die Aktivierungsphase des Katalysators. Aus chemischer Sicht vermindert er das Reduktionspotential des Triethylaluminiums, indem er mit ihm den Komplex bildet. Das komplexe Triethylaluminium ist weniger aktiv, wodurch der Überreduktion des Titans stark verringert wird.

Es gibt mehrere Klassen von externen Donors: Ester (normalerweise Benzoesäure), mehrzählige Phosphin- Oxide, verschiedene Alkoxysilanverbindungen (Alkyl -, Cycloalkyl -, Alkoxidverbindungen von Silicium mit verschiedenen Zusammensetzungen vorzugsweise Dimethoxysilan mit Isopropyl, Cyclopentyl -und Cyclohexylgruppen). Unter allen Arten breitest, eben ist was wichtig, die industrielle Anwendung haben Alkoxysilanen bekommen. Alkoxysilane (AS) ist Typ der Verbindungen ( $R_nSi(OR)_{4-n}$ ), wobei R ist ein Kohlenwasserstoffrest, OR ist Alkoxygruppe.

Der Einfluss von externem und internem Donor auf die katalytische Aktivität wurde bereits in mehreren Arbeiten ausführlich untersucht. So fand Albizzati et al., dass die Anfangsaktivität mit steigender Menge an externem Donor, in dem Fall ein Alkoxysilan, zunahm. Zum gleichen Befund gelangte auch Sacchi et al., der Phenyltriethoxysilan (PTES) als externen Donor sowie Diisobutylphthalat als internen Donor untersuchte.

Einen Schritt weiter ging Weickert, der die Polymerisation mit einer geringen Menge an externem Donor startete und nach einer gewissen Zeit Triethylaluminium oder Alkoxysilan nachdosierte. Anfänglich war die Katalysatoraktivität sehr gering und nahm nach der Zudosierung von externe Donor oder Triethylaluminium jedoch deutlich zu. Darüber hinaus beeinflusst der externe Donor die Stereoselektivität der aktiven Zentren und damit die Produkteigenschaften des Polymers.

Spitz et al. berichtete, dass die Reaktionsrate ansteigt, wenn das Verhältnis ED/TEA zwischen 0 und 0,05 liegt. Zudem beschreibt er einen Mechanismus für die Aktivierung durch Alkoxysilan. Demnach wandelt das Alkoxysilan aktive Zentren, die gering isotaktisches Polypropylen produzieren, in hoch isotaktische Zentren um.

Generell ist die Aktivität hoch isotaktischer zentren größer, weil die Wachstumsgeschwindig-keitskonstante größer ist. Allerdings steigt die Aktivität durch die Addition von Alkoxysilanen nur bis zu dem Punkt, an dem die Konzentration an Alkoxysilan so groß ist, dass die aktiven Zentren inhibiert werden.

In seiner Arbeit M.C. Sacchi und seine Kollegen haben versucht, die strukturellen Parameter von Alkoxysilan zu identifizieren, die sich auf die Stereospezifität der Polymerisation von Propylen beeinflussen. So, nach Ihrer Meinung, wenn ein externer Donor eine ziemlich «sperrig» Kohlenwasserstoffradikal (Z. B. phenyl, tert - und isobutyl) enthält, so wird es zur Schwierigkeit der Dekontamination der unsterespezifischen aktiven Zentren bringen. Wenn der Kohlenwasserstoffradikal klein (zum Beispiel, eine Metylgruppe) ist, so wird die unselektive Vergiftung wie der unsterespezifischen aktiven Zentren, als auch hochsterespezifischen der aktiven Zentren gehen. Im Endeffekt kann es zum Produktivitätsrückgang des Katalysators bringen.

In der Arbeit [3] betonten die Autoren die Aufmerksamkeit auf der Rolle des Umfanges der Alkoxygruppe. So soll nach ihrer Meinung, Alkoxygruppe viel zu groß nicht sein, da sich mit der Vergrößerung ihres Umfanges die koordinierende Fähigkeit verringert. Bedeutet es verringert sich auch die Zahl des Donors auf der Oberfläche des Trägers.

In der Literatur sind die Ergebnisse über den Einfluss des externen Donor verschiedener Struktur: Phenyltriethoxysilan (Vollzeitäquivalente) Dicyclopentyl (DTSPDMS) diizopentildimetoksisilan (DIPDMS), Isopropyl-propildimetoksisilan (PiPDMS), Di-n-propildimetoksisilan (DnPDMS) auf die Molekularmassencharakteristiken des bekommenen Polypropylens auch vorgestellt.

Mit der Ergänzung des externen Donors ins katalytische System verschiebt sich die Kurve der Molekularmassenverteilung ins Gebiet der höheren molekularen Massen. Es ist mit der Vergrößerung des Ausgangs des stereoregulierten Polypropylens verbunden, das die höhere molekulare Masse hat. Jedoch ändert sich der Anteil der Fraktion mit der verhältnismäßig niedrigen molekularen Masse weniger, dass zu einer Ausdehnung der molekular-Massenverteilung letzten Endes bringt.

#### Literatur

1. Dingenouts N., Horvath A. Polymerpraktikum: Grundlagen. Versuchsbeschreibungen. – KIT: Karlsruher Institut für Technologie. – Stuttgart, 2015. – 295 S.
2. Funck A. Synthese von Polyolefin/CNT Nanocomposites durch in situ Polymerisation mittels Metallocen/MAO Katalyse [Электронный курс]. – Режим доступа: URL: <https://www.chemie.uni-hamburg.de/bibliothek/2008/DissertationFunck.pdf>.
3. Hoff M. . Polymerisation sterisch gehinderter Alkene mit single-site Katalysatoren [Электронный курс]. – Режим доступа: URL: <https://www.chemie.uni-hamburg.de/bibliothek/2007/DissertationHoff.pdf>.
4. Johannsen M. Metallocen-katalysierte Synthese von polaren Olefin-basierten Makromonomeren [Электронный курс]. – Режим доступа: URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/35189880.pdf>.
5. Patzlaff M. Kinetische Untersuchung der Polymerisation von Propylen mit neuartigen Ziegler-Natta Katalysatoren in Gas- und Flüssigphase [Электронный курс]. – Режим доступа: URL: [https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/1702/1/Dokument\\_12.pdf](https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/1702/1/Dokument_12.pdf).



## ANALYSIS OF SHORT-TERM WELL OPERATION AND RECOMMENDATIONS FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP OPTIMIZATION

K.V. Tsivelev

*Scientific advisors associate professor O.S. Chernova  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

Using of continuous well operation of Electric Submersible Pump (ESP) for low productivity well stock has one significant disadvantage, such as inability to change the pump performance effectively without a well remedial work. A throttling is used for this purpose. However, it reduces the effectiveness of ESP, while increasing power consumption. Automatic periodic well operation (high values of pumping and accumulation times) has several disadvantages such as loss of oil production rate, increased energy consumption and difficulties in well operation during winter. Based on result of industrial tests, the reduction of power consumption and increasing of the production rate were achieved by using of periodic short-term well operation.

In fact, the entire low productivity well stock is allocated between ESP and rod pump artificial methods while alternative production methods are insignificant in the considered wells. Giving preference to a particular method of well operation, oil and gas companies are trying to provide the highest possible level of oil production at minimum total unit costs. This is achieved by reducing capital and operating costs.

Periodic short-term well operation (ESP) is the pumping from a well alternating with accumulation of incoming fluid from a reservoir. In another words, the pump is only operating when there is certain level of fluid accumulated in a well. During fluid accumulation the pump is in the standby mode. The pump, which is used for production, has 3 to 5 times higher delivery rate than reservoir inflow.

This mode of well operation increases the efficiency of low productivity wells. This is due to the fact that more powerful performance pumps have higher efficiency compared to low productivity pumps. Periodic short-term well operation allows increasing the mean time before failure of the wells. In this mode pump operates only part-time and for the rest of the time is inactive, thus it does not wear out as much. It can be concluded that periodic short-term well operation also helps to reduce the influence of mechanical impurities and scaling deposition, since larger pumps have larger flow section diameter [2].

The purpose of this paper is to analyze the technological effect of the proposed mode of periodic short-term well operation as well as development of recommendations for selection and cyclical operation mode of submersible equipment based on the example of oilfield A.

Methods of research included mathematical calculations of pumping and accumulation times. The cycle time (sum of pumping and accumulation times) is directly affected by liquid production. Dynamic head decreases when liquid is accumulated in the well. Correspondingly, the bottomhole pressure increases, while drawdown and reservoir inflow decrease. Therefore, it is necessary to approximate the average bottomhole pressure to the target bottomhole pressure. Average bottomhole pressure is the average value between the upper and lower boundaries of pressure at the start and stop of ESP. The target bottomhole pressure is the minimum pressure that is achieved at the end of the cycle of liquid pumping from the well [3]. Two methods used for calculation of cycle time: calculation based on well production data and calculation based on downhole pressure gauge.

The results of calculation are shown on the example of one of the wells, which is exploited in periodic short-term well operation. Calculation based on downhole pressure gauge is more preferred because this data is the basis for cycle time well operation determination. Consider one of low productivity wells, which has downhole pressure gauge data. Measurement of dynamic level build-up curve is presented in Table 1.

*Table 1*

*Dynamic level build-up data*

Time, hour:min:sec	Downhole pressure gauge, atm	Dynamic level, m	Change in level, m	Reservoir inflow, m <sup>3</sup> /hour	Liquid rate, m <sup>3</sup> / day
03:58:53	35	2482			
04:58:52	39	2426	56	0.77	18.6
05:58:51	42	2382	44	0.60	14.4
06:58:50	45	2341	41	0.56	13.5
07:58:48	48	2298	43	0.59	14.2
08:58:47	51	2256	42	0.57	13.7
09:58:46	53	2228	28	0.39	9.3
10:58:45	56	2186	42	0.58	13.9
11:58:44	58	2158	28	0.39	9.3
12:58:43	60	2129	29	0.39	9.5
13:58:42	62	2101	28	0.38	9.1
14:58:41	64	2074	27	0.38	9.0

This data helps to find the dependency of the reservoir inflow relative to dynamic level, which in turn directly influences bottomhole pressure. The reservoir inflow is calculated as follows [1]:

With increase of fluid level in the well, the reservoir inflow should decrease due to increased bottomhole pressure. However, contradictory information is obtained according to the calculations presented in Table 1. As the fluid level increases, the reservoir inflow starts to fluctuate. The reason for such fluctuations is limited downhole sensors instrument resolution. To resolve the problem, it is recommended to interpolate the values of dynamic levels by smooth curve using the trend line, such as a third-order polynomial equation. After that new values of reservoir inflow are derived using the interpolated curve.

The problem of determination of the cycle time is to find the maximum liquid level in the well when the pump starts to work. It is necessary to consider the maximum allowable percent deviation from the target production rate, minimum flow rate required for cooling the motor and the maximum allowable number of pump starts per specific time period. It is also necessary to take into account the reservoir inflow during pump operation.

Accumulation time from the target level to maximum level is determined by using the dynamic level build-up curve.

Table 2 shows that the variations in cycle time change the current dynamic level, respectively, average bottomhole pressure and flow rate change.

Table 2

*Dynamic level build-up data*

Cycles in day	Dynamic level, m	Pumping time in one cycle, hour:min:sec	Accumulation time in one cycle, hour:min:sec	Liquid rate, m <sup>3</sup> /day
	2480			
<b>87</b>	<b>2470</b>	<b>0:5:38</b>	<b>0:11:00</b>	<b>18.61</b>
44	2459	0:11:08	0:22:00	18.49
<b>22</b>	<b>2439</b>	<b>0:21:50</b>	<b>0:43:59</b>	<b>18.24</b>
15	2420	0:32:06	1:05:59	18
8	2373	0:56:03	2:00:58	17.42
4	2274	1:44:59	4:12:55	16.13
3	2216	2:12:09	5:40:54	15.36
2	2106	3:01:42	8:58:50	13.87

When the number of cycles per day is increased from 22 to 87, the liquid flow rate is increased by 0.37 m<sup>3</sup>/day. The difference in oil production rate for considered well is 0.3478 m<sup>3</sup>/day, and the difference in monthly oil production rate is 10.434 m<sup>3</sup>/month when water cut is 6%. The increased number of ESP start-ups can cause a reduction in the mean time before failure. Therefore, it is necessary to take into account economic and technological parameters.

Field A wells, operated in periodic short-term well operation mode are utilized on hourly bases cycles. According to the calculations conducted during the study, it can be concluded that reduction in cycle period leads to increased fluid flow rate by 2-4% at the expense of reduced target bottomhole pressure. In such case, the probability of equipment breakdown is increased due to higher frequency of start-ups and shut-downs. Therefore, operation in such mode can produce higher equipment loads, which can be minimized by using variable frequency drive technique.

#### References

1. Application instruction for periodic short-term well operation on low productivity well stock: "Gazpromneft - Research and Development Center" St. Petersburg, 2013. – p. 20.
2. Lapshin A.A. Exploitation of low productivity wells by ESP in short-term well operation mode. Engineering Practice. – Moscow: Publishing House "Energy Press", November, 2014 – p. 14-20
3. Yakimov S.B. The state and prospects of technology using for low productivity wells in JSC "Rosneft". Engineering Practice. – Moscow: Publishing House "Energy Press", November, 2014 – p. 4-12.

## FAKTOREN DES KLIMAWANDELS

E.V. Vasina

*Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin M.V. Reschetko, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Der Begriff des Klimawandels ist ein Überbegriff für die Veränderungen des Klimas auf der Erde. Es ist ein Begriff der sich hauptsächlich mit der globalen Erwärmung und deren möglichen Ursachen für natürliche Klimaveränderungen beschäftigt. Aber auch der menschliche Faktor spielt beim Thema Klimawandel eine unterschätzende Rolle. Wenn man den Begriff der globalen Erwärmung verstehen will, so muss man zunächst zwischen dem Begriff Klima und dem Begriff Wetter zu unterscheiden lernen. Hier besteht nämlich ein grundlegender Unterschied. Mit dem Begriff Wetter wird eine zeitlich begrenzte lokale Atmosphäre beschrieben, während man mit dem Begriff der globalen Erwärmung wird das Wetter über einen langen Zeitraum betrachtet. Normalerweise beobachtet man hierbei das Wetter über einen Zeitraum von etwa 30 Jahren. Der Begriff der globalen Erwärmung kann zuweilen auch tückisch sein. Denn auch wenn die Temperaturen rund um den Globus ansteigen, so kann es kurzfristig in einzelnen Regionen der Welt dennoch zu Kältewellen kommen. Auch lässt sich beobachten, dass die Durchschnittstemperaturen auf der Erde aufgrund von sogenannten Rückkopplungsprozessen im Klimasystem ansteigen. Dies kann regional sehr unterschiedlich ausfallen. Ein Beispiel für einen solchen Prozess wäre die polare Amplifikation.

Vom Klimawandel kann man derzeit in allen Zeitungen lesen. Das globale Klima, also alle Erscheinungen, die für den Zustand der Erdatmosphäre an einem Ort verantwortlich sind und das Wetter beeinflussen, verändern sich. Dabei ist der Mensch nach Ansicht der Mehrheit der Wissenschaftler zu einem wesentlichen Teil selbst Schuldige an der Veränderung dieser Umstände. Eine besonders negative Rolle spielt das Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). Nach Meinung vieler Experten trägt es zur Erscheinung so genannten Treibhauseffekt bei.

Der Treibhauseffekt: Als Dominante Ursache für den Klimawandel wird nämlich der so genannte Treibhauseffekt angesehen. Mit dem Begriff natürlicher Treibhauseffekt wird die Erwärmung eines Planeten durch Treibhausgase und Wasserdampf in der Atmosphäre umschrieben. Die dafür in der Atmosphäre verantwortlichen Gase werden häufig als Treibhausgase bezeichnet. Hätte unsere Erde diese natürlich Atmosphäre nicht, würde die Oberflächentemperatur auf unserem Planeten etwa -18°C betragen, sie beträgt jedoch heute ca. +15° im Durchschnitt. Selbst eine Atmosphäre aus reinem Sauerstoff und Stickstoff, die ja die Hauptkomponenten (99%) unserer Atmosphäre bilden, würde daran nichts Wesentliches ändern. Unsere Erde wäre eine Eiswüste. Wissenschaftlich betrachtet steht der „atmosphärische Treibhauseffekt für einen Wärmestau der Sonnenstrahlen. Daneben gibt es aber noch den anthropogenen Treibhauseffekt. Hier werden die natürlich vorhandenen Treibhausgase (z.B. CO<sub>2</sub>) durch menschlichen Einfluss vermehrt oder durch neue Stoffe (FCKW- Fluorchlorkohlenwasserstoffe) ergänzt. Dies hat natürlich Auswirkungen auf unser Klima. Eine erhöhte Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre führt zwangsläufig infolge des verstärkten Treibhauseffekts zu einer Erhöhung der Temperatur der Erdoberfläche und der unteren Atmosphäre. Die Konzentration der langlebigen Treibhausgase nimmt systematisch zu: Seit Beginn der Industrialisierung bis heute bei Kohlendioxid um ca. 30%. Hauptursache für diese bedrohliche Beobachtung ist mit 50% die Nutzung fossiler Brennstoffe. Besonders viel Kohlendioxid wird bei der Stromproduktion in Kohle- und Gaskraftwerken erzeugt. Menschen beeinflussen daher durch den vermehrten Ausstoß von CO<sub>2</sub>, das Klima. Das CO<sub>2</sub> wirkt vereinfacht ausgedrückt, wie das Glas im Treibhaus. Es ist durchlässig für die Sonnenstrahlung, verhindert aber die Wärmeabstrahlung unseres Planeten in den Weltraum. Durch diese Begebenheit besteht die Gefahr der Globalen Erwärmung.

Anthropogene Aerosole, die wie Kohlendioxid bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzt werden, im globalen Mittel zu einer Abkühlung des Erdbodens beitragen. Dabei unterscheidet man zwischen „direkten“ und „indirekten“ Aerosol-Effekten. Durch den „direkten“ Effekt dringt in einem Aerosol belastete Atmosphäre weniger Sonnenlicht zum Erdboden und zu Ozeanoberflächen durch, wodurch diese sich abkühlen. „Indirekte“ Aerosol-Effekte beschreiben den vielfältigen Einfluss von Aerosolen auf Wolken. Aerosole stellen zusätzliche Kondensationskeime zur Wolkentropfenbildung bereit. Dadurch bestehen Wolken aus mehr und somit kleineren Tropfen, was die Reflexion von Sonnenstrahlung durch die Wolken erhöht und so einen abkühlenden Effekt bewirkt. Daneben gibt es möglicherweise weitere Einflüsse von Aerosolen auf Wolken, wie die Verzögerung der Niederschlagsbildung, ein verstärkter konvektiver Niederschlag oder eine Verdunstung von Wolken durch die lokale Erwärmung der Atmosphäre durch absorbierende Aerosole.

Die abkühlenden Aerosol-Effekte sind also in der Lage, einen Teil der Erwärmung durch den Treibhauseffekt zu verdecken. Da aber die Lebensdauer von Treibhausgasen in der Größenordnung von Jahrzehnten bis Jahrhunderten liegt, häufen sich diese Gase in der Atmosphäre an, und ihr erwärmender Effekt akkumuliert. Die recht kurze Lebensdauer der Aerosole von einigen Tagen dagegen bewirkt, dass der abkühlende Effekt dieser Verschmutzungspartikel nur unmittelbar nach der Emission wirkt. So konnte festgestellt werden, dass nach einem hypothetischen Stopp der Verbrennung fossiler Brennstoffe aufgrund des Wegfalls der Maskierung des Treibhauseffekts durch die kühlenden Aerosol-Effekte die globale Mitteltemperatur innerhalb weniger Jahre um bis zu 1 K ansteigen würde. Man kann folgern, dass, je größer die Abkühlung durch die Aerosole ist, die künftige globale Erwärmung desto höher ausfallen muss.

Die Sonne, beziehungsweise die von ihr ausgestrahlte Solarenergie sind die eigentliche Antriebskraft für das Wetter und das Klima auf dem Planeten Erde. Es gibt daher immer einen engen Zusammenhang zwischen langfristigen Klimaveränderungen und dem täglichen Wetter mit der Sonne. Das Licht der Sonne mag auf der Erde jeden Tag stabil und gleichmäßig erscheinen. Die ausgewerteten Messdaten von Satelliten zeigen, dass sich in den Spektralbereichen (diese sind für das menschliche Auge unsichtbar) starke Schwankungen und Veränderungen in der Sonnenaktivität messen lassen. Das Klima der Erde wird von solchen Schwankungen mitbestimmt. Hinzu kommt noch, dass von der

Sonne aus ein ständiger Sonnenwind ausgeht. In diesem beständigen Strom befinden sich elektrisch geladene Teilchen, die in ihrer Stärke variieren. Zum Teil sehr stark. Unter dem Begriff des Weltraumwetters versucht die Wissenschaft die Wechselwirkung zwischen der sich veränderten Sonnenaktivität und dem Magnetfeld der Erde zu erfassen. Man kann die solaren Schwankungen durch die regelmäßigen Änderungen im Magnetfeld der Sonne nachweisen und erklären. Auch das eigene Magnetfeld der Sonne unterliegt regelmäßigen zyklischen Schwankungen. Ein solcher Zyklus dauert etwa 11 Jahre. Auf dem Höhepunkt eines solchen Zyklus wird der Sonnenwind zu einem Sonnensturm. Auf der Oberfläche der Sonne kommt es dann zu gewaltigen Eruptionen die Millionen von geladen Teilchen ins All schleudern. Diese Sonneneruptionen entsprechen der Kraft von 66 Milliarden Hiroshima-Bomben. Es ist noch nicht bekannt inwieweit und in welchen Ausmaßen die Aktivitäten der Sonne tatsächlich den Klimawandel beeinflussen.

Eine der anerkanntesten Erklärungen für die Veränderungen der Globaltemperatur auf lange Sicht ist in der Wissenschaft ist die Kontinentaldrift. Mit dem Begriff Kontinentaldrift ist die Bewegung der Landmassen (Kontinente) auf der Erde gemeint. Wie man heute weiß, war die Anordnung der Kontinente nicht immer so wie sie heute ist. Im Laufe von Millionen Jahren haben sich die Kontinente wie Puzzelteile immer weite Teile der Erde verschoben und neu zusammengefügt. Noch vor 150 Millionen Jahren gab es den Urkontinent Gondwana, der am damals am graphischen Südpol lag. Das Gebiet der Sahara war damals eine Eislandschaft. Eine Theorie in der Thematik der Kontinentaldrift besagt, dass der Niederschlag an Nord- und Südpol verstärkt die Möglichkeit hat Schnee zu bilden, wenn sich dort Landmassen befinden. Ursache dafür ist, dass Land sehr viel mehr Licht reflektiert als Wasser. Durch eine stärkere Reflektion des Lichts kommt es zu einer lokalen Abkühlung der Temperatur und somit entstehen Eis und Schnee. Und Eis kann Licht sogar noch besser reflektieren als Land. Auf diese Art und Weise entsteht eine natürliche Rückkopplung mit weiter sinkenden Temperaturen und der Meeresspiegel sinkt. Diese Abkühlung kommt erst dann zur Umkehr wenn Kohlendioxid ins Spiel kommt. Der natürliche Treibhauseffekt mit Kohlendioxid wird mit Hilfe von Vulkanismus zustande gebracht.

Vulkanismus kann in einem großen Ausmaß auch zu einer mehrjährigen Abkühlung des Klimas führen. Dazu sind aber sehr starke Vulkanausbrüche nötig. Die freigesetzten Gase und die Asche bei einem Ausbruch werden hoch in die Atmosphäre der Erde geschleudert und verbleiben dort. Durch die Prozesse in der Atmosphäre bilden sich aus den Gasen Aerosole. Diese winzigen Partikel reflektieren die Sonnenstrahlen und verhindern so die Einstrahlung von Wärmeenergie auf die Erde. Die natürliche Folge ist eine Abkühlung.

Was passiert, wenn es einen Temperaturanstieg von 1,5 bis 4,5 Grad in den nächsten 100 Jahren gibt? Wenn die Temperaturen global steigen, verändert sich das Klima an fast allen Orten der Welt. Sicher ist auch, dass wir auf eine Erwärmung zusteuern, die drei bis siebenmal stärker ist, als jene, die sich während der letzten 100 Jahre ereignet hat. Die Klimaforscher rechnen bei Kohlendioxid-Verdoppelung zwischen dem 40. und 60. Breitengrad, also etwa von Sizilien bis Mittelschweden oder von New York bis zur Südspitze von Grönland, mit einer Erwärmung von zwei Grad im Sommer und fünf Grad im Winter. Nach allen Klimamodellen erwärmt sich die Luft in den hohen Breitengraden stärker als in den Tropen. Das liegt daran, dass die zusätzliche Wärme in Äquatornähe vor allem mehr Wasser verdampfen lässt und so insbesondere den Ozeanen Wärmeenergie entzogen wird. Dadurch wachsen in den inneren Tropen die Niederschläge. Aller Voraussicht nach nimmt dann die Bodenerosion zu und durch die globale Erwärmung steigt der Meeresspiegel an, wodurch es häufiger zu Überschwemmungen kommt, vor allem in Zonen, wo der Regenwald schwindet. Letzteres führt zu lokalen Klimaveränderungen, die unmittelbar gar nichts mit dem Treibhauseffekt zu tun haben. In höheren Breiten steigen die Temperaturen relativ stärker, weil der Ausgangswert tiefer liegt. Und daher pro Grad Temperaturanstieg weniger zusätzliches Wasser verdampft. Da im Winter obendrein seltener Schnee fällt und sich nicht mehr so viel Meereis bildet, erwärmen sich Boden und Ozean auf schnee- und eisfreien Flächen leichter. Deshalb bekommen wir in Mittel- und Nordeuropa den Treibhauseffekt im Winter stärker zu spüren als im Sommer.

Neben den oben genannten Punkten müssen beim Klimawandel auch der Treibhauseffekt, die Veränderungen der Meeresströmungen und der Einfluss des Mondes berücksichtigt werden. Neben den natürlichen Faktoren für den Klimawandel spielt auch der menschliche Faktor eine wichtige Rolle. Alle Faktoren zusammen sind am aktuellen Klimawandel beteiligt und stehen in Beziehungen zueinander.

#### Literatur

1. Referat über Klimawandel [Электронный ресурс]. – Zugriffsart: <https://www.globalisierung-fakten.de/klimawandel/referat-ueber-klimawandel/>
2. DER KLIMAWANDEL [Электронный ресурс]. – Zugriffsart: <http://www.lerntippsammlung.de/Klimawandel.html>
3. Einfluss der Luftverschmutzung auf den Klimawandel – neue Erkenntnisse aus Satellitendaten und Klimamodellen [Электронный ресурс]. – Zugriffsart: <https://www.mpg.de/405815/forschungsschwerpunkt>
4. Das Klima – Referat [Электронный ресурс]. – Zugriffsart: <http://www.lerntippsammlung.de/Das-Klima.html>

## GENETISCHE TYPEN DER GOLDVORKOMMEN

Y.S. Yuryewa

**Wissenschaftliche BetreuerInnen Dozent W.A. Domarenko, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland**

In der vorliegenden Arbeit geht es um Suche und Exploration nach Goldlagerstätten, um Beutetechnologien und Anwendungsgebieten von Gold. Eine traditionelle Methode von der Suche der Vorkommen des Goldes ist Schlichmethode. Die schlichte Methode besteht in der Auswahl und der Wäsche der Proben bis zum Stadium des Schlich, mineralogische Analyse den Schlich. Aufgrund der mineralogische Analyse wird über die Perspektivität des Territoriums auf das Gold gefolgert.

Aktualität der Arbeit besteht darin, dass der Bedarf an edlen Metallen in der modernen Welt ständig wächst. Das Gold hat die breite Anwendung in der Elektronikindustrie, den Juweliersachen, der Medizin usw. Da die industrielle Produktion unter Ausnutzung des Goldes wächst, ist die Suche neuer Goldquellen und die Untersuchung neuer Goldvorkommen notwendig.

Gold ist ein chemisches Element mit dem Elementsymbol Au (von lateinisch aurum) und der Ordnungszahl 79. Es ist ein Übergangsmetall und steht im Periodensystem in der 1. Nebengruppe (Gruppe 11), die auch als Kupfergruppe bezeichnet wird.

Gold kristallisiert im kubischen Kristallsystem, hat eine Härte von 2,5 bis 3, eine metallisch-sattgelbe Farbe, die entsprechend als „goldgelb“ bekannt ist, und eine ebensolche Strichfarbe. In feiner Verteilung ist es je nach Korngröße gelblich, ockerbraun bis purpurviolett und wird dann als Goldpurpur bezeichnet. Mit zunehmender Temperatur verliert Feingold an Farbtintensität und ist hellgelb glühend, bevor es schmilzt. Das geschmolzene Metall ist zitronengelb, leicht grünlich und erhält seine intensive gelborange Farbe erst wieder, wenn es vollständig abgekühlt ist.

Gold ist chemisch resistent sowohl gegenüber Säuren, als auch Laugen. Außerdem ist es gegenüber Luft, Wasser, Sauerstoff und Schwefel beständig. Gold ist löslich in Chlorwasser und Königswasser und kann ebenso mit Quecksilber in Form von Amalgam oder von Cyanidkomplexen gelöst werden. Gold hat eine hohe elektrische Leitfähigkeit und darüber hinaus eine große Dehnbarkeit.

In der Natur tritt Gold in Form von mikroskopisch kleinen Gold-Einschlüssen in Pyrit ( $\text{FeS}_2$ ) oder Arsenopyrit ( $\text{AsFeS}$ ) in sulfidischen Erzen auf.

Es existieren etwas wichtige Typen der goldenen Vorkommen, zum Beispiel, Goldseifen oder Placer, Goldquarzgänge, Carlin-Typ, Porphyrische Kupferlagerstätten, IOCG-Lagerstätten, VMS-Lagerstätten. Als Goldseifen oder Placer werden oberflächennahe Goldablagerungen in Sedimenten bezeichnet, die häufig im Tagebau gefördert werden können. Die Ablagerung des Goldes in Seifen ist auf die langfristigen Einwirkungen von Strömungskräften wie Wind oder Wasser auf das Gold und die Erosion des umgebenen Gesteins zurückzuführen [1].

Goldquarzgänge sind mit Quarz, Salzen und gediegenem Gold aufgefüllte Gesteinsspalten und werden umgangssprachlich auch als „Goldadern“ bezeichnet. Diese Gänge können im Zuge der Gebirgsbildung entstanden sein und werden dann als orogene Goldquarzgänge (Orogenese = Gebirgsbildung) bezeichnet. Sie sind oft von beträchtlicher Länge und stark verzweigt. Im Vergleich zu anderen Goldlagerstätten zeichnen sich orogene Goldquarzgänge durch eine hohe Goldichte von teils mehr als 10 Gramm pro Tonnen aus.

Als Carlin-Typ bezeichnet man eine Goldlagerstätte, bei der das Edelmetall in Karbongestein und überwiegend an Pyrit gebunden vorkommt. Das Edelmetall wird mittels der Zirkulation hydrothermalen Lösungen (Wasseransammlungen im Gestein, die aufgrund der Druckverhältnisse bis über 300 °C flüssig bleiben) abgelagert. Die Verteilung des Goldes ist sehr fein und das Edelmetall mit dem bloßen Auge nicht zu sehen [1].

Porphyrische Kupferlagerstätten (Porphyry = Sammelbegriff für verschiedene vulkanische Gesteine) sind in den Subduktionszonen erdgeschichtlich junger Gebirge zu finden. Als Subduktion bezeichnet man das Unterschieben einer ozeanischen unter eine kontinentale tektonische Platte. In diesem Prozess kommt es zu einer teilweisen Verflüssigung des Erdmantels, der dann als Magma an die Erdoberfläche steigt und Vulkangebirge wie die Anden bildet. Dabei scheiden sich Metalle längs der Magmaströme ab und bilden schließlich die Lagerstätten, die neben Kupfer und Gold auch Silber, Blei, Zink und weitere Metalle enthalten.

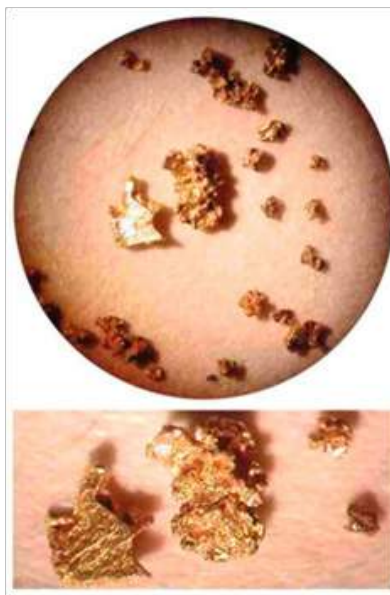
IOCG-Lagerstätten (Iron Oxide Copper Ore Deposits) sind stark eisenhaltige Lagerstätten, die in magmatischen Gesteinen wie Granit vorkommen und sich unter Vulkanen gebildet haben. Neben Eisen enthalten sie Gold sowie Kupfer und sind auch für den Abbau von Metallen der seltenen Erden und Uran von Bedeutung [3].

Als VMS-Lagerstätten (Volcanogenic Massive Sulfide Ore Deposits) bezeichnet man durch Vulkanaktivität entstandene Erzablagerungen am oder unter dem Meeresboden.

Höher waren die traditionellen genetischen Typen der Vorkommen des Goldes aufgezählt. Ein nicht traditioneller Typ der Vorkommen des Goldes sind die exogenen Vorkommen der Rinde der Verwitterung.

Im Unterschied zu den klassischen Lagerstätten, in den Rinden der Verwitterung wiegt fein und feindisperses Gold, aber mit den höheren Inhalten vor.

Im Laufe der Verwitterung der endogenen das Gold enthaltenden Arten bilden sich die Aureolen der Erzfelder, wenn in diesen Arten ist сульфиды, so wächst die Beweglichkeit des Goldes. Aus dem Rahmen der Rinde der Verwitterung wird gewöhnlich bis zu 50 % des Goldes vom Gesamtbetrag ertragen. Das Gold wird umverteilt, und im Profil der Rinde der Verwitterung bilden sich die Auslaugungszonen, die Horizonte der nochmaligen Bereicherung. Für solche Fälle erreicht die Konzentration des Goldes das industrielle Niveau, den Umfang der Teilchen des Goldes ist genug es für die Ansammlung in den Lager[2].



*Abb. Gold aus Verwitterungsrinden.*

Die wichtige Rolle gehört im Laufe der Umverteilung des Goldes in der Zone der Oxydierung den Bakterien. Die autotrophe Bakterien wiegen in den unteren Horizonten der Vorkommen vor und tragen zur Oxydierung Sulfide bei, es geschieht der Übergang des Goldes in kolloidalen Zustand dabei. Cyanobakterien tragen zur Versetzung des Goldes von den Erzlösungen der Vorkommen und den Grundwassern der Lager bei. Die heterogenen Bakterien bilden in der Zone der Oxydierung und in den Lägern die großen kristallinen Teilchen des Goldes.

#### Literatur

1. Моисеенко В.Г., Маркушев С.А. Возможное участие микроорганизмов в укрупнении и «облагораживании» самородного золота в россыпях и в зоне окисления коренных месторождений // Тез. докл. 8-го совещания по геологии россыпей. – Киев, 1987. – С. 199–200.
2. Ravshanov D. Komplexe Lagerstättennutzung unter Einbeziehung von Armerzhalden und Aufbereitungsrückständen am Beispiel des Goldtagebaus Muruntau: Dissertation Dr.-Ing. – Usbekistan, 2009 j., 151 S.
3. Stosch G. Einführung in die Gesteins- und Lagersättenkunde. – Karlsruhe, 2014. – 332 S.

### EQUILIBRIUM-NONEQUILIBRIUM STATE OF THE SYSTEM OF NITROGEN RICH THERMAL WATERS AND ROCKS IN JIANGXI PROVINCE (SE CHINA)

E.V. Zippa

*Scientific advisor professor S.L. Shvartsev  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

Jiangxi Province is located in the Southeastern part of China and is one of the areas where thermal waters are distributed most widely in the country. A systematic compilation of Province's hot springs was done by Li Xueli in 1979 [2], later by Sun Zhanxue in 1988 [5, 7, 8]. Aimed to more detailed investigations of thermal waters composition formation mechanisms, the field works for the waters geochemistry peculiarities study were conducted on October, 2015 by author. Most of thermal waters springs are located along deep faults of different trends, which are registered to be high tectonically active. Geologically, studied area is represented by sandstones, schist, migmatites, granites and conglomerates of Precambrian, Cambrian, Jurassic and Cretaceous ages. Moreover, there are occurrences of intrusive rocks, in general, of Indonesian era, represented by granites.

Previously, it has been described [6] that the thermal waters of Jiangxi Province, in accordance with gas composition, are nitrogen rich. Nitric thermal waters have low mineralization (0.3-0.4 g/l), but always alkaline or highly alkaline conditions (pH 8.5-9.25).

In general, thermal waters belong to  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  chemical type, rarely, to and  $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na}$ . The most characteristic feature of the thermal waters is that concentrations of  $\text{Na}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$ , Si and F<sup>-</sup> are dominant on the background of low  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$  and  $\text{Mg}^{2+}$  content.

Thermal water equilibria with minerals of the main water-bearing rocks are calculated for identification by known methodology, using program complex HydroGeo [1]. Results of calculations have showed that, in spite of low water salinity, the nitric thermal waters are saturated with respect to carbonate minerals, particularly to calcite (Fig. 1a). But the most interesting fact is that all nitric thermal waters are saturated with fluorite (Fig. 1b).

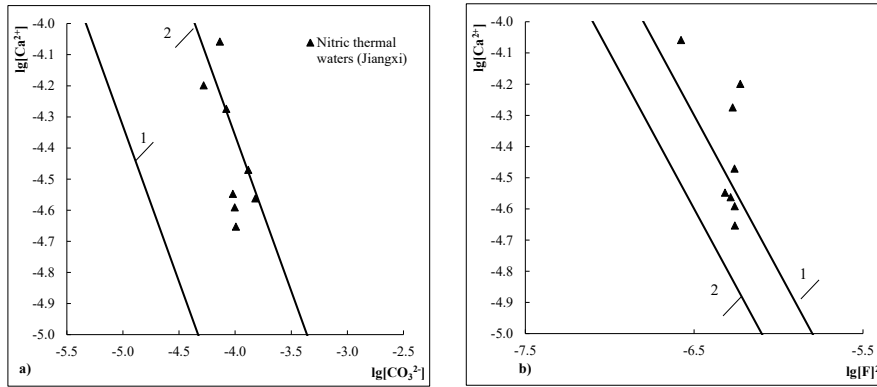


Fig. 1. Equilibrium of thermal waters with calcite (a) and fluorite (b) at 25 (line 1) and 100 °C (line 2)

In case of nitric thermal waters equilibrium with aluminosilicate minerals, the waters are saturated to albite (Fig. 2a), montmorillonite, kaolinite (Fig. 2a-d), laumontite (Fig. 2 b), microcline, biotite illite, muscovite (Fig. 2 c), talc and glaucophane (Fig. 2 d). Together with this, thermal waters are far from equilibrium with anorthite, forsterite and other minerals of magmatic basic rocks. Similar picture can be seen in nitric thermal waters of Transbaikal region [4].

Therefore, in this case, the thermal water-magmatic rock systems are in equilibrium-nonequilibrium state, in other words, the water dissolves some minerals and at the same time form other minerals which are represented by calcite, fluorite, albite and so on. Accordingly, during water-rock interaction, the ions with high chemical activity accumulate in water solution, but the ions with low chemical activity are fixed by secondary minerals and don't accumulate in the solution [3]. In turn, the course of high concentrations of some ions and low concentrations of others ones is equilibrium-nonequilibrium state of the water-rock system, which is defined by continuous dissolution of aluminosilicate minerals and simultaneous precipitation of secondary minerals.

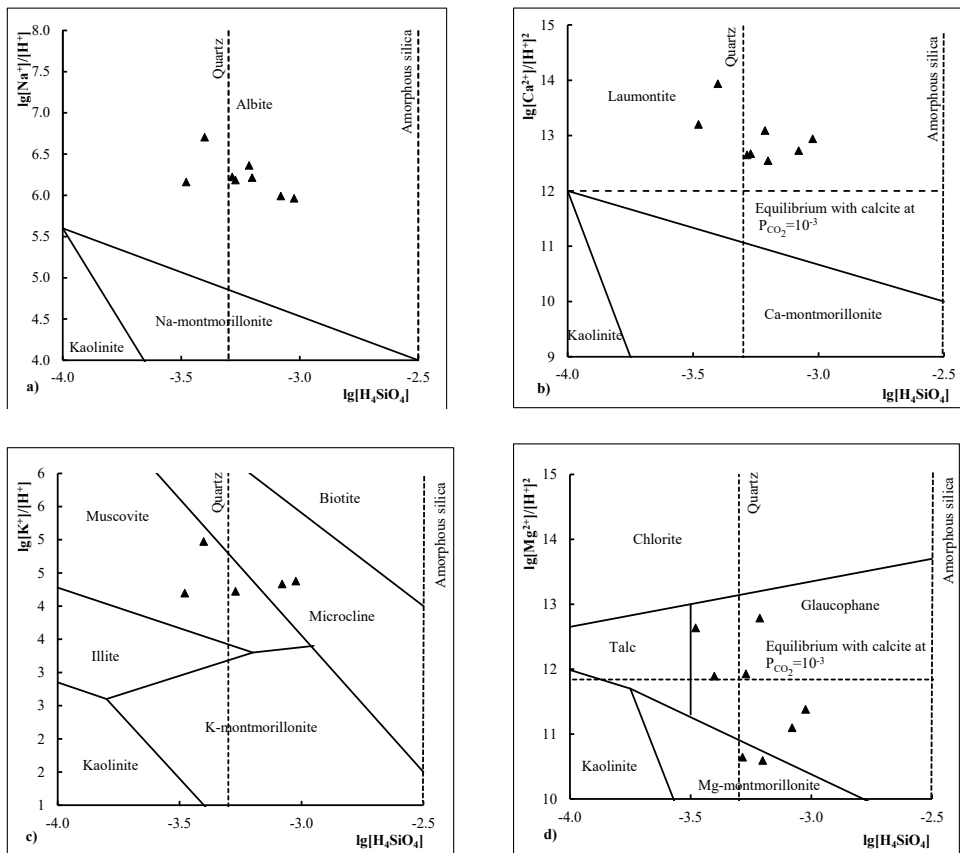


Fig. 2. Equilibrium of thermal waters with calcite (a), fluorite (b) at 25 and 100 °C and with some aluminosilicates in the system  $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-Na}_2\text{O-SiO}_2$  at 100 °C (a); in the system  $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CaO-SiO}_2$  at 60 °C (b); in the system  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  at 100 °C (c); in the system  $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-MgO-SiO}_2$  at 100 °C (d)

References

1. Bukaty M. B., "Development of software for solving hydrogeological problems," Izv. Tomsk. Politekh. Inst. 305 (6), 348–365 (2002).
2. Li X. The relationship between distribution of thermal waters and uranium mineralization in Jiangxi. Journal of East China Geological Institute, 1979. – 21-29 pp.
3. Shvartsev S L 2008 Geochemistry of fresh groundwater in the main landscape zone of the Earth ISSN 0016 7029, Geochemistry International, Vol. 46, No. 13, pp. 1285–1398.
4. Shvartsev S L, Zamana L V, Plyusnin A M, Tokarenko O G 2015 Equilibrium of Nitrogen Rich Spring Waters of the Baikal Rift Zone with Host Rock Minerals as a Basis for Determining Mechanisms of Their Formation. ISSN 0016 7029, Geochemistry International, Vol. 53, No. 8, pp. 713–725.
5. Sun Z. X. The formation conditions of hot springs in Jiangxi Province, SE-China. East China Geological Institute. 1988. – 50pp.
6. Sun Z., Gao B., Shvartsev S., Tokarenko O., Zippa E. The thermal water geochemistry in Jiangxi Province (SE-China) // Procedia Earth and Planetary Science – 2016 – 17C – 944-947 pp.
7. Sun Z. Xueli Li, Studies of geothermal waters in Jiangxi Province using isotope techniques // Science in China (Series E). – 2001. – Vol. 44. – P. 144–150.
8. Sun Z. X., Liu J., Gao B. Hydrogeochemistry and Direct Use of Hot Springs in Jiangxi Province, SE-China Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 2010. – 5pp.

**PARAFFINKRISTALLENBILDUNG IM DIESELKRAFTSTOFF**

**I.V. Zyryanova**

**Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin N.S. Belinskaya, Dozentin S.W. Kogut  
Nationale Wissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland**

Wegen der strengen Klimabedingungen Russlands ist aktuell das Problem der Herstellung von Erdölprodukten, die nur bei den niedrigen Temperaturen erstarren. Ein Beweis dafür ist die wachsende Nachfrage nach hochwertigen, tiefstockenden und schwefelarmen Dieselkraftstoffen. Aber die Ressourcen der Rohstoffe, die für das Erhalten solcher Erdölprodukte verwendet werden, sind fast erschöpft. Deshalb entsteht die Notwendigkeit diese Erdölprodukte aus Paraffinölen zu erhalten und zu verarbeiten. In diesem Zusammenhang wird das katalytische Entwachsungsverfahren in den erdölverarbeitenden Werken eingeführt.

Dieselöl wird industriell in großem Maßstab durch Destillation von Erdöl gewonnen. Aufgrund seines Siedebereichs von 160–380 °C zählt es zusammen mit Petroleum, Kerosin und Heizöl zu den Mitteldestillaten. Aufgrund des relativ breiten Siedebereichs setzt sich Dieselöl aus über 400 chemischen Substanzen zusammen. Die Anteile der einzelnen Komponenten hängen im Wesentlichen von der geographischen Herkunft des Rohöls sowie von den Bedingungen der Destillation ab. Im Durchschnitt entfallen ca. 75 Gew.% auf gesättigte Kohlenwasserstoffe, der Rest auf Aromaten. Tabelle zeigt die Anteile der verschiedenen Substanzklassen, wie sie typischerweise in einem handelsüblichen Dieselöl vorkommen.

*Tabelle*

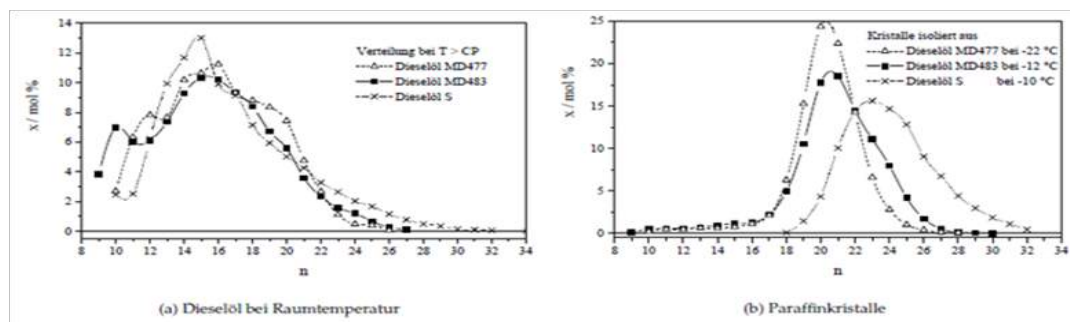
*Typische Zusammensetzung eines Dieselöls*

Substanzklasse	Anteil / Gew.%
<b>gesättigte Kohlenwasserstoffe</b>	
aliphatische	26
monozyklische	26
dizyklische	25
<b>Aromen</b>	
monozyklische	18
dizyklische	4
polyzyklische	1

Die Kettenlängenverteilung der Paraffine erstreckt sich typischerweise über einen Bereich von 10–30 C-Atomen mit einem Verteilungsmaximum bei Penta- oder Hexadekan. Abb. zeigt exemplarisch typische Kettenlängenverteilungen.

Unter allen Komponenten neigen die langkettigen, unverzweigten n-Alkane am stärksten zur Kristallisation. Die Kristallisation der Paraffine in Dieselöl ist das grundlegende Phänomen der vorliegenden Arbeit. Aus diesem Grund ist es naheliegend, dieses komplexe Gemisch chemischer Substanzen als Lösung von Paraffinen verschiedener Kettenlänge in einem organischen Lösungsmittel zu betrachten.





**Abb. Kettenlängenverteilung von n-Alkanen (a) in handelsüblichen Dieselölen und (b) in daraus isolierten Paraffinkristallen; alle Verteilungskurven sind normiert; Datenquelle: MD477 und MD483, Diesel S**

Lösung ab. Bei einer bestimmten Temperatur, der Sättigungstemperatur, entspricht die Paraffinkonzentration eines Dieselöls der Konzentration einer gesättigten Lösung. Weitere Abkühlung führt zur Übersättigung, ein thermodynamisch instabiler Zustand, auf den das System mit der Kristallisation des gelösten Stoffes reagiert. Die Kristallisation der Paraffine ist mit einer sichtbaren Trübung des Öls verbunden. Die Temperatur, bei der die Paraffinkristallisation einsetzt, nennt man deshalb den Trübungspunkt (CP). Die Lage des CP auf der Temperaturskala hängt im Wesentlichen von der Kettenlängenverteilung der gelösten Paraffine, genauer gesagt von der Menge und dem Molekulargewicht der längsten Kette ab. Je höher das Siedeende des Destillats liegt, desto höher ist der Anteil langkettiger Paraffine und desto höher ist das Molekulargewicht der längsten Kette. Folgerichtig bedingt ein hohes Siedeende einen hohen CP. Bei den meisten handelsüblichen Dieselölen liegt der CP zwischen 0 und  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Die Paraffinabscheidung verläuft bis zu Temperaturen von  $10\text{--}20\text{ }^{\circ}\text{C}$  unterhalb des CP linear mit der Temperatur, d. h. der Volumenbruch der Kristalle nimmt linear mit der Abkühlung. Wenn im Zuge der Abkühlung die Menge und Größe der Kristalle zunimmt, können sich die Teilchen in ihrer Beweglichkeit gegenseitig so stark behindern, dass ein starres dreidimensionales Kristallgerüst entsteht, in dem jeder einzelne Kristall fixiert ist. Aufgrund der großen Ähnlichkeit wird dieses Kristallgebilde, das in Abb. 1 schematisch dargestellt ist, meistens als Kartenhausstruktur bezeichnet. Makroskopisch erscheint das Dieselöl wie eine gelierte Flüssigkeit. Die flüssigen Bestandteile sind in den Hohlräumen des Kristallgerüsts eingeschlossen. Man kann eine solche Probe umkippen, ohne dass ein einziger Tropfen Öl herausläuft. Die Temperatur, bei der dieser Zustand erreicht wird, nennt man den Stockpunkt. Auch hier ist inzwischen der englische Fachbegriff Pour Point (PP) zum Sprachgebrauch geworden. Systematische Untersuchungen haben gezeigt, dass der PP erreicht ist, wenn das Öl ca. 1 Gew.% Paraffinkristalle enthält.

Die Konsequenzen der Paraffinkristallisation für die Handhabung von Dieselkraftstoff in der Praxis sind in diesem Fall offensichtlich. Falls bei entsprechendem Frost der gesamte Tankinhalt fest wird, kann das Öl nicht mehr herausgepumpt werden. Dadurch wird das Starten des Motors unmöglich. Doch auch in dem engen Temperaturintervall zwischen CP und PP, in dem der Kraftstoff noch fließen kann, treten rasch Probleme auf. Die großen plättchenförmigen Paraffinkristalle verstopfen innerhalb kurzer Zeit Leitungen, Filter und Ventile.

Naphthene und Isoparaffine haben niedrige Stockpunkte, Normalparaffine dagegen neigen schon bei relativ hoher Temperatur zum Auskristallisieren. Die ausgeschiedenen Paraffin-Kristalle vernetzen miteinander und können das Öl zum Stocken bringen. Daher müssen die Normalparaffine weitestgehend aus dem Öl entfernt werden.

Kraftstoffmobilität nimmt ab, weil es sich ein strukturiertes System bildet, das die flüssige Phase verbindet. Die Paraffinkohlenwasserstoffe haben die größten Kristalle. Abhängig von der Ausgangsölfraktion enthalten die Erdölfraktionen von 9 bis 32 % der n-Paraffine. Für Herstellung der Destillate, die bei niedrigen Temperaturen erstarren, sollten diese Fraktionen nicht mehr als 2,7 % n-Paraffine haben [1].

Um zu vermeiden, Anhäufung von Paraffinkristallen in dem Dieselkraftstoff gibt Entparaffinierungsverfahren.

Entparaffinierungsprozesse ist die Entfernung von Paraffinkohlenwasserstoffen aus Kerosin-, Gasöl- und Erdölfraktionen. Da Kohlenwasserstoffe einen hohen Kältepunkt haben, sinkt die Kältepunkt bei ihrer Entfernung.

Katalytische Entparaffinierung findet mit selektiven Katalysatoren bei hohem Druck, hoher Temperatur und beim Wasserstoffüberschuss statt. Deshalb werden lange Moleküle von Paraffinen zerspaltet und isomerisiert. Durch Erhöhen der Anzahl der Kohlenstoffatome in dem Molekül der Stockpunkt des Paraffins linear zunimmt.

In der Industrie wird dieses Verfahren durchgeführt bei einer Temperatur von  $345\text{ bis }405\text{ }^{\circ}\text{C}$  und einem Druck von 6,9 MPa in Gegenwart von Ni-haltigen Zeolith-Katalysatorist.

Sie sind die Zielreaktion: die Hydrocracking hochmolekularer n-Paraffine; Dehydrierung von niedermolekular Paraffinen; Hydroisomerisation über die Bildung eines Olefins

Nebenreaktion: Ringbildung Isoparaffine;Hydrierung von mono und poly-aromatische Kohlenwasserstoffe; die Koksbildung, die Bildung von Mercaptanen.

#### Literatur

1. Die Sedimentation von Paraffinkristallen in Dieselkraftstoff: Wege zur stabilen Dispersion [Elektronный ресурс]. Режим доступа: URL:[https://epub.unibayreuth.de/956/1/Redlich\\_Dissertation.pdf](https://epub.unibayreuth.de/956/1/Redlich_Dissertation.pdf) (дата обращения: 17.11.16)
2. Dieselkraftstoff: Anforderungen, Qualität, Perspektiven [Elektronный ресурс]. Режим доступа: URL:<http://docplayer.org/19412826-Www-aral-de-diesekraftstoff-anforderungen-qualitaet-perspektiven-aral-aktiengesellschaft-forschung-und-technik.html> (дата обращения 17.11.16)

СЕКЦИЯ 20  
ПОДСЕКЦИЯ 1  
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ  
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

TELE- AND VIDEOCONFERENCE INTERPRETING IN CROSS-CULTURAL COMMUNICATION

A.O. Alexandrov

*Scientific advisor associate professor D.A. Terre  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

One of the results of increased globalization in the world economy is the frequent interaction of different cultures in the business world. When a company does business internationally, it has to bring its workers into contact with a new culture, either by adding an overseas office or developing relationship with partners with different cultural backgrounds to help with the expansion. Under these conditions interpretation in course of negotiations is an essential part of daily routine in a company which wants to participate internationally and succeed globally.

Interpretation means transposing a speaker's message from one language into an equivalent message in another language, simultaneously. To do this difficult task, interpreters need to hear the speakers and observe all non-verbal signs that are part of communication; analyse the explicit and implicit contents of the message to be interpreted; transpose the message into another language while fully respecting its formal and cultural criteria; make sure, by direct observation of the meeting room, that the message has been received [5]. Interpreters usually work in built-in or mobile booths placed in the room where the conference is held. They can thus not only hear the speaker's message clearly but also observe all the non-verbal signs that are part of the message. In a videoconference some of this can be lost.

As technologies evolve, manufacturers and suppliers bring out new equipment with new names and, on top of that, users sometimes have their own names for types of conferences or equipment they use. A few basic variations are therefore useful:

'Teleconferencing' or 'remote interpreting' nowadays refers to meetings with interpretation at which interpreters are located in a place other than the meeting room. This means they do not have a direct view of the speakers, the rostrum or of what is going on in the room.

'Videoconference' with interpretation is one specific kind of "remote interpreting". The term is most widely used for events, such as business meetings, associations' meetings, press conferences and product launches at which one or more speakers address a meeting at which the interpreters are all in the same room as participants. The off-site speakers are projected on a screen in the meeting room and their speech is transmitted directly to the headsets of participants and interpreters.

Telephone or Skype conversations (including video conferencing) are one of the most popular means of direct business contact with remote partners, which is due to a number of advantages. There is economy of time since it is possible to arrange meeting with your remote partners sitting in your chair or in a room for negotiation. You do not need expensive business trips and, in some cases, transatlantic flights; hotel or ticket booking. For telephone conversation, all you need is simple equipment (Skype or phone) to establish a connection via an interpreter, so all three parties could hear each other. One more advantage is so-called scalability which means that the amount of participants in a videoconference is limited only by traffic-carrying capacity of information facilities. There can be one interlocutor or several tens and even thousands. The characteristic feature of videoconferencing is that it is rather similar to face-to-face communication as it implies visual contact with the interlocutor, to observe his emotions and articulation which is not possible in case of telephone conversations [4]. Moreover, videoconference equipment does not allow paying attention to unrelated activities and focus interlocutor's attention on conversation matter as in a face-to face meeting. Besides, modern videoconferencing systems make use of special coders, proprietary protocols and extensive enciphering, so that information security and privacy risk can be run exclusively due to human factor.

The quality of sound and image is now so much improved that interpreters can do the good job as if the speakers were in the room. The technical setup needs to provide sound-image synchronization which refers to image requirements [3]. Interpreters must be able to see the same images as the other participants. Additional dedicated images of the off-site speaker made available to the interpreters on monitors in or in front of their booths facilitate their task. Interpreters need to see a close-up of speakers. Audience panning and shots of intervening participants are always necessary. In general, interpreters must be able to clearly see the speaker; the chairperson and others at the rostrum; the panel participants, if it is a roundtable debate; the listeners and, particularly, any possible movement of people in the room; anything that is projected on a screen for the audience.

As far as screen location is concerned, in addition to the screen in the meeting room, it is helpful for interpreters to have clear-resolution colour monitors placed outside and in front of the booths, unless the latter are large enough to accommodate one or two screens on the interpreters' desk at a comfortable distance from the interpreters. Monitors should not obstruct the interpreter's view of the conference room. They are not a replacement of the direct view of speakers and the room that interpreters need. They can only be considered as aids to provide a better view [3]. The synchronisation of sound and image is especially important with satellite links.

All the technicians working for the meeting or event should be aware of the planned programme and the running of the conference; they should know what is expected of them to accommodate simultaneous interpretation. There should be at least one technician whose only task is to control interpretation parameters to ensure that microphones are correctly used by speakers and the sound quality at the time of transmission is the best possible. Cameramen must be made aware

of the needs of interpreters. For example, focusing on a backdrop or a banner outside a building while the speaker is being interpreted is of no help to the interpreters. In a videoconference with interpretation, it is important to remember that off-site speakers should also have headsets, so that they can listen to questions or comments from the floor that are made in a language which they do not speak and which is being provided by the interpreters.

When off-site speakers who are connected by a video-link to the conference room read out a text, it is extremely important to ensure that the interpreters have received the text in advance. If interpretation of off-site interventions, including questions and answers, during a conference at which video transmissions are being interpreted, exceeds two hours per day, it is recommended that two separate teams of interpreters be hired to cover a day's work. The two teams will relay each other at intervals of 1.5 to 2 hours. This compensates for the extra stress and fatigue induced by interpretation.

Conversations involving interpreting over the phone (Skype) have some special features which may cause some difficulties for an interpreter. An interpreter cannot see the conversation parties or their reaction to what has been said, so he/she only relies on the speaker's intonation to interpret the parties' attitude to the subject matter. This may be also complicated by the speaker's accent or specific articulation [5]. In addition, the ethical aspects of business negotiations and interpreting services should be considered. In a word, such form of interpreting requires advanced professional skills, as well as strong nerves and quick wit. However, information and sound-image transmission technologies are evolving and improving constantly, leading to more frequent use of interpretation at multilingual videoconferences. The quality nowadays is good enough, in most cases, to make simultaneous interpretation feasible.

While interpreting in course of negotiations there can be a number of difficulties, such as lack of interpreter's experience; challenges in understanding the information due to interlocutors' accent or speech patterns; inability to observe a remote partner; not enough time to consider the interpretation of speech expressions; inconsistency of partners' viewpoints; uncertainty or "diffusion", inappropriate formulation, double meaning of the message [1], foul language and finally external disturbances in communication.

Business conversations as an oral speech variety are characterized by definite grammar, vocabulary and style peculiarities. This communication type meets the requirements of correctness, precision, brevity, comprehensibility as well as business etiquette. These factors must be considered while interpreting. Knowledge and proper use of terms, conversational formulas and background business information is the key to succeed in this area.

The etiquette in negotiations over the phone (Skype) is of vital importance since this contributes to making contact and builds friendly relationship with partners. In phone (Skype)-based negotiating business etiquette involves time of calls since interaction can fail when a partner calls too early or too late. In this respect time zone makes a difference and partners have to synchronize their outside calls. It must be considered that even though the interlocutors do not see each other, they can hear the voice, perceive the pitch of a voice, speed and fluidity of the speech [2]. The speaker can understand whether his interlocutor is embarrassed, confused, objects or, on the contrary, agrees to communicate effectively. Unlike in face-to face negotiations when there is a possibility to make some corrections in case of errors or misunderstanding, in phone (Skype)-based negotiations to do this is much harder.

In choosing the behaviour strategy in course of negotiation an interpreter can come across several challenges, for example, the influence on power balance of both sides: keeping the power balance or shifting the balance in favour of one partner. An interpreter is not allowed to side up with any partner, and, moreover, to affect negotiating process. To receive additional information about the customer's and other people attitude to the situation under discussion, the interpreter can make use of non-verbal information. Proficiency in body language is essential for successful negotiating.

Non-verbal communication is concerned with intonation, mood, gestures and facial expression, pauses and reticence. It should be noted that non-verbal communication, intonation, gestures of representatives of various nations are different and express different shades of meaning, therefore can be understood in the wrong way by incompetent people. Consequently, learning a foreign language it is necessary to get acquainted with the culture, traditions and customs of the country and be able to convey adequately all the meanings not only in verbal but also in non-verbal communication, as well as explain the interlocutor what is meant if necessary. The interpreter's pose must be natural, so that the client can trust him. The most appropriate distance between the interlocutors is not less than 50 cm. If the client moves aside, it is not advisable to move closer. The interlocutor should speak at the same speed as the client. If there is any difficulty with getting the correct message, a pause is possible.

As a rule, clients who negotiate over phone (Skype) are in a hurry as they want to save not only time but also money. As a consequence, one more challenge in interpreting occurs which is inappropriate formulation of a message, resulting in incoherent and illogical messages; incorrectly placed emphasis, many specialized terms and excess information. Logical stress is very important in phone-based negotiations, since the interpreter cannot see facial expressions of the interlocutor; however, he can rely on intonation and mood of the client in this case.

The challenges in negotiating can be due to differences in expectations which are associated with cultural variety. Knowledge of cultural peculiarities of negotiating prevents from making errors in perceiving and contributes to making favourable impression on the partner and building long-term relationship.

To overcome these difficulties some solutions can be proposed, such as learning about cultural differences of the countries of all the participants at tele- and videoconference and preliminary acquaintance of the client with them before the beginning of the negotiations. Presentation and verification of factual background information in terms of native and target languages which is based on data from official Internet-site of a company is one of the main stages of preliminary interpretation analysis [1]. To prepare for phone (Skype)-based negotiations an interpreter can get necessary information on the Internet or look up appropriate vocabulary in a dictionary. It is possible that the interpreter will need to clarify appropriate terminology, look through the abbreviations and set phrase which are likely to be used in

course of negotiations at tele- and videoconferences. When the message being inadequately formulated, it is advisable to make efforts to specify the interlocutor's thought. The interpreter should not be confused if he could not catch the main idea of the message in case it was formulated incorrectly. In this situation an experienced interpreter can improve the message to some extent, changing it to make it more logical and comprehensible. In case of foul or rude language being used, the interpreter should inquire if it is worth rendering the uttered. In most instances, the client will consider the words carefully and offer a different option. Dealing with external disturbances, the interpreter has hardly any chance to eliminate them. The experienced professional should be prepared for these misfortunes beforehand, as a result of training to do the job in any working conditions.

All things considered, one may conclude that preliminary interpretation analysis is an integral part of negotiation preparation. If an interpreter follows a number of steps, it is possible to avoid most typical challenges and sufficiently improve the quality of interpreting.

#### References

1. Гурьянова И.А. Особенности перевода очных и телефонных переговоров [Электронный ресурс] – Режим доступа:<http://www.alba-translating.ru/index.php/ru/articles/interpreting/307-gurianova2011.html>.
2. Демченкова Н.М. Коммуникация в социокультурной сфере, 2009. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5585029/page:8/#14>.
3. Allain, J.P. Interpretation at videoconferences – what's the big deal? [Internet resource] – Retrieved from:<http://aiic.net/page/2754/interpretation-at-videoconferences-what-s-the-big-deal/lang/1>.
4. Braun, S. Videoconferencing as a tool for bilingual mediation [Internet resource] – Retrieved from: [http://www.academia.edu/29703403/2016\\_Videoconferencing\\_as\\_a\\_tool\\_for\\_bilingual\\_mediation](http://www.academia.edu/29703403/2016_Videoconferencing_as_a_tool_for_bilingual_mediation)
5. Riccardi, A., Marinuzzi, G., Zecchin, S. Interpretation and Stress [Internet resource] – Retrieved from: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.468.4718&rep=rep1&type=pdf>.

### CROSS-CULTURAL COMMUNICATION AND ONOMASIOLOGIC AWARENESS

Z. Anter, M.V. Kuleshova

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia  
Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

A person cannot normally exist in isolation from other people. There is no culture in the world that is able to function properly in isolation from the cultural achievements of other nations. Throughout the whole life people constantly have to refer to the past or to the experience of other cultures. Nowadays there is almost no completely isolated cultural communities except several small native tribes lost in the most far away corners of the planet. It is natural today when any people are open to the perception of other people's cultural experience and at the same time they are ready to share with other peoples the achievements of their own culture. Such approach to the cultures of other nations is called «cultural interaction» or «intercultural communication» [6].

Communication is known to be one of the ways to develop our scope of knowledge and mental capacities through learning which is a social-historic process. It is the greatest achievement of our century which today is being studied by scientists in different professional fields. That is why great attention is devoted to the investigation of communication process nowadays.

Moreover, onomasiologic knowledge is of great importance in the process of cross-cultural communication as the knowledge of onomastic units contributes greatly to the successful communication in the long run.

In this article the problem of communication as a way of mutual understanding between people of different nationalities is thoroughly investigated. To make the conversation clear people should know the ways which would be helpful to understand each other as well as some peculiarities of communication process. Onomasiologic knowledge takes place in cross-cultural communication which involve the studies of names (i.e. the source, origin and history of development, semantic background, whether the meaning was motivated or not and so on). It has been paid much attention of scientists of different fields such as anthroponomy, linguistics and toponymy [1; 2; 8].

No doubt, one of the most significant spheres of communication nowadays is intercultural and cross-cultural ones. These two units sometimes seem to be used as similar but they are different.

Edward T. Hall., a USA anthropologist with a great intercultural experience used the expression intercultural communication in his book «The Silent Language» [4], in which he made the analysis of nonverbal communication. The field of intercultural communication was first paid attention to primarily in the United States. Thanks to the works of the USA scholars it is widely known today. When scientists started to develop this field in Europe, the notion «cross-cultural communication» was applied to indicate that communicators belong not only to different cultures but different ends and territories of the Globe.

The psychologists consider the cross-cultural communication to influence the structure of intellectual processes and contribute to better understanding of onomasiologic units of other cultures and development of interrelationships between different cultures. In the process of cross-cultural communication the participant characterizes each individual on a person-to-person basis, rather than categorizing people into stereotypes (the building blocks of prejudice), which is the characteristic feature about some group of people that oversimplifies their culture [5]. It is also mentioned that to

study the differences of people's culture is the same way essential for cross-cultural communication being a successful one as the knowledge of foreign languages itself.

Thus, language is thought to be one of the basic ingredients to the creation of an environment of a successful communication. Language is known to accumulate and store the knowledge and culture of a nation. The knowledge of foreign language plays an important role in professional training of specialist in multicultural and multilingual world. The active life and successful carrier of a person is impossible without foreign language knowledge as a means of cross-cultural communication.

To be able to use effectively different languages in different communication situations and kinds of activity taking into consideration the professional needs is very important for solution of real practical tasks in various spheres of professional activity. Consequently to achieve success in cross-cultural communication one should know foreign languages as a system of phonetics, grammatical, vocabulary units as well as culture, traditions, the background knowledge of the nation, the language of which is used in the process of cross-cultural communication. The background knowledge has a special meaning in cross-cultural communication as it presents the experience the person gets through his life. Stevens defines background knowledge quite simply as «what one already knows about a subject» [7].

For example, to read historical books in a foreign language about other nation and understand them would be easier for the reader with background knowledge who has already got such information before in comparison with a person who does not have it. Thus, we can say that more background knowledge about theme of the text the reader has the better understanding of the text is. Background knowledge seems to be the storage in which information is gathered and remembered. So it helps the speaker to catch the message send and react to it in the process of communication accordingly.

The main obstacles people can face in cross-cultural communication are national linguistic terms such as proper names (onomasiology), geographical names, and names of different places which express the history, traditions of inhabitants and the peculiarities of their language (toponyms) [3]. Phonetics is one of the ways to remember the pronunciation of name of a place and pronounce it in your own language. Phonetic rendering the geographic name in your own language forms similar approximation.

In conclusion, it is vital to mention, that onomasiologic awareness has been proved to be important background knowledge for training interpreters and people taking part in cross-cultural communication. Toponymy gives the information about important historical facts of a place, traditions of inhabitants and their names, peculiarities of their native language.

In spite of the importance of onomasiology for students who are trained to use a foreign language professionally and for those who probably will deal with cross-cultural communication, this aspect is not included in the course of training. Nevertheless, people participating in cross-cultural communication should pay attention to onomasiologic awareness as it would be rather helpful in their professional activity.

#### References

1. Ahmanova G.I., Danchinova I. A. Attributive relation in toponymic system of English speaking countries // *Voprosy jazykoznanija*. – №6. – M., 1970. – P. 79-83.
2. Canna V.U. Chronographic aspect of functioning of toponymies. – Donetsk, 2005. – 333 p.
3. Kovalenko N.S. Role of social-cultural competence in teaching foreign language to students of nonlinguistic training directions // *Philological sciences. Issues of Theory and Practice*. – Tambov, 2013. – № 5 (23), Part. 2. – P. 110-112.
4. Hall E.T. *The Silent Language*. – New York: Doubleday, 1959. – 209 p.
5. Rogers E.M., Steinfatt Th.M. *Intercultural Communication*. – Illinois: Waveland Press Inc. – 1999. – 292 p.
6. Sociology [Internet resource] – URL: <http://www.grandars.ru/college/sociologiya/mezhkulturnaya-kommunikaciya.html> (access date 18.12.2016).
7. Stevens K.C. The effect of background knowledge on the reading comprehension of ninth graders // *Journal of Reading Behavior*. № 12(2) – Chicago, 1980. – P. 151-154.
8. Tashitsky V. The place of onomastics among other humanitarian sciences. – M, 2000. – 310 p.

**PROFESSIONAL PORTFOLIO AS AN EDUCATIONAL APPROACH IN THE SYSTEM  
OF INTERNATIONAL MINING-ENGINEERING EDUCATION**

**T.M. Baldaeva**

*Scientific advisor associate professor P.A. Vasil'eva*  
*Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia*

Modern processes of globalization are directed to creating international educational environment and getting mining-engineering education as a final product in the market of higher educational services. After having joined in 2003 to the Bologna Process, the course towards integration of the Russian tertiary education into the world educational environment and strengthening cooperation with the world and European leading universities was established in our country. Transition to the three-level system of the higher education, developing students and teaching staff mobility and "long-life learning" culture formation are the main objects of implementing the project of creating Common Educational Space. Its realization will promote competitiveness of the Russian higher education system in the global market of the educational services.

In this regard the Russian federal educational standards of new generation based on competence approach have been put into the system of the Russian higher education. According to the standards, universities have to provide not only development of student's competences but also present the result of his achievements to potential future employer. One of the modern ways of training students for future professional activities is so called portfolio method aimed at effective planning and assessment of learning process results. This method has been widely used in the tertiary education system abroad for almost 20 years.

There are a lot of definitions of the term "portfolio". Some Russian researchers define it as "a tool of the self-estimation of the student's own cognitive, creative activity, reflection of its own activity. It is a set of documents, students' unassisted works" [2]. While the foreign researchers determine it as "a purposeful collection of student work describing the student effort, progress or achievement in a given area(s). This collection must include student participation in selection of portfolio content, the guidelines for selection, the criteria for judging merit and evidence of student self-reflection" [4]. Thus, we consider portfolio as a compilation of authentic assessment of students' achievements aimed at setting new life goals and also professional and personal development in the process of the "long-life learning" [3]. A professional portfolio provides the opportunity to take time to reflect on your practice. A portfolio provides tangible evidence that learning has taken place by including documentation of learning activities and a description of learning outcomes. First of all, portfolio can be considered as practical usage assisting in:

- completing a student's employment performance review;
- preparing for job applications;
- preparing for funding applications;
- preparing for applications to educational institutions;
- planning a student's career path.

Unfortunately, professional portfolio method has not been completely implemented in teaching practice of the Mining University but it is partly used in English learning practice. The Mining University has been successfully collaborating with some European higher education institutions for the last 10 years. For participation in international grant competitions on the basis of academic exchange program it is necessary to have an interview with representatives of foreign technical university and mining company in English. Applicants have to make a presentation about themselves, their scientific research interests, working and academic experience and plans for future development. The presentation is to be presented in the form of student professional portfolio in English. In this article I would like to share my personal experience of successful participation in such competition for getting a 6 months training grant in the Montanuniversität Leoben (Austria). The participation in the international competition has formed a good basis for my further professional development. We hope that our guidelines will be useful for students who are interested in applying for academic program.

Portfolio presentation should combine forms of verbal and nonverbal communication. It should be thoroughly thoughtful information given in the logical order [1]. For example, it should be taken into consideration what form of greeting is appropriate to use, how to draw listeners' attention to the most important information, how to behave during your presentation, how to answer interviewers' questions after it in order to make an impression of "the right candidate".

For successful professional portfolio creation and its presentation in English it is necessary to follow the following recommendations:

1. A presentation requires small quantity of slides (5-7), which are well tailored for their purposes. For example, a template selection plays an essential role as most students use quite common, boring templates to target the audience.
2. The text of the presentation should be presented by theses and supported with illustrations. Under no circumstances do not "overfill" your slide with the text and do not read it from the slide. Thus, if titles of scientific works, conferences or competitions in which you participated and took prizes are demonstrated in the slide, it is quite enough to attract listeners' attention saying, for example, the following: "In this slide you can see the title of my current research work/my last research paper awarded with the first prize at the conference held in the Mining University last spring".
3. Graphic design of the demonstrated material is also an issue of great value. It allows to tell about yourself as much as possible in a very limited period of time. The most significant events/results/achievements of your research and academic activities are to be presented. For example, it can be your photos from scientific conferences or any other academic events in which you took part, any awards or diplomas proving your achievements. Enough attention should be paid to your working experience. Do not forget to present photos from your manufacturing practice or work illustrating professional equipment, tools and devices you have already dealt with. For specialist and experts in your

field of study such visual material can give much more information about yourself as a perspective researcher than any detailed explanations consuming much time.

4. It is recommended to use handout materials, accompanying them with the comments and focusing experts' attention. For example: "In/from this leaflet you can see/get the information about smth; open it at page 2 and here you can see ...". You can also hand out your materials before you performance that university and business representatives could look them through.

5. Think over the most relevant greeting and thank for the possibility of competition participation. For example: "Good morning to everyone! First of all I would like to say thank you for having chance/I highly appreciate an opportunity to take part in this contest". Self-confidence, tranquility, ardor, politeness and good mood (smile) of presenter make positive impression on expert committee and it will be your chance to get the grant. At the end of your presentation certainly thank for attention.

6. Make sure that your presentation includes a brief information about yourself: age, birthplace, hobbies. Focus on your specialty and its demand in the global employment market, your scientific and academic achievements, work experience and personal qualities. At the end of your presentation it is necessary to mention about your personal interest of being involved in foreign educational program and what benefits you expect to get. You should explain clearly why such experience is necessary for you and how you could contribute in developing academic collaboration between universities. It makes a final impression on the expert committee. Even if the main part of the presentation passed not smoothly, it is possible to improve the situation with a good conclusion giving appropriate and exact answers to interviewers' questions after the presentation.

Despite the fact that the educational approach of professional portfolio is not widely used in the Russian higher mining-engineering education, its potential has been still insufficiently studied. It can be used as one of modern tutorials for foreign language learning in technical university.

#### References

1. Васильева П.А. Профессиональное портфолио студента на английском языке как новая образовательная технология в системе высшего технического образования в России // Обучение иностранному языку студентов высших и средних образовательных учреждений на современном этапе. – Благовещенск издательство АмГУ, 2015. – С.59 – 67.
2. Новые педагогические и информационные технологии в системе образования/ Под ред. Е.С.Полат. – М.: Академия, 2008. – 272 с.
3. Малетова М. И. О подготовке студентов к проведению презентации // Известия Российского государственного педагогического университета им. А.И. Герцена – 2008. – № 51.
4. Arter J., Spandel V. Using portfolios of student work in instruction and assessment // Educational Measurement: Issues and Practice. – 1992. – №11 (1). – P.36-44.

### CHALLENGES OF INTERPRETING IN CROSS-CULTURAL PROFESSIONAL COMMUNICATION

D.V. Bek

*Scientific advisor associate professor D.A. Terre  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The globalization is an inevitable phenomenon in the history of mankind which is connected with all areas of human life. As a result of exchange of information, distribution of knowledge and cultural patterns the worldwide relationships have been developed. In recent decades, the rates of global integration have increased due to technological developments, scientific and industrial achievements as well as innovations in communication facilities. These changes have a significant impact on the people relationships. It is direct communication between the members of society that provides a continuous process of information exchange [3].

The face-to-face interaction refers to an interpersonal level of communication activity which is based on human need for cooperation with the other people. The communication of a person in the group of people is initiated in course of collaboration which leads to certain results. In turn, the collaboration is an essential factor in the organization of social and profession work.

The cooperation of members of a community in order to achieve certain goals in any kind of activity is considered a professional interaction. The basis of professional interaction is the relationships between professionals within a particular production environment. This phenomenon serves as an integrating factor of globalization. The effects of this process can be observed throughout the world nowadays. For example, Sakhalin Energy is an international oil and gas operating company involved in the project "Sakhalin-2" which is carried out on the island of Sakhalin. The project involves the development of two offshore fields - Piltun-Astokhskoye platform and Lunskeya platform.

In 2009 the first refinery producing liquefied natural gas was built in Russia. LNG is being transported to Asia-Pacific region. At the moment, the main shareholders are the world's leading companies: Russian Gazprom, Dutch-British Shell and two Japanese Mitsui and Mitubisi [4]. The project is realized in a large-scale international environment, which is formed due to cooperation of specialists from different countries, whose main task is to maintain the successful accomplishing of the project.

Mutual understanding and unanimous agreement is the key to achieving their goals. But how to find a common

language within the diverse workforce in the project which affects a variety of international companies, whose members are representatives of different nationalities and cultures? The challenge is caused not by racial or religious discrimination, but it originates due to cultural diversity affecting cross-cultural communication. Different approaches to the same problem and disagreement in the views and opinions significantly decrease the project implementation rate. But the time period for doing the work is limited.

In course of the so-called global communication, the participants interact within the definite communication environment. This, in turn, forces a person to take part in the dialogue, choosing the communicative behavior which is not based on emphasis of cultural differences, but rather cultivating similarity and cultural tolerance. Interacting cultures create another environment, which gives rise to intercultural dialogue. A manifestation of this is today's dominance of integrative trends in the language of cross-cultural communication. It leads to occurrence of a single language which can provide the needs of cross-cultural interaction due to the fact that it is the most available to study and is more adapted to political, scientific and technological settings [5].

In today's world, owing to the constant development of society, the changing conditions of social and cultural cooperation it is necessary to have a single mechanism of universal interaction. In professional international communication in course of negotiations and making deals the main role for professionals plays an equal understanding of the subject of the discussion with a view of making good decisions that suit all partners involved in the dialogue. Therefore, the language employed in communication is of a key importance in achieving mutual understanding. Nowadays, such a tool of international cooperation is English. If we consider the language in terms of its structure, functioning and ways of acquire language proficiency, it turns out to be the reflection of the socio-cultural component of the ethnic community which it belongs to. Thereby, the study of a foreign language it is not just understanding certain phrases and expressions, but also studying culture and history of the native speakers of that language.

Despite the popularity and accessibility of this language for learning, specialists from different countries use it differently. This is due to many reasons. First of all, it is constantly updating, and new words and expressions appear in the vocabulary, as modern technologies and scientific discoveries are constantly emerging. Therefore, difficulties in the field of interpreting are quite justified, but it does not eliminate the responsibility of experts to carry out the job of high quality. The industry of interpreting has become a part of the international communication system, the development of which is an extremely rapid in recent years as a consequence of globalization. The value of high-quality interpreting in the modern world is very high.

An interpreter who does not have sufficient skills and training to work in the area of international professional communication can experience a number of difficulties which lead to communication failures and loss of agreement in the project. The concept of communication failure is dependent on the notion of error, as errors in producing and perceiving the communicative messages are the main cause of failures in communication between a low-skilled language speaker and a native speaker of the target language. In [1] among the most common errors the following types are distinguished:

- «Technical» errors, caused by incorrect phonetic or graphical arrangement due to weak or poor phonetic, spelling skills.
- «System» errors, caused by poor knowledge of the meaning of the units of language system at different levels. The common problem in this respect is the use of jargon and ambiguity of professional terms implications.
- «Discourse» errors, caused not by the poor knowledge of the language rules, but inadequate use of language in the actual situation of the communication which is due to lack of awareness of cultural norms and values used in the community of the target language. The use of certain words can mislead the partner of another nationality, because his native language is missing the word or has another meaning. Discourse errors can be divided into «etiquette», «stereotype» and «encyclopedic» errors. The former are associated with being unaware of etiquette, social aspects in communication. «Stereotype» errors can result from being unfamiliar with the context of usage of certain mental and speech patterns peculiar for the target language culture, whereas «encyclopedic» errors occur when the interpreter does not have some background commonly known by all the representatives of the target language culture.
- «Ideological» errors caused by the difference in the system of political, ethical and esthetical views which form the cultural base of the nation.

Consequently, to avoid communication failures and provide a successful acquiring of proficiency in a foreign languages and its culture, a person should be subjected to acculturation which is «accepting by a person who was raised in one ethnic culture the essential facts, norms and values of the other culture» [2], alongside with pertaining his native cultural identity. The cross-cultural interaction should not be build only according to rules accepted in the target language culture.

In this respect, a qualified interpreter must be mainly a mediator in different cultures who has an intercultural competence. According to [1], intercultural competence means an ability which allows a person to go beyond the limits of his/ her culture and acquire the qualities of a mediator without losing the native cultural identity characteristics. Compared to a low skilled speaker the interpreter has a number of advantages in real communication in cross-cultural environment since he is aware of peculiarities of cross-cultural communication; is ready to perceive “the other”, knows about possible psychological reactions (both his own and the interlocutor's ones) to cross-cultural communication settings; is familiar with the fact that each culture presents one of many ways to reflect the worldview through words; has the idea of special means to render his own culture patterns using the foreign language; possesses the skills to collaborate on the basis of reaching a mutual understanding.

Expert linguists, who are engaged in interpreting, are highly valued in all companies of national and international levels. Due to intercultural competence qualified interpreters are mandatory participants in any discussion between foreign specialists. They ensure the achievement of the necessary mutual understanding, contributing to the successful



solution of the required objectives in the partners' cooperation, because of the proficiency in a foreign language used as a tool of cross-cultural interaction.

#### References

1. Арустамян Д.В., Байкова Е.Д. Межкультурное общение как процесс межличностного взаимодействия // Молодой ученый. — 2014. — №1. — С. 734-736. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://moluch.ru/archive/60/8867/>
2. Демченкова Н.М. Коммуникация в социокультурной сфере, 2009. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5585029/page:15/#32>
3. Межкультурная коммуникация // Википедия, свободная энциклопедия. — Электрон. дан. — Сан-Франциско: Фонд Викимедиа, 2017. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/?oldid=83188769>
4. Сахалин Энерджи // Википедия, свободная энциклопедия. — Электрон. дан. — Сан-Франциско: Фонд Викимедиа, 2016. — [Электронный ресурс] — Режим доступа: [<http://ru.wikipedia.org/?oldid=79101852>]
5. Тер-Минасова С.Г. Язык и межкультурная коммуникация [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.fl.msu.ru/research/publications/ter-minasova-lang-and-icc/ter-minasova-yazik-i-mkk-BOOK.pdf>

### **CROSS-CULTURAL DIVERSITY OF NON-VERBAL COMMUNICATION: SPATIAL ORGANIZATION IN PROFESSIONAL INTERACTIONS**

**A.G. Bobkov**

*Scientific advisor associate professor D.A. Terre*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

Globalization which takes place at present, leads to rapid development of interactions between different countries, nations and their culture. Integration and unification is due to cultural exchanges and face-to-face contacts with state institutions, social groups, political movements, scientific collaboration, commerce, tourism and etc. Communication with foreigners and interactions with representatives of other culture have become commonplace. Educational institutions provide the opportunity for the students to participate in academic mobility exchange programs; teachers are involved into international collaboration projects, and have internship training abroad. Thereby, they take part in cross-cultural communication and “dialogue of cultures”.

Most experts admit that it is possible to refer to the issue of cross-cultural communication (interaction) only in case if people are representatives of different cultures and consider everything that does not correspond to their way of thinking is alien. The relationships are cross-cultural if the communicators do not address their native traditions, customs, values and behavior manners, but get accustomed to other culture rules and norms of everyday interaction [4].

Cultural diversity impacts the efficiency of communication greatly. When two representatives of various national cultures interact, each of them tends to act using his/her native culture model of behavior, which is often significantly different from the model of the representative of the opponent culture. Each person in this situation makes use of his/her non-verbal language peculiar for his/her ethnic culture [5].

The results of interactions, especially in case of cross-cultural communication, depend not only on the fact that the speakers understand the words but also are dependent on the communicator's skills to correctly and appropriately interpret the information rendered by non-verbal means of communication, which we are constantly using. Therefore, the knowledge about cultural diversity of elements of non-verbal communications is an essential aspect of successful everyday and professional interactions.

Non-verbal communication is exchange of non-verbal messages between people and their interpretation as well. Means of non-verbal communication alongside with most well-known ones like facial expressions, gestures, voice quality and speaker's speech characteristics can be concerned with norms and values of mass communication, arts and various graphics [6]. Such communication is possible since all these signs and symbols are associated with definite meaning for particular culture which is easily understood by the community. Non-verbal signals are perceived through different channels like visual, auditory, haptic. In real communicative situation several or all the channels are used for the perception, as a rule.

Non-verbal message renders slots of information about communicator's personality. The interlocutor may learn about his temperament, emotional condition at the process of interaction, communicative competence, social status, and his self-esteem. Non-verbal communication (interaction without words) can be brought about without the speaker being aware. It may either supplement and intensify empathy of verbal communication, or may conflict with it and hinder the verbal communication. The non-verbal means of communication may be used to conform with, explicate or reject the information obtain by words; consciously and unconsciously render information; express emotions and feelings; coordinate the conversation flow; take control over and manipulate other people; compensate for shortage of words.

In professional activity businesspeople frequently experience face-to-face interactions, and such aspect of non-verbal communication as diversity of spatial organization patterns matters. It has been stated that every person has an imaginary region surrounding a person which they regard as psychologically theirs. Most people value their personal space and feel discomfort, anger, or anxiety when their personal space is encroached. Therefore, there is always some distance between people who are communicating with each other. This distance can extend and lessen depending on the situation, and this parameter indicates type, character of relationships and attitudes of communicators. Permitting a person to enter personal space and entering somebody else's personal space are indicators of perception of those people's relationship.

E. Hall distinguishes four basic interpersonal distances which can be observed in communication [1]:

*Intimate distance* – the distance in course of communication is 0-46 cm. This distance is for embracing, touching or whispering. An intimate zone is reserved for close friends, lovers, children and close family members. Private zone is divided into two subzones. The communication at the distance of 0-15 cm is actually a body contact interaction. This is the closest distance which is used in romantic relationships, or in various wrestling sports. The distance of 15-46 cm is the zone for interaction with close people who are in good emotional relationships.

*Personal distance* – the distance in course of communication is 46 cm to 1.2 m. This zone is used for conversations with friends, to chat with associates, and in group discussions. In ordinary informal conversations people feel comfortable if the distance between the interlocutors is of this type.

*Social distance* – the distance in course of communication is 1.2-3.7 m. This zone is reserved for strangers, newly formed groups, and new acquaintances.

*Public distance* – the distance in course of communication is 3.7 m. This zone is used for speeches, lectures, and theater; essentially, public distance is that range reserved for larger audiences. In such communication it is necessary to speak louder and more distinctly, use more gestures to convey the required information.

The space within intimate distance and personal distance is called personal space. The space within social distance and out of personal distance is called social space. And the space within public distance is called public space. Entering somebody's personal space is normally an indication of familiarity and sometimes intimacy, however, more often entering the intimate zone leads to different physiological reactions and processes in the body. The heart starts to beat harder, adrenalin gets into the blood circulation system, and it saturates the brain and muscles. This serves as a signal of the body getting ready for immediate actions and defense.

According to numerous research results, there is a diversity of approaches to distance among representatives of different cultures. For example, Americans, Germans, French, Japanese and Arabs differ in perception of personal, social and public distance.

The intimate zone is 23 – 25 cm in course of interaction with people of European nations and Japanese, for some of them this distance is even smaller. In America and Australia the intimate zone has much greater radius and makes 46 cm, which is the bottom limit to personal zone. Americans can feel comfortable while there is the distance of 90 cm between the interlocutors whereas most residents of European countries and Japan consider this distance too big and inconvenient for conversation. In Japan overcrowding of people is associated with warm-hearted and pleasant intimacy, consequently, people prefer being as close to each other as it possible. They manage to touch each other; though, rather rigid boundaries of personal space still remain [3].

Arabs like to sense the interlocutors, touch and scent them. In Arab countries it is believed that if you do not want to scent your friend, you are ashamed of him. Odor sense is the most important mechanism which determines the distance in communication with Arabs.

The intimate zone in German is the distance within arm's reach. If someone enters it without the permission, this act is immediately interpreted as disrespectful attitude to a person. In Russia and Ukraine this distance is much lesser. Most people there can stand much closer and communicate with any visible discomfort. Consequently, the Slavs pay attention to the fact that Germans are afraid of physical contact. In Germany, in case of any physical contact, for instance in public transport or in a queue, people begin to look around with anxiety or stare at a person who has entered the intimate zone in an unfriendly manner [2]. The same refers to differences in treating personal, social and public zones. For instance, hugging with three friendly kisses as a sign of welcoming commonly used in Russia among elderly male people, one can hardly imagine in communication with Germans.

It should be noted that of significant importance is not only considering the cultural environment where a person was brought up, but also location. Those who were raised in the countryside tend to have greater personal space, than people who were brought up in heavily-populated capitals.

Not being aware of cross-cultural diversity in personal space treatment can cause misunderstanding and false judgments about the culture and behavior of partners in course of professional and business interactions. At official meetings one may come across the situation when a German partner takes a step backwards, unintentionally trying to avoid discomfort which is caused by too close location of the interlocutor. The Russian partner, in his turn, takes the step forward implying that such distance would be more convenient for conversation. This variant of "seek-and-hide game" results in misunderstanding and irritation of both partners and sufficiently hinders the communication.

In professional and business communications while arranging the room for meetings it is necessary to consider that every person has a personal space. One should bear in mind that all the participants feel comfortable when interacting at a sufficient distance from the interlocutors. Consequently, for successful negotiations it is necessary to have a big table. This is a necessity not only due to not fact that a large number of participants can be placed around such a table, but the table provides formal distance between the people, which allows the partner to overcome the discomfort which the unfamiliar environment can cause. The most important person should take the seat at the top of the table. This seat of honour symbolizes highest rank and power. The distribution of the rest seats is also done depending on the principles of comfortable interaction of the participants. As soon as the participants in course of negotiating come to a mutual agreement, the distance between them gets shorter. The space between the partners is 30-50 cm, which corresponds to intimate zone, and is an indication of familiarity in relationships. Having reached the terms of agreement, the participants leave their seats at the table, as a rule, and approach each other to exchange handshakes so that they can show their satisfaction and appreciation [3].

Thus, it is possible to conclude that non-verbal means are outside reflections of inner mental and psychological world of a person, and, subsequently, a useful source of information about the personality of a business partner at a certain

moment of communication and in general. The skills to decipher these signals can help a person to acquire a vast variety of information over a short period of time. Developing these skills and using the means of non-verbal communication as well as learning about cross-cultural diversity of non-verbal communication, a person has the opportunity to influence the attitude of surrounding people and avoid disagreement, challenges in professional and business communication with representatives of various cultures.

#### References

1. Демченкова Н.М. Коммуникация в социокультурной сфере, 2009. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5585029/page:15/#32>
2. Личная дистанция в немецкой и восточнославянских культурах или почему немцы боятся прикосновений в транспорте? Информационный портал о Германии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.de-portal.com/ru/kak-ponjat-nemzev/osobennosti-obschenija-v-raznyh-kulturah/lichnaja-distanzija.html>
3. Малышкина М.В. Как распознать лжеца по языку жестов. Практическое руководство для тех, кто не хочет быть обманутым [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://psy.wikireading.ru/64308>
4. Морозов В.П. Искусство и наука общения: невербальная коммуникация: учебник / В.П. Морозов. – М.: ИП РАН, 2005. – 189 с.
5. Практические аспекты формирования межкультурной коммуникации средствами невербального общения [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://knowledge.allbest.ru/psychology/3c0b65635a3bd78a5c53a89421216d26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/psychology/3c0b65635a3bd78a5c53a89421216d26_0.html)
6. Сарайкина И.В. Проблема интерпретации невербального поведения [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://knowledge.allbest.ru/psychology/3c0a65635b2bc69a5c53a89421216c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/psychology/3c0a65635b2bc69a5c53a89421216c26_0.html)

### MODERN INTERNET RESOURCES IN FOREIGN LANGUAGE TEACHING

A.V. Frolova, N.A. Stasyuk

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

*Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

Modern society is characterized by rapidly occurring processes of renovation in all areas of public relations. It also leads to the fundamental changes in the sphere of education. Today young professionals should be ready to participate in cross-cultural communication in a foreign language and to improve their own knowledge.

In the modern world the knowledge of foreign languages makes it possible to establish educational, cultural and professional contacts. In order to merge into a single socio-cultural space, the professionals are required to speak foreign languages. Therefore, English skills are particularly important.

The advantages of using the Internet technologies in the process of learning a foreign language are no longer in doubt. Internet resources are an invaluable basis for the creation of foreign language environment, great opportunities for education and self-education of people to meet their professional and personal interests. On the one hand, the Internet-technologies (IT) contribute to the optimization and efficiency of the educational process if used properly. But on the other hand, the World Wide Web is full of poor quality and unreliable information [5].

In this regard, training with the use of IT requires different techniques, different didactic system based on student-centered approach to education. According to E. S. Polat, a student-centered approach to education in the modern world is based primarily on the development of critical and creative thinking, which can be formed in the presence of problematical presentation, an additional search of the necessary information, the comparison of opposing points of view, search the original solution to the problem, etc. It provides students with the IT scope for research, analysis, comparison, debating, for the development of critical thinking skills.

Particular attention should be paid to the IT properties that are characterized as didactic. By the didactic qualities of a learning tool the basic characteristics of this tool are understood, which distinguish them from the others, both in terms of theory and in terms of practice [3]. Didactic multimedia properties are based on the two most important functions of the Internet – information and communication, which are necessary to solve the problems of teaching. Didactic problems can only be solved by the proper didactic means, i.e. selection and organization of material, its classification and structuring, as well as the selection of methods appropriate to the task, the forms of monitoring and evaluation of the material studied. Thus, one can determine a number of teaching tasks which can be effectively used in the process of teaching by means of IT service components:

- development and improvement of skills and abilities of reading and listening, writing and speaking;
- enriching of active and passive vocabularies;
- formation of elements of global thinking;
- formation of a stable motivation for cognitive activity, the need to use a foreign language;
- formation of work skills in the group [2].

In didactic terms the Internet includes two major components: the forms of telecommunications and information resources. The most common forms of telecommunication include e-mail, chat, forum, ICQ, video, Web conferencing, etc.

The information resources of the Internet contain text, audio and video material in various subjects in different languages. However, to ensure that students do not get lost in a lot of different information content, and the most

productive use of it is to meet the educational and professional interests and needs, there is a need to develop special educational online materials designed to teach students how to work with the Internet resources. In contrast to the forms of telecommunication training the Internet materials are created exclusively for educational purposes. They can be designed in various subjects, including foreign language.

On the Internet, there are many ready-made patterns for creating Web-training assignments and tests that can be divided into two main groups. First of all, the test items that are based on the existing patterns. Recently another group of patterns is successfully used to create more complex Web tasks.

Among the problem-search tasks are five types of educational online materials: Hotlist, Treasure Hunt, Subject Sampler, Multimedia Scrapbook, Webquest [1; 4].

Hotlist is a list of the Internet sites for the subject under study. It is quite simple to create and can be useful in the learning process. Hotlist should be used when a student has low technical skills, when the topic is new to the students, and when there is not enough time to complete a task.

Multimedia Scrapbook can be used when students already have some general idea of the topic. The Scrapbook contains links to the text websites, photos, audio files and video clips, graphics and animations that are very popular today, virtual tours. Using this material students perform various tasks relating to: reports, presentations, creating their own web pages, etc. Multimedia Scrapbook simultaneously expands the ways to perform various tasks, offers a variety of diverse material, and develops critical thinking.

Treasure Hunt is similar to the Hotlist. It contains links to various sites on the topic under study. The difference is that each of the links contains questions on the content of the site. With these questions the teacher directs the search activity of the students. The students can be given some general questions on the general understating of the topics at the end of the Treasure Hunt.

Subject Sampler reveals interesting aspects of the topic for students. After studying each aspect of the theme, students need to answer the question. The main feature of Subject Sampler is that obtaining information should be based on an emotional level. It is necessary not just to study the material, but also to express their own opinions.

Webquest involves working with large amounts of material, research and critical thinking over the information. The teacher can use the Webquest to motivate students to solve complex controversial problems, to make deep reflection and understanding of the various aspects of the problem, to introduce students to a variety of interpretations of the problem, to develop the skills to work in a group. Before the students are divided into groups, the group should study the general information on the topic under consideration to immerse in an upcoming project problem. The teacher selects the resources of the Internet and classifies them so that each subgroup acquainted with only one problematic aspect of the topic. After the study the teacher organizes the discussion and a full understanding of the specific challenges in each subgroup of primary students. During the discussion all students learn from each other about all aspects of the problem. During this discussion students should express their own opinions, draw conclusions, and predict the further possible course of action [4; 6].

For developing training materials the Internet allows a great variety of the educational resources to be used. Teaching Internet materials may be directed to the development of foreign language communicative competence. Many of the skills that are required in the process of working with the Internet technology are adaptable for multiple types of speech activity: productive (speaking and writing) and receptive (listening and reading).

The use of reading tasks from the Internet training materials develops such skills as the ability to separate essential information from the secondary one, to determine the temporal and causal relationship between events, to summarize the information, to assess the accuracy of the information, to select relevant information in the text (that is typical for the Hotlist and Multimedia Scrapbook).

The Internet material for writing suggests the development of students' ability to describe events, report and ask for information, express their opinions, briefly retell the contents of a simple text, to grasp the necessary information from the reading and make abstracts or detailed plan presentation, summarize the information (that is typical for the Treasure Hunt, Subject Sampler, Webquest).

When the students use the Internet training materials in speaking they develop the ability to participate in an interview, to request and share information, express their views, to take the initiative in the conversation, to pay attention to details, to summarize what they've read, to give a description of the facts.

When the students use online materials for listening they develop the ability to determine the subject problem, to exchange facts, examples, arguments, summarize the information in the text, to determine their attitude to it [4].

Thus, the use of the modern Internet resources in teaching a foreign language to students of non-linguistic specialties contributes to the comprehensive development of the future experts, the realization of the most effective conditions for their preparation, as well as the formation of the interest to the study of a foreign language.

#### References

1. Kolbysheva Yu.V., Kovalenko N.S. Internet resources use while teaching a foreign language to the students of non-language specialties (by the example of Institute of natural resources of Tomsk polytechnic university) // *Philological sciences. Issues of Theory and Practice*. – Tambov, 2010. – № 3 (7). – P. 94-97.
2. Polat E.S. *Internet in arts education: a textbook for high schools*. – M.: VLADOS, 2002. – 336 p.
3. Polat E.S. *Internet on the foreign language lessons* // *Foreign languages at school*. – 2001. – № 2-3.
4. Sysoev P.V., Evstigneev M.N. *Using modern educational Internet resources in teaching foreign languages and cultures* // *Language and Culture*. – 2008. – № 2. – P. 100-110.
5. Sysoev P.V., Evstigneev M.N. *Creating a copyright education in a foreign language. Internet resources* [electronic resource] // *Eidos: Internet magazine*. 2008 on 16 May. URL: <http://www.eidos.ru/journal/2008/0516-4.htm> (access date: 11.12.2016).
6. Titova S.V. *resources of the Internet in the teaching of foreign languages*. – M., 2003. – 267 p.

## INTERCULTURAL PROFESSIONAL COMMUNICATIVE COMPETENCE

D.I. Galimov, T.K. Taushkanova

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

*Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

In modern linguistics the concept of «intercultural communicative competence» appeared recently. It correlated with the features of the foreign language communication training of the technical college students. There are only a few attempts to investigate the nature of this phenomenon in the context of students' training [2]. The best known is the work of I. L. Pluzhnik. According to the author, intercultural communicative competence is the «ability to understand the views and opinions of the representatives of other cultures, to adjust their behavior, to overcome conflicts in the communication process, to recognize the right of different values and norms of behavior to existence» [6].

The necessity to consider the cultural background of the communication partner in a dialogue is of fundamental importance. In case of the intercultural professional interaction both communication and cultural characteristics of each of the partners matter. It is noteworthy that the concept is applied to the professional sphere of intercultural communication. Intercultural communicative competence becomes one of the essential qualities of a modern technical college graduate – Bachelor and Master. This intercultural communicative competence provides the basis for professional mobility, prepares the students for the rapidly changing life conditions, adjusts them to the professional standards of the world advances, increases the possibility of professional self-realization based on communication, empathy and tolerance.

A professional component in the structure of intercultural communicative competence is fundamentally important in the training of students of a technical college due to the specific conditions of mastering a foreign language. Traditionally, this subject is studied before the introduction of the majority of general and special disciplines into the learning process. Foreign language training in this case begins to perform a specific function. It provides early professionalization and «opens reserves of advanced vocational training» [4]. This intercultural communicative competence of the future technical college graduates must always be professionally marked.

The intercultural communicative competence is based on its professional marker that determines the structure of a course of a foreign language in a technical college. One should take into account, firstly, the communication features of the profile of a training area and, secondly, the needs of the student who is interested in obtaining the necessary professional knowledge. This necessity is due to the fact that the task of a technical college is to prepare students for professional work and to form a secondary language personality «to a limited extent, determining the future needs of the specialist in foreign language professional communication» [1]. The profile of a person is very specific, since the content of all its levels – verbal-semantic, motivational and lingual-cognitive – is determined by the peculiarities of professional spheres and situations of intercultural communication only. Accordingly, such a person is characterized by a limited (in terms of professional and didactically expedient reduction of the number of areas and situations) intercultural communicative competence.

Thus, formation of professional intercultural communicative competence is the aim of teaching technical students a foreign language. It forms the ability of intercultural communication with colleagues (representatives of other cultures) in the language of partner.

According to M. G. Evdokimova, professional intercultural communicative competence in a non-linguistic high school can be developed in the process of formation of the individual components of communicative competence. If «all the components of the professional foreign language communicative competence are formed taking into account the intercultural characteristic, a set of intercultural aspects of the content of the respective components of foreign language professional communicative competence will be a limited professional intercultural competence» [1]. A similar view is held by G. A. Nizkodubov. He integrates professional components of the foreign language communicative competence into the structure of the intercultural communicative competence by revising the content characteristics of the former [5].

A different view of the components of intercultural professional communicative competence is proposed by O. A. Frolova. She includes the specific-in-nature components into the composition of this competence: the ethnographic, socio-linguistic, socio-cultural and subject-professional competences [8].

This, to a greater degree «socio-cultural», approach to the components of intercultural professional communicative competence is presented by I. L. Pluzhnik. The author includes lingvo-socio-cultural, discursive and thesaurus competences in its structure. These components of intercultural professional communicative competence are not focused on the implementation of the dialogue of cultures. In fact, one can talk here about «a foreign culture monologue». This «monologue» (the only focus on the features of foreign cultures) is ranked as a major component in the structure of the professional intercultural communicative competence [6]. Such a view on the structural nature of the intercultural professional communicative competence has the right to exist. But it fits into the context of the socio-cultural (rather than intercultural) approach to the training of students at a non-linguistic high school.

The specifics of intercultural education strategy assume that a technical professional should be able to combine and differentiate between «native» and «foreign» professional pictures of the world. As a result, it is a kind of incorporation of the elements of a new foreign language professional picture of the world with addition of the professional image of the world [7]. Through communication with a new culture, being integrated into the «foreign culture», a person develops, studies deeply and understands foreign culture, system of values, usually imperceptible «from within», if not compared with the «foreign one» [3].

Such a view of intercultural professional communicative competence is manifested in its structure, which includes a number of special components:

- intercultural competence as a student's ability to identify, recognize, interpret, compare and discuss the concepts, views, rules, regulations, and other components of their own or another professional picture of the world;
- intracultural competence as the ability to identify, comprehend and interpret the concepts, ideas, norms and rules of their own professional culture;
- outercultural competence as the ability to identify, comprehend and interpret the concepts, ideas, norms and rules of a professional linguistic culture.

These three competences, making macro-level structure of the professional intercultural competence include more specific competences, each of which, firstly, is influenced by the triple interconnected macro competences and, secondly, is professionally marked. These micro-level or sub-competences are presented by linguistic, socio-linguistic, socio-cultural, strategic, discursive and social competences which are typical for both home and foreign cultures.

Thus, one can talk about the complex nature of the intercultural communicative competence of a technical professional training, which is a set of competencies and sub-competencies and which can be considered to be universal.

So, all of the above mentioned leads to the important conclusions. Firstly, as a result of the analysis of the semantic peculiarities of the concept of «professional intercultural communicative competence» it is possible to identify and detail current understanding of this category. This understanding involves consideration of the intercultural professional communicative competence and its close correlation with the features of the native and foreign societies implemented in the professional sphere of human activity. Secondly, intercultural originality of professional communicative competence as the essential characteristics of a technical college graduate is manifested in all its components in the unity and uniqueness of functioning of system-components.

#### References

1. Evdokimova M.G. Education system in foreign languages on the basis of information and communication technology (technical college, English). – Moscow, 2007. – 49 p.
2. Kovalenko N.S. Role of social-cultural competence in teaching foreign language to students of nonlinguistic training directions // Philological sciences. Issues of Theory and Practice. – Tambov, 2013. – № 5 (23), Part. 2. – P. 110-112.
3. Korochkina M.G. Formation of intercultural competence in a technical college. – Taganrog, 2000. – 178 p.
4. Krupchenko A.N. Formation of professional linguistics as the theoretical and methodological problems in vocational education. – 2007. – 46 p.
5. Nizkodubov G.A. Formation of intercultural professional and business communicative competence in teachers of language high schools. – Tomsk, 2007. – 215 p.
6. Pluzhnik I.L. Formation of intercultural communicative competences in the process of training of students in the humanities. – Tyumen, 2003. – 335 p.
7. Fedosov V.A. Linguistic and methodological foundations of teaching Russian as a foreign language, taking into account the factors of the language environment and language. – Moscow, 1999. – 33 p.
8. Frolova O.A. Formation of the intercultural competence of the students studying economics at a higher school in modern conditions. – Moscow, 2002. – 297 p.

#### LANGUAGE BARRIER IN ENGLISH LEARNING AND METHODS TO OVERCOME CHALLENGES

D.V. Karavskiy, K.M. Kimbaev

*Scientific advisor associate professor D.A. Terre*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The modern conditions of professional activity which are the result of rapid development of global business determine an increasingly growing interest to learning foreign languages and, especially, English as a means of international communication. The success of cross-cultural relationships depends on the ability of people to adequately understand each other, interact and cooperate. Though there are many different methods to learn a language, which can help graduates of higher educational institutions to know various grammar structures and many words, they still experience difficulties in spontaneous conversations, which may be referred to as language barrier. In psychological-pedagogical literature [2, 4, 5], there is no uniformity in the interpretation of the term “language barrier”. The researchers and people who are able to speak English imply different concepts. Recently, in cross-cultural communication one more aspect of this notion has been discussed and acquired a new name “cultural-linguistic barrier” which indicates certain handicaps in multinational communication originated due to cultural differences of interacting speakers [2]. Despite the diversity of the interpretations, there is one common feature. The concept of language barrier embraces everything that hinders effective exchange of information, that is the process of sending and receiving messages [1], the issue involved is communication. According to [6], barriers to communication are defined as, “aspects of or conditions that interfere with effective exchange of ideas or thoughts.” Barriers to communication can be anything that distorts or prevents a message from being properly sent or received.

In English learning practice language barrier refers to difficulties which occur in conversations when a foreign language is being used [5]. Not only beginners but also advanced learners can experience these difficulties, in most cases this happens due to a number of psychological reasons. Probably, the most important challenge is the fear to make a mistake which is brought up from the childhood. Therefore, even adults are instinctively trying to avoid mistakes, so they prefer to keep silent or say simple “Yes” or “No” answers, as they are afraid to make an impression of being

stupid or funny. Fear of unknown is also commonplace when people get into an unfamiliar situation since they have to speak with a stranger using the language which is not native. Some people are ashamed of their accent in English. Not ideal pronunciation can reveal that the speaker does not belong to the same community, and he does not know how the surrounding native speakers will react to his speech. Moreover, people think that native English speakers will laugh and they will look stupid. The fear to speak slowly is one more source of difficulties since English learners are under wrong impression that native English speakers expect them to utter 120 words a second but not a normal speech rate. Finally, the fear not to understand what the interlocutor is talking makes us speak too loud or prevents us from trying to speak English. It actually grounds on all the mentioned above fears, and can originate from the idea that if a person makes mistakes, speaks too slow, has an accent, and does not comprehend some words, the English speaking interlocutor will not understand him.

Among the challenges which do not deal with psychological factors but rather development of language skills the most common are:

- Small vocabulary. The wider your vocabulary, the easier you convey your thought for the interlocutor. In case of narrow vocabulary it will be difficult for you to formulate ideas and comprehend the words of English speaker.
- Poor grammar. The basic knowledge in this area can allow you to discuss the simplest topics, however, more complicated subjects and communicative situations require more complex grammar structures. Complex grammar may be crucial in understanding oral communication.
- Lack of practical training. Learning English once a week or a month is of no use. To develop any language skill it is recommended to meet with the English teacher systematically not less than twice a week for 60-90 minutes and spend 20-30 minutes daily for self-study.

The practice has shown that the most effective way of overcoming the language barrier is to communicate directly with the native speaker of the English language. However, not every person can afford interacting with the native speaker; as a consequence, one may try to make use of other methods. One of these methods is intensive purposeful self-study training on overcoming these difficulties. It can be based on a number of practical recommendations [3].

The most important thing is that you should calm down. You should remember that not only you but also your interlocutor can get confused and is afraid of being misunderstood. According to researches negative emotions affect language and communication abilities in a bad way. If you are nervous or upset, it will be more difficult for you to express your thoughts than when you are calm. The next step is to let yourself make mistakes, try to get rid of an intention to be ideal or perfect. At the beginning you may make a lot of mistakes, however, as soon as you practice more speaking, the amount of them will decrease. You should not be afraid to “sound” incorrect. The learners are aimed to pronounce sounds distinctly and correctly, however, accent is present in the speech of many English speaking people and that fact does not prevent them from effective interactions. Moreover, you should not hurry up. At first you should speak slowly, make pauses and take some time to find the suitable word, but you should focus on being grammatically and lexically correct. The speed (which has nothing in common with the understanding the content), can be developed as a result of much practice. While trying to comprehend what your interlocutor is saying, do not pay too much attention to separate unfamiliar words. Don't think too much over their meaning, simply drop them. The idea is that you must understand the general meaning of what has been said, e.g. the main message. You should not be afraid to repeat your words, sentences or questions if the interlocutor does not understand you. You even can paraphrase or simplify them. In your turn do not get embarrassed to ask your questions again, or ask a foreigner to slow down his speech if he speaks too quickly for you to understand him. The approach to the successful understanding in oral communication is “the easier, the better”. A simple sentence can be understood easily, though you should develop your communication skills by gradually adding to variety of your vocabulary (phrasal verbs, terms, idioms) and using more complex grammar structures in course of practice. In this respect one more way to succeed is to learn by heart the whole phrases but not separate words, as in actual speech you will not take time to combine single words into phrases, and you will formulate your thoughts and talk quicker. In order not to worry if you can understand English speech presented orally it is recommended to develop your listening skills. You may listen to news, songs, watch movies, series, talk and TV shows on the Internet in English. Try to spend at least ten-twenty minutes a day for practice listening, and do not stop even if you do not understand most of what has been said. Your ears must get used to unfamiliar sounding, and gradually you will adapt to everything you hear. It is a well-known fact that knowledge of grammar facilitates understanding in listening and helps to formulate your ideas in a compact and distinct way. You may overcome language barrier only if you practice a lot in speaking with an interlocutor, that's why you should find a suitable partner. This can be your friend, or a person who is also interested in developing his communication skills or a teacher, with whom you can interact personally or via Internet participating in special chat room on websites for those who want to exchange their language experience. In course of self-study you may also train speaking English. For this you should say everything aloud. When you read a book, read it aloud, if you do grammar exercises, say everything you are writing aloud, while watching a movie, and repeat the phrases of characters aloud. There is a tendency to remember better and faster the words that are uttered, then those that you studied without saying them aloud. Last but not the least, you should smile more since there is a stereotype that the Russians are grim people who never smile. By the way, a smile in course of communication is a necessary condition for an effective interaction in European countries. Good-minded and smiling English learner can get help from his or her interlocutor quicker than a nervous and frowning one.

There is a wide variety of methods which help to get rid of difficulties in communication using English, and learners can do this in course of their study in class at higher educational institutions or individually at home applying manuals or different technological devices and internet technologies. To overcome a language barrier is vital, since new types of oral communication are getting more and more common due to distance interactions using international language,

and intensive cooperation in the area of science and engineering which requires development of both written and oral communication skills in native as well as in a foreign language.

#### References

1. Демченкова Н.М Коммуникация в социокультурной сфере, 2009. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5585029/page:15/#32>
2. Долгополов Д.М. Лингвокультурные барьеры и пути их преодоления [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://sibac.info/studconf/hum/xxxiii/42364>
3. Как преодолеть языковой барьер в английском языке. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://englex.ru/how-to-overcome-language-barrier/>
4. Макаев Х.Ф. Устранение языкового барьера как условие формирования языковой компетенции будущего специалиста // Ученые записки университета имени П.Ф. Лесгафта, 2011. - 11(81). - С. 83-87. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://bmsi.ru/doc/f48b937f-bacd-415a-95c4-26b5dc257dba>
5. Шакленина М.В. Характеристика лингвистических барьеров и способов их преодоления в контексте теории коммуникации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://refleader.ru/jgemermermerbew.html>
6. Papa, N. Define Barriers to Communication [Internet resource] – Retrieved from: [http://www.ehow.com/about\\_6714357\\_define-barriers-communication.html](http://www.ehow.com/about_6714357_define-barriers-communication.html)

### **CORPORATIVITY: MODERN ORGANIZATIONAL COMMUNICATION**

**A.A. Mikheev, O.V. Salikaeva**

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko*

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

*Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

Organizational communication is a special type of communication a certain organization administration undertakes for the exchange and the transmission of important information to a large number of people both inside and outside the organization. Organizational communication is necessary for effective management, taking right decisions, coordination and control of the company [5].

In modern Russia corporate social pattern becomes more and more popular. Corporativity is a new type of social interaction and coordinated communication.

In the presented paper corporate communication is understood as a particular type of organization and official communication, which reflects the interests and peculiarities of corporate organization (corporation). For example, if the corporate edition is called «corporate», it is clear that the company is democratic and creative. If an organization is serious and having strong reputation, it is usually displayed in the media. Corporate edition is an opportunity to create an information space in the organization. Through the magazine bosses notify their employees about the plans for the future. They express their point of view on what is going around, the priorities in work. Thus, the company's corporate spirit and values are revealed by this concept. Therefore, McDonald Corporation has a set of corporate rules and standards to follow. They are called «Bible McDonald's» and define the basic principles of communication and behavior in the organization: culture, quality, purity, availability [6].

Russian «Sberbank» Corporation is known as an open, creative, and serious organization. Openness and accessibility for everyone are traditional for this organization. It can be seen in its new program «Crowdsourcing» that is an open dialogue of the bank with the community. It aims at providing the opportunity for everyone to prove and change the life to the best [7]. A well known program «THANKS FROM SBERBANK» creates an image of a polite and respectful organization. It communicates the idea: «Thank you for the fact that you trust us. Thank you for choosing us to manage your finances. Thank you for staying with us for many years». Here the repetition of the words «thank you» promotes the expression of gratitude and modifies a person's desire to work or collaborate with this organization [7].

Thus, corporation communication within the corporation is carried out in different ways. In this regard, one can distinguish different corporate communication genres. A corporate genre means the whole complex of genres that reflect the collective values and beliefs, reflecting the interpersonal relationships within the company, aimed at uniting the collective [2].

On this basis, it is possible to identify three types of genres:

1) *media genres*, which include: a) corporate publications aimed at informing the staff members about the company's current events; b) corporate websites where everyone has the opportunity to read about the news, achievements, actions, orders, etc.; c) the Internet portals; c) the Intranet;

2) *entertainment genres*, among which: a) corporate events (contests, corporate parties, corporate weekend programmes, creative competitions, welcome days, corporate out of door activities, etc.) aiming at uniting the collective; b) progress review; c) corporate greetings devoted to different occasions, where the corporate values are transmitted;

3) *educational genres* such as: a) corporate training and b) training seminars, where the laws and norms of behavior in the organization are repeated and fixed.

When analyzing the linguistic means used by the most successful Russian corporate publications it is obvious to come to the conclusion that they are aimed at uniting the team and demonstrating their social significance. As a rule, the company assumes responsibilities for its employees, partners, customers and environment. The idea of corporativity is very often promoted by using the pronoun «we» [1].



It is known that proper names have the function of «individualizing nomination» [3]. Therefore, the use of personal names in combination with the surname is still one of the linguistic techniques aimed at corporation members' collaboration.

Media genres have not only the informative function but also assume responsibilities before employees, society and environment and describe the progress in these areas accordingly. The use of modal verbs, expressions with the modality of the ban, obligation, and responsibility is typical for corporate publications.

Using the Intranet is the latest feature of modern organizational communication. Intranet makes possible to maintain corporate knowledge and get them from any department of the company. For example, via Intranet one can easily get access to staff instructions, internal regulations, policy, standards, news mail, etc. In fact, Intranet allows communicating a common corporate culture by using the flexibility and versatility of modern information technologies for effective management of corporate work [4].

As for entertainment genres it should be noted that the corporate language is traditional for every corporate organization. By the corporate language one assumes a set of linguistic and non-linguistic elements creating a certain image of the company aiming at attracting attention of the existing and potential customers, raising the staff's spirit of belonging and devotion to the corporation. The use of such units as a family, a team, an organization, a corporation, a team of employees emphasizes the unity of the people in team to work together and emphasizes the team spirit. By this way the corporation becomes unique and competitive.

Therefore, the modern Russian organizations tend to conduct its management activities in accordance with the international standards of business administration. Corporate communications are widely used for effective relationships within the organization and abroad. So, by corporate communication one understands the particular type of organization and communication service, which reflects the interests and specific features of the organization. An important component of corporate communication is the use of a corporate language which includes linguistic and non-linguistic elements and reflects the corporate culture and values of the organization. For modern management of communication corporativity is characteristic. At the same time it can be treated differently. On the one hand, corporativity is a kind of isolation and restraint. But on the other hand, it is considered to be one of the most effective means of manipulation the employees of the organization in order to increase their sense of belonging, devotion and significance.

#### References

1. Graneva I.Yu. Pronoun «we» as a means of ideological manipulation in the Russian language picture of the world // Bulletin of the Nizhny Novgorod University. – 2010. – № 4 (2). – P. 494-496.
2. Evtushenko O. Corporate genre of administrative discourse of congratulations // Bulletin of Leningrad State University. – 2012. – №1. – Vol. 1. – Philology. – P. 149-154.
3. Ermolovich D.I. Proper names at the intersection of language cultures. – M., 2001. – 200 p.
4. Kulginov M. Corporate networks Technology: Encyclopedia. – SPb.: Peter, 2000. – 509 p.
5. Milner B.Z. Organization Theory. – M.: INFRA-M, 2000. – 480p.
6. Макдональдс. [Internet resource] – URL: [www.mcdonalds.ru](http://www.mcdonalds.ru) (access date: 21.12.2016).
7. Сбербанк всегда рядом. [Internet resource] – URL: [www.sberbank21.ru](http://www.sberbank21.ru) (access date: 21.12.2016)

### CROSS-CULTURAL COMMUNICATION

**A.V. Milovanova, O.V. Salikaeva**

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia  
Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

In modern society there are different models which are supposed to help people of different cultures to understand each other better. These models imply several points including cross-cultural education, mutual dialogue of cultures, the formation of openness and tolerance and also the creation of «the third culture». That is why intercultural communication can be understood as a perfect goal which all of us must try to achieve. It is essential as it enables us to adapt to the world around in a better way.

Traditionally cross-cultural communication is seen as an adequate mutual understanding between participants of a communicative act having different cultures. In other words, cross-cultural communication is a kind of «dialogue of cultures» [5]. In these definitions the result of the interaction is positive. However, at times it might have a quite opposite outcome. Cross-cultural communication can be connected to not only mutual adaptation and understanding peculiarities of the partner but also to disagreement and conflicts [1].

It is widely believed that there are some things which cause difficulties in communication. Firstly, the reason of misunderstanding is rooted in differentiating character of cultural value which means that every social group has its own system of cultural values. Secondly, each representative of culture is simultaneously a member of several social groups. And the last but not least, difficulties in communication can emerge because of different dominating ideologies.

T. N. Persikova has indicated 8 integral parts of the communicational process [3]:

1. Relations, or psychological states which predetermine our acts;
2. Stereotypes, or providing people with certain qualities and characteristics on the basis of belonging to any cultural, professional, sexual or age group;

3. Social organization of culture;
4. The way of thinking;
5. Social roles and norms of behavior;
6. The language of other country;
7. The perception of space;
8. Attitude towards time which has an influence on relations between people.

This classification shows that overcoming only a language barrier is not sufficient for providing effective communication between representatives of different cultures that is why they also have to overcome a cultural barrier which is composed of national specific components of culture that is unique and at the same time create problems for cross-cultural communication [2].

Studying cultures enables people to anticipate peculiarities in behavior of its representatives and significantly ease mutual understanding. However, the necessity of creating typologies of cultures has been a rather controversial issue among specialists [4]. This controversy has lead to the emergence of some theories of intercultural communication which examine problems of cultural interaction.

The most famous theory was worked out by A. Hall. This theory contains typology of cultures and divides them depending on an attitude towards information. According to these criteria one can point out two types of cultures – high-context culture and low-context culture.

High-context cultures are characterized by high informational awareness, close relations inside family and constant contacts with friends and colleagues. Nonverbal means and reserved expression of feelings play an important role in communication. The striking features of low-context cultures are lack of informational awareness, strict borders between private and business contacts. The representatives of this type tend to show their sincere emotions in communication [4].

The importance of this theory has never been questioned as the role of information has a tendency to increase in the modern society. The theory of A. Hall helps to understand the inner world of cultures and explain some patterns of behavior.

The second theory was suggested by G. Hofstede. The theory of cultural changes analyses so called mental programs which arise during the formation of perceptions, ways of thinking and behavioral reactions which are observed according to 4 criteria: hierarchy – equation; collectivism – individualism; masculinity – femininity; high level of uncertainty avoidance – low level of uncertainty avoidance.

Cultures, where hierarchy plays a major role, see government and power as a fundamental basis of society. They respect strict and harsh manner of management. Whereas cultures that tend to accept equation prefer to have equal relations. They appreciate freedom and respect to personality.

Individualistic cultures value individual goals of their representatives more than group ones. Unlike individualistic cultures, collectivistic ones accept the domination of the group's goals above the individual ones.

The criteria «masculinity – femininity» does not have a direct relation to men and women. This criterion only establishes the domination of a certain trait in the national character. Men cultures value determination, the acceptance of personal achievements and high income. Contrary to it, female cultures prefer relations, cooperation and care about people around.

Cultures with high level of uncertainty avoidance tend to feel a lot of stress and aggression. The representatives of cultures with low level of uncertainty avoidance are invulnerable to the stress of any kind and rely only on themselves.

Obviously, this theory as well as the previous one does not suggest a universal solution to the question of typology of cultures but the above mentioned criteria significantly ease the realization of cultural differences.

The third theory is based on the level of cultural literacy. It includes the understanding of background knowledge, values and the cultural picture of the world. Cultural literacy is expressed only in communication and forms intercultural competence together with the language and communicative competence. Every situation of communication corresponds to the certain level of intercultural competence [4].

By restating everything that has been said above, the merit of all theories is that they make a great contribution in research of the process of intercultural communication. Additionally, they make us understand that the main condition of successful intercultural communication is the realization and acceptance of the differences between the representatives of different cultures.

#### References

1. Grushevitskaya T.G. Bases of cross-cultural communication. – M., 2003. – 352 p.
2. Kovalenko N.S. Role of social-cultural competence in teaching foreign language to students of nonlinguistic training directions // Philological sciences. Issues of Theory and Practice. – Tambov, 2013. – № 5 (23), Part. 2. – P. 110-112.
3. Persikova T.N. Cross-cultural communication and corporate culture. – M.: Logos, – 2002. – 225 p.
4. Sadokhin A.P. Introduction to the theory of cross-cultural communication. – M.: The higher school, 2005. – 310 p.
5. Ter-Minasova S.G. Language and cross-cultural communication. – M., 2000. – 624 p.

## POLITICAL CORRECTNESS OR LANGUAGE TACT

A.Yu. Movsesyan, M.V. Kuleshova

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia  
Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

Political correctness (PC) is a powerful cultural and linguistic tendency. This tendency was born more than 20 years ago because of «the revolt» of Africans, who were resented by «the racism of the English language» and demanded its deracialization.

This revolt started precisely in the USA though it had great power and success in the world's linguistic history. English, as an international language, is used as means of communication by different nationalities and races. That's why they put forward their requirements. The USA is a unique country with multinational population. Due to this fact there are various international, intercultural and interethnic problems [3].

Political correctness of the language is expressed in the tendency to find new ways of language expression instead of those, which hurt person's feelings and dignity, interfere his/her personal rights by the familiar tactless language expressions and/or by the straightforwardness in respect of racial and sexual belonging, age, health, social status, appearance and so on.

There are some kinds of political correctness: 1) racial; 2) ethnical; 3) cultural; 4) civil; 5) social; 6) professional; 7) institutional; 8) ethical; 9) moral; 10) mental; 11) gender; 12) ecological [2].

Here are the examples of those changes, which suffered «racial» words and word combinations because of the tendency to political correctness:

- Negro > coloured > black > African American / Afro-American;
- Red Indians > Native Americans.

Feministic movements first started in American English and later on prevailed at different language levels and practically in all variants of English. For example, the address Ms by analogy with Mr doesn't discriminate the woman as it doesn't define her marital status. It successfully penetrated into official English and paves the way to colloquial speech.

The «sexist morphemes» indicating the sex of the person like a suffix -man (e.g. chairman, businessman, salesman) or -ess (e.g. stewardess) are ousted from the language together with the words containing them. Such words are replaced with others, defining the person regardless of sex: chairman > chairperson; spokesman > spokesperson; cameraman > camera operator; foreman > supervisor; fireman > fire fighter; postman > mail carrier; businessman > executive > businesswoman; stewardess > flight attendant; headmistress > head teacher.

The word women is even more often written as womyn or wimmin to avoid associations with a hated sexist suffix.

The traditional use of pronouns of a masculine gender (his, him) when the sex of a noun isn't specified or unknown, is almost replaced by new ways of language expression – either his / her, or multiple form their. E.g. Everyone must do his duty > everyone must do his or her (his/her) duty > everyone must do their duty. Even more often one can come across such form as s/he instead of he/she in written texts.

The examples given below demonstrate different groups of socially disadvantaged people whom English speaking society tries to save from unpleasant feelings and the offenses caused by the language: e.g. invalid > handicapped > disabled > differently-abled > physically challenged; retarded children > children with learning difficulties; old age pensioners > senior citizens; poor > disadvantaged > economically disadvantaged; unemployed > unwaged; slums > substandard housing; bin man > refuse collectors; natives > indigenous population; foreigners > aliens, newcomers; foreign languages > modern languages; short people > vertically challenged people; fat people > horizontally challenged people; third world countries > emerging nations; collateral damage > civilians killed accidentally by military action; killing the enemy > servicing the target [2].

To avoid anthropocentrism towards plants and animals and to emphasize our biologically equal coexistence on one planet with them, the word pets includes a person as the owner and is replaced with the phrase animal companions, as well as house plants > botanical companions, and objects of the inanimate world – mineral companions.

Widely spreading, political correctness runs to the absurd sometimes (for example, replacing the word history with herstory). Quite often politically correct phrases are made fun of. Consequently the effect of «correctness» decreases. The result turns out relatively opposite.

James Finn Gardner, the writer and the actor from Chicago, has rewritten the most popular fairy tales in the politically correct language. His book «Politically Correct Bedtime Stories» was published at the same time in New York, Toronto, Oxford, Singapore and Sydney. It immediately became the best-seller number one. Fragments from these «politically correct» fairy tales don't need comments. They illustrate a tendency of the successive political correctness finished to the point of absurdity.

E.g. Once there was a young princess who was not at all unpleasant to look at and had a temperament that many found to be more pleasant than most other people's. Her nickname was Snow White, indicating of the discriminatory notions of associating pleasant or attractive qualities with light, and unpleasant or unattractive qualities with darkness. Thus, at an early age Snow White was an unwitting if fortunate target for this type of colorist thinking [1].

The given text doesn't need comments. Let's pay attention only to several «politically correct» corrections of everyday common words. The word Snow White is politically incorrect because it contains white. It inspires the racist idea that «white» is good, positive, and «black» is bad, negative. And the beautiful Snow White is described according to the laws of understatement: not at all unpleasant to look at.

The presented research is limited only to the lexicological classification of the political correctness and has only a descriptive nature. The attention is also paid to the transformation of a language picture of the world that is, actually, the aim of the political correctness.

It is not enough to practice political correctness because it only substitutes the real level of the society culture, education of tolerance towards minorities in society and the problem of xenophobia. Being politically correct doesn't solve any problems. Moreover, further practice of political correctness even promotes the increase of the hidden, not discussed xenophobia (whether it is a homophobia or national, racial chauvinism) in society. The imposed political correctness inevitably gives the rise to resistance not only of opponents of the phenomenon (for example, opponents of homosexuals or opponents of immigrants from the Third World countries), but also opponents of the political correctness.

#### References

1. Gardner J.F. Politically Correct Bedtime Stories. [Internet resource] – URL:
2. <https://pkubbs.net/attach/boards/Futurama/M.1360682542.A/politically%20correct%20bedtime%20stories.pdf> (access date 15.12.2016).
3. Kulgavova L.V. English Lexicology. – Irkutsk, 2005. – 587 p.
4. Ter-Minasova S.G. Language and intercultural communication. – M., 2000. – 146 p.

### **EFFICIENT BUSINESS COLLABORATION: WORKING IN MULTINATIONAL VIRTUAL TEAMS**

**E.E. Murashova**

*Scientific advisor associate professor D.A. Terre  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

The development of modern business is directly connected with the effects of globalization. To achieve success and acquire higher rank among the competitors, gain a reputation in the job market, businessmen need to cooperate with colleagues from other countries, thus starting international team collaboration. The necessity of such teams is obvious. Teamwork is becoming a common and widely used method of achieving productivity in the workplace. It is important and almost inevitable, when the two goals must be achieved - high quality and production efficiency and the product rapid distribution, which lead to making profit for a company.

Many various definitions of the term «virtual team» are proposed in the researches. Such teams are formed by people from different departments, organizations, countries and cultures. However, the common feature of this group of people according to different definitions is that members of such a team live, work or study in different geographic areas and time zones. In international communication up-to-date information technologies provide opportunities for effective interaction and cross-cultural understanding between citizens of different countries [1, 2].

Members of «multinational teams» have different education and cultural backgrounds. Many of them travelled a lot and studied in different countries, and as a consequence, have different worldviews, different behavior habits, values and speak different languages [3].

When the term «multinational virtual team» is considered, one should understand that this team does not have any possibility of regular face-to-face interaction and communication. Instead, they can only use a wide range of computer hardware and software. Thus, the development of information technology allows a multinational virtual team to function effectively, despite the fact that its members are scattered all around the world.

With employers working with employees in different countries and continents, managers conferring with staff across the globe, and manufacturers and suppliers dealing with customers and clients geographically, culturally and linguistically removed, there is an urgent need for multinational virtual team working to be as efficient as physical team working [4]. To make use of this modern way of remote collaboration, it is necessary to understand its benefits. A perceptive manager can consider some merely practical advantages such as saving on rent of office premises and equipment; more convenient working hours for employees; the widest choice of candidates for vacancies without being bound to their actual geographical location; opportunity to periodically regulate the number of employees, depending on upcoming workload and completion time and selection of the most qualified personnel from all over the world [1].

The cultural diversity of such teams also presents several advantages. People from diverse cultures differ in their approaches to solving problems. When a diverse group holds brainstorming sessions, you get a variety of perspectives that contributes to developing a better solution. A team composed of members of different cultures brings a deeper knowledge of prospective product markets. A marketing team that has members of different communities is able to come up with brand promotional and advertising ideas that resonate with the culture and ethos of the particular group. For an organization that markets its products in other countries, this becomes even more significant, because ignorance of cultural symbols can lead to running a promotional campaign that does more damage than good. On a culturally diverse team, the inputs from team members belonging to a specific community are often valuable in gaining a clearer perspective. This helps overcome misunderstandings that arise due to cultural stereotypes and hamper customer service [8].

Multinational virtual teams provide a setting where the interaction strategy is set in way that diverse individuals can come together to share their cultures and backgrounds. It is important to rely on all team members to delegate the workload and to learn from individual experiences. This is a key point in any team and should be a strategy decision-

making.

Notwithstanding the advantages mentioned above, like in any team, working in a multinational virtual team, can be associated with some difficulties:

1. Technical problems. The members should put up with technical glitches that may sometimes be unavoidable. The way that media are used by different cultures may differ. There may be slow acceptance rates or different usage preferences for certain kinds of technology among different cultures. When multicultural organizations adopt new media, their members may experience problems in trying to understand how to best use new media in the context of their existing cultural norms for media use and the consequence could be as fatal as the failure of the project. In addition to the issues presented above, technical characteristics of media may also cause problems [2].
2. Time zones. Since the members of a multicultural virtual team are spread out regionally over the whole world, the difference in time zones can create some obstacles. Time zones can be very tricky to coordinate. Some regions, like Latin America, tend to have “late-night” cultures and begin and end their work day later. In contrast, “early-birds” like the United States, prefer to start and end their day earlier. Different cultures use time differently [5].
3. Language barrier. Even if we use the same words, this does not mean that we use the same language. This is especially evident when we compare American English and British English. People can use the same words, but to understand each other on a completely different level. This leads to some form of misunderstanding in a team that potentially affects the clarity of expression (vocabulary and pronunciation), as well as a desire to express their ideas
4. Non-verbal communication. Non-verbal communication has a huge impact on cross-cultural communication, because of the wide range of cultural characteristics of the inhabitants of different continents. Nonverbal communication can give conflicting signals, if you are not aware of the communication style of the person with whom you are working.
5. Vocabulary. The use of certain words can mislead your partner of another nationality, because his native language is missing the word or has another meaning. In addition, the presence of extensive vocabulary allows you to express thoughts more accurately and clearly. The common problem in this respect is the use of jargon and ambiguity of professional terms implications.
6. Language style. It is important to understand different styles of language and common misunderstandings that can come from it. Accents, pronunciation, slang and idioms can also cause fundamental misunderstandings.
7. Unwillingness to express ideas. Sometimes team members prefer not to express their ideas due to the fact that they can't do it in the language used in the team work [6].

Cultural diversity can be the source of difficulties. Culture is everything that surrounds us. This is how we act, think and believe. This is the words that we use, the food we eat and the clothes we wear. However, apart from these things, there are invisible values and beliefs that determine the behavior that are unique to each community. Each culture has its specific set of beliefs and values. The following effects of cross-cultural diversity are of particular importance in working with multinational virtual teams:

- Attitude towards time. The principal differences in treating time are due to the fact that in a monochronic culture like the United States or countries in northern Europe, time is thought to be a commodity. People like to focus on one thing at a time and are usually concerned with completing objectives in a systematic way. People from polychronic cultures like southern Europe, Latin American countries and the Middle East cultures often believe that time cannot be controlled and it is flexible. Days are planned based on events rather than the clock [5]. This can cause problems when prioritizing tasks and completing tasks in a certain period of time.
- Different value systems. Values of people are expressed in what they say and what they do. Understanding differences in value systems helps us to understand how and why people can behave in different ways. This aspect requires some knowledge of business etiquette and manners which may contribute to more efficient team work [6].

It is obvious that the views, styles, and interaction patterns of team members influence the effectiveness of its work. Unfortunately, some people see teamwork as an inefficient method of working. It takes a lot of time to listen to the opinion of every member of the team and come to a decision; the more people, the more confusion. Not all team members can easily find a common language. However, it only means that the team needs to be reorganized. The process of formation of such teams should always be controlled and there should be some variety [6]. The management can make efforts to overcome these difficulties.

All the problems mentioned above can be solved by developing a culture of awareness and sensitivity to the needs of people from different cultures in a number of ways:

- Technical problems. Providing proper headphones that make for a clearer and smoother hands-free dialogue and careful choice of equipment and software can create a happier mindset and more willing participation.
- Time zones. This can be reduced by adapting to the time zones of all members and planning a meeting across time zones. Although one of the current challenges in a virtual team cooperation is to become slightly less reliant on synchronous tools and prioritize asynchronous communication. In asynchronous, everyone-at-their-own-pace communication, special technological tools including email, Trello and Hackpad allow the users to log what was done, or questions and comments the members have and thus, they know that other team members can read and comment on them later on their own schedule [7].
- Language barrier. Open and effective communication is priority in any team, international or not. Therefore, any misunderstandings that can be mitigated beforehand will only help to achieve the success of the team. You need to establish conversational rules from the beginning, accept the differences in accents and encourage team members to mitigate the differentiation. Remind team members to avoid using polysemic words, idioms and slang.
- Non-verbal communication. If you do not speak the language used in course of work of your team, your main tool should be a gesture or a sign. Remember that silence may mean agreement or disagreement. Limit hand gestures and emphasize your posture.
- Culture. You should develop your cultural awareness skills by increasing your cultural knowledge in your free time while reading books and searching for useful information. It is important for people to consider the details of the cultures present in their team and think about where they may encounter difficulties. Try to see challenges from a different point of view before condemning them. Find out the strengths and weaknesses of each team member.

Planning for different celebrations of festivals and significant occasions also brings team members closer and helps enlighten everyone about the rich heritage of various cultures. For the person whose culture is the focus of the celebration, it is an occasion to take pride in his cultural identity. These experiences give employees a sense of being valued members of the team, build mutual understanding, and impart a willingness to participate enthusiastically in team activities [8].

Information and communication tools offer one of the most exciting and effective ways to teach people how to collaborate by connecting teams around the world. Collaborative learning and working is challenging when team members who are working together come from different nations with varied cultures, histories, and socio-political beliefs. Such an environment can only be productive if we are well prepared for potential problems and ready to take necessary actions in advance.

#### References

1. Алтынцева, А. Виртуальные команды: меняем реальность и разрушаем границы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.trainings.ru/library/articles/?id=18558>
2. Cagiltay, K, Bichelmeyer, B and Akilli, G. Working with multicultural virtual teams: critical factors for facilitation, satisfaction and success Smart Learning Environments (2015) 2:11 DOI 10.1186/s40561-015-0018-7 [Internet resource] – Retrieved from: <https://slejournal.springeropen.com/articles/10.1186/s40561-015-0018-7>
3. Deeks, M. Cross-cultural team working within the Cochrane Collaboration [Internet resource] – Retrieved from: <http://training.cochrane.org/resource/cross-cultural-team-working-within-cochrane>
4. MacLachlan, M. How to make virtual team work [Internet resource] – Retrieved from: <https://www.communicaid.com/communication-skills/blog/communication-skills/how-to-make-a-virtual-team-work/>
5. MacMahon, L. Cultural Differences and Time [Internet resource] – Retrieved from: <http://www.englishandculture.com/blog/bid/78928/Cultural-Differences-and-Time-Looking-Beyond-Late-or-On-Time>
5. Managing Groups and Teams: Working in International Teams. wikibooks [Internet resource] – Retrieved from: [https://en.wikibooks.org/wiki/Managing\\_Groups\\_and\\_Teams/Working\\_in\\_International\\_Teams](https://en.wikibooks.org/wiki/Managing_Groups_and_Teams/Working_in_International_Teams)
6. Seiter, C. Working across multiple time zones: tools and strategies that help connect [Internet resource] – Retrieved from: <https://open.buffer.com/working-across-multiple-time-zones-tools-strategies-help-us-connect/>
7. Stewart, D. The Benefits of Cultural Differences in Team Work [Internet resource] – Retrieved from: [http://www.ehow.com/info\\_8371063\\_benefits-cultural-differences-team-work.html](http://www.ehow.com/info_8371063_benefits-cultural-differences-team-work.html)

## WAYS OF NEOLOGISM CREATION IN THE MODERN ENGLISH LANGUAGE

A.N. Omirbekova

*Scientific adviser associate professor L.V. Nadeina*

*National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia*

The modern world around us is full of opportunities to study any foreign language. To speak well is to know vocabulary, grammar and phonetics of this language. Vocabulary is known to be a very changeable part in language. Vocabulary is sensitive to all changes occurred in the world, and that is why a lot of new words appear in language every year. We can say that language like any “living organism” is able to be very touch with regard to events and phenomena, and show wealth of human knowledge and experience.

The aim of this paper is to study words which recently appeared in the English language, and show a classification of these words. These new words are called neologisms.

It is known there a lot of definitions of this term “neologism”. In our study we will use the following definition: “neologism is any word that in a recent general text, and it does not appear in an established reference corpus of the language”. It is said that neologisms appear very often. According to Global Language Monitor, a new word appears every 98 minutes in vocabulary of modern world language. The vocabulary of the English language is supposed to increase about thousand words every year [3].

It is known that there are two variants in the English language. They are British English (BE) and American English (AE). The occurrence of neologisms in the modern English language can be explained by these two variants. Neologisms are believed to be a process of creating new words, or a process of giving new meanings for existing words, or a process of developing new senses in existing words.

It should be noted that it is difficult to classify neologisms. Classification of neologisms is known not to have settled yet. There are a lot of points of views to this problem because of different aspects of neologism.

Investigating various classifications, we can use in the paper the structural-semantic classification of neologisms worked out by I.V. Arnold. This classification includes a) a word in which both the form and the meaning are new; b) a word in which the form is new, but the meaning has existed in some other word; c) a word in which the meaning is new, but the form has existed before [1].

Thus, the modern English language has got many ways of creating new words. These ways are back-formation, conversion, stem-composition, adjectivization, shortening, lexical-semantic way and etc. In the paper we are going to investigate some of them in detail.

The first way of neologism creation is called affixation. It includes the addition prefixes and affixes to form new words. We can illustrate this way of creating neologisms by examples: *preschooler* (pre+schooler: a child of 5 or 6, who does not go to school); *non-friend* (someone who is not a friend, who is an enemy); *megadual* (totally awesome) and

etc. Such affixes as macro-, multi-, ultra-, mini-, euro-, tele-, mega-, and etc. are believed to be very productive, and they are used to create new words more often than ones mentioned before.

The second way of neologism creation is stem-composition. Stem-composition is considered to be one of the oldest and most common types of word formation in the English language, for example: *think-tank*; *laid-back*; *carry-back*; *netiquette* (*net+etiquette*); *all-nighter*; *switched-off*; *page-turner*; *buttoned-down*; *turned-on*, *skinhead*, *over-quick*, *Obamania*, *greenhouse*, *bromance*; *flatfarm*, *schmeat*; *frodag*; *humblebrag*; *gloatgram*; *iFinger*; *drivestep*; *sinlaws*; *dreamathon*; *textretary*, and etc.

Next way of new word creation is shortening. It is one of the productive ways. This way increases number of neologisms in the modern English language. We can illustrate this statement by the following examples:

*upmanship* (we can see it often in English newspapers (in advertising for people who want to be successful: for example, "My Doc is better'n yours);

*anchor* (anchorman);

*lib* (liberation), and etc.

Studying this way, we can't help mentioning abbreviations and acronyms. There are a lot of them in the English language. For example,

*CAD* - (Computer-Aided Design);

*VCR* - (Video Cassette Recorder);

*TESOL* - (Teachers of English to Speakers of Other Languages);

*MIPS* - (Million Instructions Per Second);

*UNEP* - (United Nations Environmental Program);

*PC* - (Personal Computer);

*TEFL* - (Teaching English as a Foreign Language);

*MTV* - (Music Television);

*IATEFL* - (International Association of Teachers English as a Foreign Language);

*TM* - (Transcendental Meditation),

*MOOC* - (Massive Open Online Course);

*FOMO* - (Fear Of Missing Out);

*BYOD* - (Bring Your Own Device), and etc.

A lot of new words have appeared in the modern English language due to such way of creating neologisms as back-formation. Back-formation is known to be a formation of new words by means of cutting off the derivational element from a source word. This way can be illustrated by the following examples: *beggar* (from the verb *to beg*); *editor* (from the verb *to edit*); *percolator* (from the verb *to perk*), and etc [2].

Therefore, investigating the ways of neologism creation, we come to the conclusion that a lot of new words enter the modern English language through mass media (Internet, TV, newspapers). On the one hand, neologisms are known to enrich a language, on the other hand, it is rather difficult to translate them, for instance, from English into Russian without knowledge of the ways of neologism creation in the modern English language.

#### References

1. Arnold I.V. The English Word. – M., 1986.
2. Oxford Dictionaries. [Internet resource] – URL: <http://www.oxforddictionaries.com> (access date 19.12.2016)
3. Plag I. Word-Formation in English. – Cambridge University Press, 2002.

### PROFESSIONAL SUBLANGUAGE TRAINING

A.K. Pastaeva, I.Yu. Oshlykova

Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Siberian State Medical University, Tomsk, Russia

Nowadays knowledge of the foreign language is a compulsory component of professional education in the higher professional institutions of the Russian Federation. The purpose of training is to obtain the communicative competence sufficient for practical using of foreign language in both everyday and professional activities. However, despite the fact that the goal is obvious, there are many problems in the formation of foreign language professional competence of the future graduates [3]. One of the main difficulties is the insufficient level of language proficiency among dominating number of school graduates entering non-linguistic faculties. In this regard, as a rule, a considerable amount of time during the first year of studies is given to the so-called introductory courses. Their main task is to fill the gaps and often such as in phonetic, grammatical and student's vocabulary. In accordance with the requirements of the Federal State Educational Standard of Higher Professional Education (FSES HPE), foreign language is taught during the first two courses. Consequently, there is no time to learn professional vocabulary. It is also impossible to ignore the fact that the insufficiently developed method of teaching the language for specific purposes and the level of preparation of professional teacher of a foreign language also makes contribution to the problem [4]. Referring to the latter, one does not belittle the common-language competence of the teachers. In this situation, the teacher is required not only the knowledge of a common language, but also special sublanguage.

This article is an attempt to consider the issue of professional speech, its terminological part, as well as emerging problems and their upcoming solutions.

In modern linguistics the term «sublanguage» means: firstly, «a set of linguistic elements and their relations in the texts with limited subject» [1]; secondly, the special type of a social dialect representing «actually professional language» (vocabulary systems) [2]; thirdly, a functional kind of national language, its subsystem which is used in special spheres of the public relations [5]. The topic under consideration is widely based on the point of view of V. M. Leychik, O. W. Feld, L. I. Varennikova, S. A. Massina and some other scientists. In the presented paper by the term «sublanguage» is used as a professional language spoken by a certain group of its speakers during the process of official and informal communication.

A clear understanding of the professional sublanguage structure, as well as its stratification, plays a primary role in language learning process. Only having a holistic notion of the sublanguage, its structural and onomasiological peculiarities, one can select the proper language material for active learning, understanding and satisfying the communication needs of the learners.

To develop the effective system of training in professional sublanguage, the teacher should create a dictionary of terms satisfying the following requirements:

- the dictionary volume and form should be oriented to the goals and objectives of teaching;
- the dictionary should reflect systemic links between the units contained regardless their number;
- the dictionary should be formed paying attention to the usage of the term in the specific kind of language activities;
- it should reflect the possibilities of prevention and overcoming the difficulties of memorizing and using words based on their methodological typology;
- the dictionary should include the units of teaching terminology along with the selected units;
- the dictionary should be understandable for students, so it needs to be clear to whom it is addressed.

Thus, the educational terminological dictionary should reflect and implement certain linguo-didactic and methodological concept, systematizing and classifying material from the point of view of learning capacities of certain terminological units or thematic groups. The main function of the dictionary of this type is to promote the learning of special terms.

Generally, the term «educational terminological dictionary» begins to be widely used rather recently. Usually in literature one mentions just educational dictionary or just terminological dictionary. The educational terminological dictionary is a kind of reference work, which contains information about special terms from a certain field of knowledge.

In our opinion, the explanatory translated terminological dictionary has a lot of advantages before other types of dictionaries. First, the special term is given a full semantization and its notion is defined. Secondly, this dictionary is easier to combine semantitious means to explain meaning and usage of words depending on the peculiarities of the lexical meaning of names. The basic semantic facilities are interpretation and translation. Combining these means of semantization, it is possible to achieve a full explanation of the special vocabulary. In this type of dictionary the efforts of theoretical development of name's semantics and its lexicographical description are combined.

The work with terminology has to begin at the stage when the students already have sufficient knowledge of the language as well as the basic knowledge in their specialty. The development of the terminology system is carried out in two stages:

- the assimilation of a certain number of special items, their detection, isolation and semantization in the text, the active using in the speech producing process;
- the formation of the complex skills associated with the specificity of this group of professional words.

The main goal of the first phase is the assimilation of terminological lexis. To achieve this it is necessary to create the conditions for the transfer of the known vocabulary to terminological units. For this reason, it is necessary to select texts according to the termhood of the units, to carry out their lexicographical investigation, which would contribute to the complex semantics of special items, demonstrate their compatibility. In addition, it is necessary to develop system of exercises and tasks that can help to solve different tasks effectively.

At this stage of work, the educational terminological dictionary can be used. In addition to careful selection of a text, lexicographic, and other illustrative material, it is possible to present the basic terminology on an ideographic basis, to study terminology within the basis syntactic structures; to acquaint students with the basic functional styles of speech and functions of the term in these types of texts.

It is obvious that at present the problem of professional language training formation of future specialists in non-linguistic universities is quite complex and has many aspects. It is pointed out by L. V. Maletina, I. A. Matveenko and N. Y. Shipilova that it is necessary to create a flexible technology of training differentiated according to the contents, methods and time limits of training, giving the opportunity to young specialists quickly adapt to the new cultural and professional space [6].

#### References

1. Andreev N. D. Static-combinatorial methods in theoretical and applied linguistics. – L.: Nauka, 1967. – 403 p.
2. Bondaletov V. D. Conditional languages of Russian handicraftsmen and merchants, ed. by F. P. Filin. – Ryazan, 1974. – Vol. 1. – Conditional languages as a special type of social dialects. – 111 p.
3. Gumovskaya G.N. English for professional communication: textbook. – M.: Aspect Press, 2008. – 239 p.
4. Kovalenko N.S. Role of social-cultural competence in teaching foreign language to students of nonlinguistic training directions // Philological sciences. Issues of Theory and Practice. – Tambov, 2013. – № 5 (23), Part. 2. – P. 110-112.
5. Leichik, V. M. the Basic provisions of comparative terminology // Industry terminology and its structures, typological description. – Voronezh: Publishing house Voronezh. University press, 1988. – P. 4-10.
6. Maletina L.V., Matveenko I.A., Shipilova N.Y. Foreign language education in non-linguistic high school – development, problems, prospects // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. – 2006. – №. 3. – P. 236-240.



## ROLE OF STEREOTYPES IN CROSS-CULTURAL COMMUNICATION

A.Yu. Pluzhnova, N.A. Stasyuk

*Scientific advisor associate professor N.S. Kovalenko  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia  
Siberian State Medical University, Tomsk, Russia*

During the cross-cultural communication one partner perceives another together with his actions and through his actions. Creation of interactions with other person in many respects depends on adequacy of understanding of actions and their reasons [2]. Stereotypes allow the reasons and possible influences of personal and others' acts to be found. By means of people's stereotypes their behavior is predicted. Thus, in communication in general, as well as during the cross-cultural contacts stereotypes play a very important role.

In cross-cultural communication stereotypes become a result of ethnocentric reaction, i.e. attempts to judge other people from the positions only of their culture. Quite often during the cross-cultural communication and evaluation of the partners in the course of communication communicants initially are guided by the developed stereotypes in advance. Obviously, there are no people who are absolutely free from stereotypes. It is really possible to speak only about different extent of stereotyping of communicants [1]. Researches show that extent of stereotyping is inversely proportional to experience of cross-cultural interaction.

According to A. P. Sadokhin, stereotypes «are built rigidly in» our system of values. They are its component and provide a peculiar protection of our positions in society. For this reason, stereotypes are used in each cross-cultural situation. It is impossible to do without the use of these extremely general culturally specific schemes of evaluation, both own group, and other cultural groups [3].

The dependence between cultural evaluation of this or that person and traits of character attributed to him or her is usually not adequate. People belonging to various cultures have different understanding of the world that makes communication from a «uniformed standard» position impossible. The properties attributed to others indirectly reflect features of group in which they are widespread. Being guided by norms and values of the culture, people themselves define what facts and in what light to evaluate. It significantly influences the nature of person's communication with the representatives of other cultures. For example, during the communication with the Italians who are quickly gesticulating during the conversation the Germans who get used to other style of communication can have a stereotype of Italians being «disorganized». In turn, Italians can have a stereotype about Germans as about «cold, reserved» people.

Depending on ways and forms of use stereotypes can be useful or harmful for communication. Most often misunderstanding of foreign language, symbolics of gestures, a mimicry and other elements of behavior leads to the distorted interpretation of sense of their actions that generates such negative feelings as vigilance, contempt, hostility. A real way out to escape negative situations are stereotypes which become hints helping to formulate judgments, assumptions and evaluation of other people.

However, stereotypes quite often carry out also a negative role exactly when they are used by the individual in the course of interpersonal perception at a lack of information on the specific partner of communication.

During the investigation of different kinds of stereotypes scientists concluded that stereotyping helps people to understand a situation and to behave according to new circumstances. Thus, A. P. Sadokhin considers that stereotyping is useful in the following cases:

- if consciously adhere to a stereotype;
- if the stereotype is descriptive, but not evaluative;
- if the stereotype is exact;
- if the stereotype is only a guess about group, but not direct information on it;
- if the stereotype is modified, i.e. based on further observations and experience of communication with real people or proceeds from experience of a real situation [3].

During the cross-cultural communication stereotypes can be both effective and inefficient. They are effective only when they are used as the first and positive guess about the person or a situation, but are not considered as the only right information about them.

Stereotypes become inefficient and even can complicate communication when, being guided by them, people incorrectly describe group norms, when mix stereotypes with the description of a certain individual and when it is not possible to modify the stereotypes based on real observations and experience. In such cases stereotypes can become a serious block at cross-cultural contacts.

Not only negative stereotypes but even positive ones can result in difficulties in establishing mutual understanding between people. If Americans expect that Russians are disciplined and hardworking, then the Russian partners cannot be like this in real life. And Russians expecting from Americans being sociable and kind hearted would be disappointed when realizing that communication in the USA is often defined by the business value of a person.

In general, there are some reasons that can interfere with cross-cultural communication. They usually emerge because of the stereotypes:

- if behind stereotypes it is not possible to mark out specific features of people;

- if stereotypes are repeated and increase certain wrong beliefs and expectations until people begin to associate them as true;
- if the stereotype is based on half-truth or some misrepresentations [4].

In the 50th years of the XX century the hypothesis concerning the amount of true knowledge and false information in stereotypes was put forward. It is also known as the so-called hypothesis of «grain of truth».

The fact is that it goes without saying that the intergroup relations influence stereotypes. It is the nature of the relationships: cooperation or competition, dominance or submission. These determine the content and degree of stereotypes being positive or negative.

Practice of cross-cultural communication shows that people keep the stereotypes even if reality and their life experience contradict them. Therefore, in a situation of cross-cultural contacts it is important to be able to manage effectively with stereotypes, i.e. to know and use them, and also to be able to refuse them if they don't fit the real situation of communication.

#### References

1. Golovin S.Yu. Dictionary of the practical psychologist. – Harvest, 2001. – 983 p.
2. Kovalenko N.S. Role of social-cultural competence in teaching foreign language to students of nonlinguistic training directions // Philological sciences. Issues of Theory and Practice. – Tambov, 2013. – № 5 (23), Part. 2. – P. 110-112.
3. Sadokhin A.P. Theory and practice of cross-cultural communication. – M.: UNITY-DANA, 2004. – 271 p.
4. Stefanenko T. Social stereotypes. [Internet resource] – URL: [http://www.krugosvet.ru/enc/gumanitarnye\\_nauki/sociologiya/STEREOTIPI\\_SOTSIALNIE.html](http://www.krugosvet.ru/enc/gumanitarnye_nauki/sociologiya/STEREOTIPI_SOTSIALNIE.html) (access date 20.12.2016).

### **COLLABORATION IN MULTICULTURAL BUSINESS TEAMS: CHALLENGE OF EMPLOYEE ADAPTATION**

**M.D. Shepotko**

*Scientific advisor associate professor D.A. Terre  
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

Taking a new job, an applicant is involved into a system of professional and social-psychological relationships which exists in a particular company or enterprise. The process of efficient interaction in a business team requires for an employee to acquire a new social role, learn values and collaboration norms existing in the workforce environment as well as define his/her collaboration approach in accordance with company aims and objectives. Thereby, the employee is to conform his behavior to company rules and regulations.

Adaptation pertains to the process of an employee getting accustomed to an unfamiliar household and social environment. Applying for the job, an applicant pursues his/her own aims, realizes needs and has his own values and behavior principles. Bearing in mind these considerations he imposes requirements to a chosen company and working conditions offered by it. The company or a firm considering its aims and objectives, specifies employee's competences and determines expected employment behavior. Meeting mutual requirements, an employee and management team interact and suit the style of each other, as a result, adaptation takes place. Thus, adaptation in a workplace is a two-way process which occurs between a worker and a social environment which is new to him [2].

More often professional adaptation is referred to as an employee occupational involvement, introduction to conditions and standards of efficient labour. However, adaptation can hardly be regarded only as acquiring a set of technical and professional skills. This process also implies a new worker's accommodation to work environment while getting acquainted with norms of behavior, values which are relevant for a team, thereby, building collaboration relationships which result in productive and efficient efforts in business to the satisfaction of the demands of staff members [1]. The present day reality proves that this aspect of the problem causes the most important hardships in the workplace and can be crucial to wellbeing of a multinational (e.g. multicultural) company.

As globalization eliminates borders, it has made communication between world economies and workers part of many businesses. Multinational companies continue to expand in new territories. A multicultural workforce can offer benefits such as a broader range of perspectives and a greater ability to compete in the global marketplace. Under these conditions effective working in a multinational team of experts for a company which conducts business on an international scale implies understanding the differences between cultures, particularly as they pertain to commerce, communication and personal interaction which are the key to adaptation to diverse cultural setting. New territories, employees and businesses require management and staff to be trained in understanding, working with and managing foreign markets and employees, thus contributing to culture sensitivity of coworkers and business partners and cultivating good business relationships.

“Cultural sensitivity” means being aware and accepting of the differences that exist among people with different cultural backgrounds. Being culturally sensitive enables a person to approach interactions with people from different cultures in a respectful manner, both in workplace and interpersonal interactions. In a diverse workplace, companies need to promote a culture where people tolerate unique and varying views of people from many cultures.

Cultural sensitivity skills are important for the employees to function cohesively as a team that is respectful and courteous to each other regardless of cultural differences. Employees who regularly interact with outside business clients, many of whom may have diverse backgrounds and heritages are supposed to possess cultural sensitivity skills, since it can turn out that one isolated instance of cultural insensitivity can damage the organization.

Cultural sensitivity skills can include assessing different cultures, how they should be properly approached and how to communicate accordingly. Skills may also include evaluating how certain cultural differences can affect how people work, and how to value differences so that discrimination and harassment, either intended or not, do not occur.

In general, cultural sensitivity skills can encompass a wide array of abilities, depending on the diversity of the employees and clientele and how culturally sensitive the company's management wants employees to be. Typically, though, these skills may include an ability to at least build a functioning professional relationship with others, communicate in a respectful and polite manner according to which culture you are conversing with, and possess an ability to overlook cultural boundaries and interact on a regular basis for the good of the company. For example, in some cultures it is considered customary to greet one another with a hug. If you are doing business in a culture such as this and you greet your business client with a handshake instead of a hug, your client may be offended [8].

Cultural sensitivity is extremely important, and companies cannot afford to make mistakes that can be perceived as cultural intolerance. Some organizations even go as far as to offer initial or ongoing training for employees on cultural sensitivity.

According to [3, 5] cultural or intercultural sensitivity, as one may imply, can be developed through various stages that a person may experience from having an ethnocentric orientation (avoiding cultural difference) to a more ethnorelative worldview (accepting cultural difference).

Ethnocentric stages of intercultural sensitivity include denial, defense and minimization. At the denial stage of cultural sensitivity, people do not recognize cultural differences and experiences. They believe their culture is the only "real" one and they tend to interact in homogenous groups and to stereotype everyone else.

At the defense stage of cultural sensitivity, people recognize some differences, but see them as negative because they assume their culture is the most evolved, the best one.

Individuals at the minimization stage of cultural sensitivity are unaware that they are projecting their own cultural values. They see their own values as superior. They think that the mere awareness of cultural differences is enough. These people think we are all the same because we are more similar than different and, in the end, we all have similar physical, biological, psychological needs. They think they are wonderful because they see people as people but they are actually denying the influence of culture in every person's experience.

Ethnorelative stages of intercultural sensitivity encompass acceptance, adaptation and integration. At the acceptance stage of cultural sensitivity people are able to shift perspectives to understand that the same "ordinary" behavior can have different meanings in different cultures. They may not agree or even like the differences they observe but they are interested in finding out and learning about another culture. They are able to identify how experiences are influenced by one's culture.

Individuals who are at the adaptation stage of cultural sensitivity become more competent in their ability to communicate with other cultures. They can evaluate other people's behavior from these people's frame of reference and can adapt behavior to fit the norms of a different culture. People seamlessly interact with others from different cultures by following the norms of that culture. They feel that they can respect their own values while adapting to the values of other cultures they interact with. They use empathy effectively. For instance, people who bow at the right time when interacting with Japanese clients or naturally expect their Mexican guests forty-five minutes after the scheduled start time of a party.

People who are at the integration stage of cultural sensitivity are able to shift easily from one cultural frame of reference to another. They develop empathy for other cultures.

Language, customs, mannerisms and etiquette are among the factors that influence someone's level of cultural sensitivity. Diplomacy, tact, understanding and awareness are all important aspects of cultural sensitivity because culture can be a "fulcrum of conflict" [4]

With the globalization of business, increased diversity in the workplace and multicultural emphasis in society, cultural awareness has become one of the most important business tools in almost every industry. Understanding the cultures of those around you will enhance communication, productivity and unity in the workplace. Formal cross-cultural awareness training is very helpful for problem solving on multicultural business teams. First, they make employees more culturally aware and sensitive; this facilitates a more positive working environment and efficiency in cross-cultural teams. Employees are better able to understand the communication style of their coworkers and work with them easier due to their cross-cultural training. In addition, companies are able to ensure that their brand's reputation is maintained when doing business abroad, as they have taken steps to be culturally sensitive, which can help in avoiding costly marketing errors [7]. However, there are several cultural awareness techniques an employee can use himself in the meantime:

- **Cultural Knowledge.** One of the easiest ways to understand multicultural coworkers is by researching cultures in your free time and increasing your cultural knowledge. Reading books and searching the Internet are the most accessible sources of relevant information. Although you might not ever put to use most of the knowledge you accrue, you will still be able to better understand those you work with and international clients.
- **Put Cultural Knowledge to Use.** If you learn something interesting about a coworker's culture, ask about it or mention it in a relevant situation. This might seem uncomfortable at first, but your coworkers will recognize your effort to educate yourself. Using acquired information as it comes up will serve to break down multicultural barriers, help everyone on your team to be more comfortable around each other and teach others about different cultures.
- **Listen Up.** Effective listening is something that most cultures have in common. Listen to your coworkers actively, displaying positive body language and affirmation during the listening process. Listening intently allows you to read between the lines, pay attention to the way your coworkers say things and ask questions if anything is unclear. They will recognize your willingness to listen and appreciate being asked to explain an unclear point.
- **Overcome Stereotypes.** Stereotypes and preconceived ideas are difficult to overcome, especially if they have

been part of your thinking since childhood. Educate yourself about as many different cultures as you can and treat everyone the same. Your knowledge of their culture will give you the confidence you need to overcome the stereotypes that have been engraved in your memory. This newly found knowledge will replace your negative stereotypes with positive knowledge [6].

Cultural diversity can provide distinct competitive advantages in the world of small business, and all business owners can benefit from employing proactive human resources strategies to build a culturally diverse workforce. Hiring culturally diverse employees is only the first step, however. To fully leverage the benefits of cultural awareness in the workplace, companies must actively promote diversity awareness among all employees.

Cultural awareness and cultural sensitivity are achieved when all employees in a company can appreciate the benefits of cultural diversity. The numerous benefits of cultural diversity stem from the fact that people from different cultures bring different perspectives to the table, introducing new ideas, perspectives and personalities into strategic planning processes and workplace activities in general. A culturally diverse and aware workforce can create a company culture of mutual respect and dignity, garnering a reputation as a fair employer in the job market.

#### References

1. Проблемы адаптации в трудовом коллективе [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://otherreferats.allbest.ru/management/00071225\\_0.html](http://otherreferats.allbest.ru/management/00071225_0.html)
2. Рудакова А.Е. Проблемы адаптации персонала [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://lib.rosdiplom.ru/library/prosmotr.aspx?id=498582>
3. Формирование культуры межнационального общения в многонациональном коллективе. Студии. Учебные материалы для студентов [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://studme.org/1263111328444/pedagogika/formirovanie\\_kultury\\_mezhnatsionalnogo\\_obscheniya\\_mnogonatsionalnom\\_kollektive#392](http://studme.org/1263111328444/pedagogika/formirovanie_kultury_mezhnatsionalnogo_obscheniya_mnogonatsionalnom_kollektive#392)
4. Basu, C. How to Create Cultural Awareness in Business [Internet resource] – Retrieved from: [http://www.ehow.com/how\\_8379264\\_create-cultural-awareness-business.html](http://www.ehow.com/how_8379264_create-cultural-awareness-business.html)
5. Dabbah, M. What is cultural sensitivity [Internet resource] – Retrieved from: <http://redshoemovement.com/what-is-cultural-sensitivity/>
6. Holt, M. Culture Awareness in the Workplace [Internet resource] – Retrieved from: <http://smallbusiness.chron.com/culture-awareness-workplace-737.htm>
7. Kristian, E. Cross Cultural Diversity Training [Internet resource] – Retrieved from: [http://www.ehow.com/about\\_6689805\\_cross-cultural-diversity-training.html](http://www.ehow.com/about_6689805_cross-cultural-diversity-training.html)
8. Vogt, C. Cultural Sensitivity Skills in the Workplace [Internet resource] – Retrieved from: <http://smallbusiness.chron.com/cultural-sensitivity-skills-workplace-20375.html>

### THE MAIN LINGUISTIC AND STYLISTIC FEATURES OF YOUTH SLANG IN THE MODERN ENGLISH LANGUAGE

A.N. Shinkovskaya

Scientific adviser associate professor L.V. Nadeina

National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

Modern world is known to be on the rise. And language is on the rise together with the modern world. It is believed that events, happening in society, have an effect on language. It was proved that these events introduce a lot of new phrases and expressions to native speakers' vocabulary. Being a means of communication, language can tell a lot of its native speakers, it can present culture and history of the country.

The English language is known to be divided into two different languages. They are the Standard language and slang. Slang is proved to come to be a very large part of English [4]. Young people use slang in their speech very often, and that is why it is not allowed to ignore this fact.

The aim of this paper is to study youth slang. We'll try to investigate the main linguistic and stylistic features of this social phenomenon.

It is known there are different approaches to the etymology of the term "slang" [1]. The thing is that firstly the word "slang" appeared in Great Britain in oral speech, but by the end of the 18-th century this word is known to appear in written speech. If in oral speech this word had a negative meaning "insult", in written speech it received an increased meaning "colloquial language".

Nowadays there are a lot of definitions of slang, but we can use the following one given by Webster's "Third New International Dictionary": slang is "the jargon used by or associated with a particular trade, profession or field of activity" [5]. According to the definition, slang can be used in speech of high-educated people of the certain age and profession group. As it is said before, we are interested in youth slang.

First, we are going to determine the age of people who use youth slang in their speech. It should say that they are young people from 13 to 22. In other words, they are pupils and students. If we ask ourselves why slang has appeared in this age group, the answer will be the following: young people will try to speak so that adults couldn't understand them. For example:

- 1) – *I've managed to book the best seats at the theatre for us, this weekend!*  
– *Wicked! Thank you. I'm really excited!*
- 2) *I know she failed the test, but you've got to give her props for trying.*

- 3) *Hey, I dig your you buy that new style. Where did T-shirt?*  
4) *– How did you make this cake? It's delicious!*  
*– Well, I just mixed in the batter thoroughly, poured it into a cake pan, baked it for 30 minutes and Bob's your uncle!*  
5) *– What do you think of the exam? I think it was really difficult*  
*No, it was a piece of cake!*  
6) *I can't believe I passed that exam! I thought I was going to fail, I'm completely gobsmacked!*  
7) *I went out on Halloween night, and someone jumped out from behind a bush to scare me. I was so frightened, that I just legged it all the way back home!*  
8) *I don't like Harvey very much, he thinks he's the bee's knees!*  
9) *– I wore my pretty new dress, because it was a sunny day, but as soon as I stepped out of the house, it started raining, and I got completely soaked!*  
*– Sod's Law.*  
10) *Don't listen to her, she's telling porkies!*  
11) *Andrew, would you please cheer up? It's your birthday, don't be so stroppy!* [3].

Modern youth culture is supposed to be a unique world, and that is why slang is noted to play a great part in the life of young people. It helps them to communicate and understand each other.

It should be noted that there are some kinds of slang in the English language. *Cockneyrhymingslang* is known to be one of the most famous type of slang. Young people (pupils and students) use it every day. It is very expressive, and sometimes it brings adults to a nonplus. We can hear *cockneyrhymingslang* everywhere in Great Britain. We are going to mention as an example some of them: 1) Use your loaf and think next time (**loaf of bread** rhymes *head*); 2) I haven't heard a dicky bird about it (**dicky bird** rhymes *word*); 3) You will have to speak up, he's a bit mutton (**mutt'n'jeff** rhymes *deaf*) and etc [2].

The English language is known to be very original and polysemantic. It is proved that people can find out a meaning of a word in the English language, if they will study a context. It means that any word can have a lot of meanings. Such peculiarity has reflected in youth slang. This type of slang is called *everydayslang*.

Let's take a closer look at this type of slang. To understand the meaning of the word, you should imagine real-life situations. Situation №1: for example, you are at Chemistry lesson. The teacher tries to explain what equipment you should use in the experiment, and then the teacher asks you: "**Gotit?**" Your answer will be: "I **gotit**, sir".

Situation №2: for example, your friend and you are in a shop to buy a T-shirt for you. You have chosen a T-shirt, and you are going to pay, but .... You find out that you have left your discount card at home. You are shocked but your friend says: "Relax, buddy. I **gotit**".

So long as we are interested in youth slang, we should say that all young people are good at information technologies. They use computers and mobile phones every day. Young people can't without their mobile phones because they use them to organize their social life. They are always sending texts and calling people (friends, parents, etc.) when they out and about. And it is proved that they would be really lost without mobile phones.

Investigating the young people's great interest in mobile phones, it should be noted that there is so-called *mobileslang* in the English language. This type of slang deals with SMS. The thing is when young people write SMS, they choose the first variant offered by phone. If you see a word "book" staying out of the context, you can suppose that a student (or a pupil) means "cool". They can use "nun" instead "mum" and etc.

Investigating this type of slang, we come to the conclusion that slang is firmly entrenched in SMS-communication of young people in the form of abbreviations and acronyms.

We can demonstrate this type of slang (in the form of abbreviations and acronyms) with simple examples. **SMS-№1**: acronym **LOL** = laughingoutload.

(– I was thinking of learning how to use nanchakus after seeing that Bruce Lee movie the other day **lol**.

–**lol** ... you're kinda weird.)

It is noted, the more letters "o" in the acronym "lol", the more expressive it is.

**SMS-№2**: acronym **ROFL** = rollingonthefloorlaughing.

(– **Looooo** I just called my English professor mom by accident.

**ROFL!!!** Man you're such an idiot **lol**.)

This example shows that **lol** and **rofl** are used in the same situations.

**SMS-№3**: abbreviation **BRB**= berightback.

If a student is communicating with more than one person, and he/she wants to stop communicating for a short time, he/she can use this abbreviation.

(**brb** think I hear the pizza delivery guy at the door)

Therefore, the study of youth slang shows that there are some various types of slang in the modern English language. Students, communicating with one other, often use *mobileslang* (abbreviation, acronym). This is due to the fact that they are young, they are up and doing, and they have got a lot of secrets from adults. Everybody wants to understand a conversation partner, and wants to be understood. That is why young people should know types of slang not to make mistakes.

### References

1. Ayto John The Oxford Dictionary of Slang. – Oxford University, Press, 2000. – 415 pp.
2. Cockney Rhyming Slang [Internet resource] – URL:<http://www.cockneyrhymingslang.co.uk> (access date 10.12.2016).
3. EnglishFull. [Internet resource] – URL:<http://englishfull.ru/znat/angliysky-slang.html> (access date 12.12.2016).
4. Pavlova N.V., Kuleshova Y.A. Slang as a Part of the English language. English. – 2003, – №32, – p. 5-10.
5. Webster's New International Dictionary. [Internet resource] – URL:<http://slovar-vocab.com/english/websters-internat> (access date 11.12.2016).

**СИТУАТИВНОСТЬ И СИТУАЦИИ В РАЗВИТИИ УМЕНИЙ МОНОЛОГИЧЕСКОЙ ФОРМЫ  
ОБЩЕНИЯ СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА**

**Е.В. Вершинина**

*Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

В век развития средств массовой коммуникации, расширения политических, экономических и культурных связей, а также научно-технический прогресса знание и владение иностранным языком стало значимым. Одна из основных задач в обучении иностранному языку - это овладение студентами умением общаться на иностранном языке, т. е. способности и готовности осуществлять как непосредственное общение (говорение, понимание на слух), так и опосредованное общение (чтение с пониманием иноязычных текстов, письмо).

В практике обучения иностранному языку студентов неязыковых вузов приходится сталкиваться с таким явлением, когда студент затрудняется или не способен сделать самостоятельное сообщение, состоящее из нескольких последовательных, связанных между собой фраз. Зачастую высказывания представляют собой либо односложные ответы на вопросы, либо чисто формальное, хронологическое перечисление каких-то событий.

Обучение монологической форме общения представляет собой существенные трудности, связанные с ее основными характеристиками (смысловая законченность, последовательность, логичность, мотивированность, коммуникативная направленность и т.д.), сложной структурой и многообразием видов монолога. В связи с этим возникает необходимость поиска средств обучения, которые бы максимально способствовали развитию монологических умений.

В качестве решения данной проблемы в данной работе рассматривается использование речевых или коммуникативных ситуаций в обучении устному иноязычному общению. Основным критерием выбора именно речевых ситуаций является их способность побуждать к речевой деятельности. Кроме того, задания и упражнения на ситуативной основе позволяют развивать воображение и творческую активность учащихся, одновременно приближая процесс обучения к условиям реальной коммуникации.

Любая речевая деятельность обусловлена ситуацией общения. Наиболее полным определением речевой ситуации представляется трактовка речевой ситуации как динамичной системы взаимоотношений субъектов общения, отраженная в их сознании и побуждающая к речевой деятельности [6]. Существуют и другие определения, но для методики основным показателем речевой ситуации является ее способность побуждать к речи.

Речевую ситуацию можно классифицировать исходя из условий возникновения:

1. Естественные (или реальные) речевые ситуации. В естественных условиях иноязычные речевые навыки и умения формируются и развиваются в реальной коммуникации (общение с носителями языка). В естественной неучебной речи между умением излагать свои мысли в связи с ситуацией и умением передавать содержание прочитанного, увиденного, услышанного нет четких границ. Дело в том, что неподготовленная, спонтанная речь в большинстве случаев не является речетворчеством, созданием какого-то нового, уникального речевого произведения, а представляет собой комбинирование по-новому того, что было усвоено ранее [4].
2. Учебные речевые ситуации. В условиях обучения монологической речи невозможно учесть все возможные реальные ситуации общения, поэтому речевые умения должны формироваться и развиваться на основе упражнений, предлагающих учащимся в условиях учебных речевых ситуаций. Следует отметить, что, в отличие от естественных речевых ситуаций, учебные речевые ситуации не возникают спонтанно, а планируются и задаются преподавателем. При этом часто даются указания о необходимости использования конкретного языкового материала, активизируемого в той или иной ситуации.

Например, студентам может быть предложено разыграть судебный процесс, где исполнители главных ролей (подсудимый, адвокат, прокурор) должны выступить с речью. При этом если учащиеся не знакомы с данной социальной средой, преподаватель должен ознакомить их с основными принципами и законами ее существования и функционирования, а также ввести лексические единицы, используемые в данной сфере общения.

**Методические особенности развития умений в монологической форме общения у студентов неязыкового вуза на ситуативной основе**

Целью обучения монологической форме общения в неязыковом вузе является развитие и совершенствование речевых монологических умений.

Под монологическими умениями подразумевают:

1. Умение логически и связно излагать свои мысли в различных видах монолога – повествовании, сообщении, описании, аргументации;
2. Умение творчески употреблять любые языковые средства, в соответствии с нормами иностранного языка, для достижения необходимого коммуникативного результата, с учетом задач и ситуации общения [3].

В развитии умений в монологической форме общения у студентов на младшей ступени (1-2 курсов) обучения иностранному языку в неязыковом вузе целесообразно выделить следующие этапы:

1. Первый этап развития умений в монологической речи. Умения в самостоятельном выступлении необходимо развивать на раннем этапе, когда накопленный языковой запас может служить выражению простых мыслей описательного характера. В методике обучения иностранным языкам данный этап иногда называют ознакомительно-подготовительным этапом, поскольку основной целью обучения монологической речи на иностранном языке является ознакомление учащихся с новыми языковыми приемами (лексическими, грамматическими и синтаксическими конструкциями), а также репродуктивное речевое действие по образцу.

Это не означает, что нужно ограничиться элементарной имитацией; уже на начальном этапе студенты должны самостоятельно выбирать смысловое содержание своего высказывания.

2. Второй этап характеризуется развитием умения в интеграции мыслей и их последовательном изложении, что дает возможность раскрыть темы, затрагивающие личный жизненный опыт студентов, например темы: My Biography; My Future Profession; The World of My Dream, ect.

Как правило, монологическое высказывание на данном этапе представляет собой рассказ (реальный или выдуманный), который строится из цепи событий или последовательных фактов, что предполагают владение сложным монологическим умением связанного изложения мыслей, фактов, событий, проявляющимся, в частности, во владении связующими элементами предложений – наречиями времени (after that, then, soon, in brief), причинно – следственными (because, consequently), наречиями, выражающими последовательность (first, second), а также комбинированием известных студентам речевых образцов в соответствии с целями и условиями общения, в частности, выбором соответствующего порядка слов в предложениях, союзов и союзных слов.

Возможно использование лексико-синтаксических схем в качестве опор, которые могут быть использованы с любым упражнением на данном этапе развития речевого умения [7]. Особенность лексико-синтаксических схем состоит в том, что они не раскрывают общего содержания монологического высказывания, а помогают структурировать речь, более четко обозначить причинно-следственные связи, установить логическую последовательность описываемых событий. Например, логико-синтаксическая схема может выглядеть таким образом:

I think.....	They say.....
First and foremost (Firstly)...	From my point of view...
Second(ly).....	Consequently.....
That's why.....	In the issue (Finally).....

3. Третий этап предполагает развитие умений правильно (в соответствии с языковыми нормами) и творчески употреблять языковые явления в речи в их естественной связи друг с другом и в соответствии с коммуникативными целями и ситуациями общения [3]. Необходимо развить умение у студентов высказывать свое мнение и доказать совою точку зрения, используя в речи связующие элементы для логичного и последовательного изложения своих мыслей. Целью данного этапа является развитие умений в неподготовленной речи без использования опор. Именно на этом этапе широко используются речевые ситуации, побуждающие к спонтанному высказыванию. Например, студентам может быть предложена пословица или цитата, содержание которой необходимо раскрыть, высказать свою точку зрения и аргументировать свое понимание ситуации. Возможно также использование аудио- или видеоматериалов, содержащих проблемную речевую ситуацию (например, фильм о проблеме наркомании среди молодежи).

#### **Упражнения и задания на ситуативной основе в обучении монологической форме общения**

Ситуативные задания, направленные на развитие монологических умений студентов условно можно классифицировать следующим образом:

1. Упражнения на воспроизведение монологического высказывания в связи с речевой ситуацией, основанного на определенной схеме – здесь возможно использование смысловых вех или логико-синтаксических схем. Студентам предлагаются ключевые фразы, по которым они должны составить цельное монологическое высказывание, т.е. каждая из микротем должна быть развита в сверхфразовое единство [4].

2. Упражнения на видоизменение и дополнение предложенного высказывания с опорой на изученную тему.

3. Упражнения на воспроизведение монологического высказывания описательного характера, ситуативную основу которого составляют, главным образом, невербальные изобразительные средства: картина, фильм, фотография.

4. Упражнения на воспроизведение монологического высказывания как пересказа услышанного или прочитанного. Поскольку предлагаемый текст служит для создания речевой ситуации, а не в качестве основы высказывания, то обязательно наличие собственной точки зрения и ее аргументации [1].

5. Упражнения на воспроизведение монологического высказывания-ответа на коммуникативные вопросы, формулируемые преподавателем и предполагающие развернутый ответ и наличие собственного мнения.

6. Упражнения на воспроизведение монологического высказывания на основе ситуативных предложений, ориентирующих на стимулирование речевой реакции [2]. В качестве таких предложений могут быть использованы цитаты или афоризмы, неоднозначные утверждения, требующие трактовки и аргументации той или иной позиции.

7. Упражнения на воображение. Например, студентам предлагается начало ситуативного рассказа, который необходимо продолжить [2].

8. Упражнения на воспроизведение свободного монологического высказывания в связи с предлагаемой ситуацией. При этом в задании может быть включен список слов, которые студенты должны использовать в речи [2].

В соответствии с этапами развития монологических умений, упражнения и задания на ситуативной основе можно классифицировать следующим образом:

I. Обучение монологической форме общения на ситуативной основе на первом этапе развития умений – на уровне фраз. На данном этапе широко используются опоры. Примеры упражнений на данном этапе:

1. Прочтите предложение и продолжите выраженную в нем мысль.

2. Опишите картинку.
3. Сравните два предложения (утверждения) и докажите преимущество одного из них.
4. Перефразируйте (прокомментируйте, истолкуйте) свое или предложенное преподавателем утверждение.

5. Перескажите содержание рассказа в одном предложении по аналогии.

II. Обучение монологической форме общения на ситуативной основе на втором этапе развития умений – на уровне сверхфразовых единств. Использование опор на данном этапе возможно, однако необходимо, чтобы у студентов развивался внутренний стимул, побуждающий к высказыванию. Предлагаются следующие упражнения:

1. Расскажите о ..., используя данную (на доске) логико-синтаксическую схему, предложения данные на доске.
2. Составьте ситуацию по цепочке путем добавления каждым учащимся одного или нескольких предложений.
3. Докажите правильность следующего утверждения.
4. Приведите ваши аргументы и контраргументы по теме высказывания.
5. Дайте развернутые ответы на поставленные вопросы, используя факты, аргументы.

III. Обучение монологической форме общения на ситуативной основе на третьем этапе развития умений – на уровне текста. Использование опор на этом этапе возможно только, если студенты испытывают трудности в выполнении упражнений (можно использовать логико-синтаксические схемы (ЛСС), план высказывания, ключевые слова). На этом этапе используются следующие упражнения:

1. Передайте сюжет кинофильма (фрагмента фильма), обозначьте основные проблемы, приведите свое решение проблемы, выскажите свою точку зрения.
2. Прокомментируйте следующие пословицы, цитаты.
3. Выступите с неподготовленным развернутым монологическим высказыванием по теме в ходе дискуссии, пресс-конференции, деловой игры.
4. Опишите картинку, обозначьте основные (возможные) проблемы, приведите свое решение проблемы, выскажите свою точку зрения.
5. Представьте себя в определенной ситуации, опишите ваши действия, ощущения и происходящие события.
6. Разверните данный тезис в связное высказывание. Докажите правильность своей позиции [5].

При обучении студентов монологической форме общения на младшей ступени обучения нельзя обойтись без опор, назначение которых непосредственно или опосредованно помочь порождению речевого высказывания за счет вызова у студентов ассоциаций с жизненным и речевым опытом студентов. Выделяют:

- изобразительно-содержательные опоры - кинофильм, картину/картинку, серию рисунков, фотографию
- изобразительно-смысловые опоры представлены в виде: диаграммы, схемы, таблицы, даты, символика, плаката, карикатуры.
- вербально-содержательными опорами являются: текст (прослушанный или прочитанный), план, логико-синтаксическая схема. Вербально-смысловые опоры включают: ключевые слова, лозунг, афоризм, поговорка, цитата.

Опоры широко используются для воссоздания речевых ситуаций, так как дают толчок к размышлению, вызывая определенные ассоциации.

Итак, использование упражнений и заданий на ситуативной основе на развитие умений в монологической форме общения не только оказывает положительное влияние, но и подтверждает предположение о том, что создание учебных речевых ситуаций является наиболее эффективным методическим приемом в обучении говорению на иностранном языке. Кроме того, повышается мотивация к овладению монологической формой общения и говорению на иностранном языке в целом. Использование ситуаций и упражнений на ситуативной основе способствует созданию непринужденной обстановки, помогает студентам раскрепоститься и раскрыть свои потенциальные творческие способности.

#### Литература

1. Гез И.И. Методика обучения иностранным языкам в средней школе. – М.: Просвещение, 1982. – 373 с.
2. Деева Т.Н. Некоторые вопросы практического решения ситуативного подхода в обучении иностранному языку. – Воронеж: Издательство Воронежского Университета, 1987. – 136 с.
3. Домашнев А.Н. Методика преподавания немецкого языка в педагогическом вузе. – М.: Просвещение, 1983. – 224 с.
4. Климентенко А.Д. Теоретические основы методики обучения иностранным языкам в средней школе. – М.: Просвещение, 1981. – 456 с.
5. Маслыко Е.А. Настольная книга преподавателя иностранного языка. – Мн.: Выш. Школа, 1992. – 445 с.
6. Пассов Е.И. Коммуникативный метод обучения иноязычному говорению. – М.: Просвещение, 1991. – 223 с.
7. Пассов Е.И. Методика обучения иностранным языкам: Обучение говорению на иностранном языке// № 11. – Воронеж: Интерлингва, 2002. – 40 с.



## ЭТНОКУЛЬТУРНОЕ МНОГООБРАЗИЕ РОССИИ И ПРОБЛЕМЫ ЭТНИЧЕСКОЙ ТОЛЕРАНТНОСТИ

Э.И. Габдракипова

*Научный руководитель доцент Л.В. Надеина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

В связи с последними событиями, происходящими в Европе, можно говорить о том, что значительно активизировалось внимание исследователей к такой проблеме, как толерантность. Огромный поток беженцев буквально накрыл Европу, которая оказалась не готова к такой ситуации. Среди тех, кто бежит от войны, в основном оказываются молодые люди. Молодежь, которая прибывает в Европейские страны, представляет собой ту социальную группу, которая оказывается наиболее активной, инициативной, готовой быстро адаптироваться к новым условиям. Но на вопрос, каким будет межличностное взаимодействие с их сверстниками в новой для них в культурном, экономическом и политическом плане стране, может дать ответ только время.

Учитывая значимость такого феномена, как толерантность, мы в нашем исследовании попытаемся рассмотреть проблемы, которые могут возникнуть в молодежной, а более конкретно, студенческой среде, изучить то, что стоит у истоков толерантности, и в перспективе определить возможные пути решения данных проблем.

Приступая к исследованию этой проблемы, мы, прежде всего, должны определиться, что мы будем понимать под словом «толерантность». Существует много трактовок данного понятия. Мы будем склоняться к определению, которое даёт социологический энциклопедический словарь: «толерантность (от лат. *tolerantia* – терпение; англ. *tolerance*; *toleration*; нем. *toleranz*) – терпимость к чужому образу жизни, поведению, обычаям, чувствам, мнениям, идеям, верованиям» [3].

Придерживаясь данного определения, мы, в первую очередь, попытаемся установить, что же должно стоять у истоков нашей терпеливости, нашего терпения. Мы постоянно будем задаваться вопросами, всегда ли можно соглашаться принять мнения и идеи других, если даже это идет вразрез с нашими обычаями и традициями? Что представляют собой те «кирпичики», из которых складывается толерантность [1]?

Изучая данную проблему, приходим к четкому осознанию, что в основе толерантности лежит нравственность, под которой, согласно словарю С. И. Ожегова, понимаются «внутренние, духовные качества, которыми руководствуется человек, этические нормы, правила поведения, определяемые этими качествами» [4].

Следует отметить, что нравственность, лежащая, по нашему мнению, в основе толерантности, не врожденная черта. Нужны годы и годы воспитания в семье и школе, прежде чем человек станет личностью и начнет совершать поступки, которые будут согласовываться с его совестью, и, главное, он будет готов нести ответственность за все, совершаемое им.

Поскольку в определении понятия толерантность лежит терпимость к обычаям других народов, то в этом отношении для молодежной среды в нашей стране уже созданы прекрасные условия. Дело в том, что Российская Федерация как самая большая республика бывшего Советского Союза продолжает поддерживать очень высокий уровень толерантности в силу того, что на ее территории проживает очень много разных наций и национальностей, то есть народов, которые имеют культуру, традиции и обычаи, отличные от обычаев русского народа. Здесь мы можем говорить о так называемой «этнической толерантности», которая сложилась исторически в результате многовекового проживания по соседству с русскими. Принципы, на которых строилась такая толерантность, становятся основными и в воспитании терпеливости по отношению к представителям других народов, не входящих в круг соседей [2].

Прежде чем стать членами студенческого сообщества, в России как в многонациональной стране молодые люди разных национальностей учатся вместе в школе, где с раннего детства в них воспитывается уважение к другой культуре и вере. Бережное и чуткое отношение к представителям разных народов ребенок получает и в семье, так как часто семьи бывают смешанными, и уже с рождения ребенок узнает о традициях и обычаях обоих родителей. Следовательно, перед студенческой молодежью проблема неприятия представителей других этнических групп остро не стоит. Особенно это касается студентов, прибывших на учебу в Россию из стран – бывших республик Советского Союза.

Бесспорно, что понимать культуру другого народа как раз и помогает знание русского языка, как, с одной стороны, родного языка одного из родителей (если это смешанные семьи), а с другой стороны, как в прошлом государственного языка ушедшей в историю великой страны. Поэтому можно говорить, что этническая толерантность, сложившаяся еще в Советском Союзе, способствует тому, что студенты легко находят общий язык с ровесниками из стран СНГ, не боятся представителей других народов, а только лишь, как следует из опросов студентов, просто живут и общаются, чтобы пополнить свои знания интересными фактами, присущими другой этнической группе.

Из результатов опроса студентов видно, что совсем малый процент ответов указывает на то, что страх все-таки существует. Это, в первую очередь, касается представительниц женской части студенческого сообщества, так как подобного рода страхи у них рождаются из-за отсутствия информации о «горячем темпераменте», например, представителей Кавказских республик. Обыкновенное поведение в силу обычаев и традиций этих народов в центральной и восточной России воспринимается как не-норма и поэтому может вызывать неприятие и рождать некоторую напряженность в общении, а иногда и агрессию.

Итак, говоря о толерантности, мы постоянно возвращаемся к тому, что она может быть определена как одна из составляющих общечеловеческих ценностей. Все то, что в детстве «впитывается с молоком матери», закладывается в человеке, а именно, уважительное отношение к другому языку и культуре, верованиям и

идеям людей других национальностей, должно быть «принято по эстафете» и в студенческом сообществе при формировании не просто личности, а личности профессиональной. И только такая преемственность поможет вовремя обнаружить и быстро устранить все противоречия, которые могут помешать установлению эффективного взаимодействия представителей разных народов и не позволят достичь поставленной цели – сформировать толерантное сознание в масштабах всей страны с ее большими и малыми народами.

#### Литература

1. Кирьякова А.В. Теория ориентации личности в мире ценностей: монография. – Оренбург, 1996. – 187 с.
2. Солдатова Г.У., Шайгерова А.А. Психодиагностика толерантности личности. 2008. – 172 с.
3. Социологический энциклопедический словарь. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://chitalka.net.ua/zmist/slovnuk\\_3.html](http://chitalka.net.ua/zmist/slovnuk_3.html).
4. Толковый словарь С.И. Ожегова. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://enc-dic.com/ozhegov/Nravstvennost-18896.html>.

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГРАММАТИЧЕСКИХ НАВЫКОВ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА НА ОСНОВЕ ТЕКСТА У СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА

К. Р. Гайнулина

*Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Актуальность исследования строя современного английского языка очень велика, так как его понимание – это один из самых важных аспектов при его изучении иностранного языка, поскольку все языки различны по своему морфологическому и синтаксическому строю.

Трудности в овладении грамматическим строем языка, формировании и совершенствовании грамматических навыков обусловлены тем, что иностранный язык (в данном случае английский), в отличие от родного, является вторичным средством общения, использование которого не диктуется жизненной необходимостью. В связи с этим требуются специальные усилия для вызова мотивации изучения языка.

В данной работе рассматривается текст как средство совершенствования грамматических навыков у студентов неязыкового вуза. В лингвистике принято считать, что текст (от лат. *textus*- ткань, сплетение, соединение) – это некоторая совокупность элементов, функционально объединенных в единую коммуникативно-познавательную структуру. Текст является высшей единицей коммуникации. Он одновременно является как средством обучения иностранному языку, так и объектом изучения. Любому тексту свойственны следующие характеристики: целостность; смысловая законченность; связность; единство темы и замысла; определенная направленность; прагматическая установка [4].

Тексту присущи следующие основные функции: коммуникативная (заключается в определенном воздействии на получателя информации), когнитивная (происходит знакомство с новыми явлениями культуры) и эмоциональная (текст вызывает определенное отношение к автору, событиям, героям) [3].

Своеобразие текста зависит от его содержания и от его функционально-стилистической установки: публицистический (газетные и журнальные статьи, рассказы, письма, заголовки), научный (статьи, брошюры), информационный (брошюры, путеводители, объявления, афиши, рекламы, инструкции, вывески и т.д.), художественный текст (рассказы, отрывки из литературных произведений), а также от соответствия тем или иным литературным жанрам: стихи и проза, эпос и драма, басня, сонет и т.п.

Многообразие видов текстов с одной стороны, расширяет возможности отработки грамматического материала на текстах различных по типу и жанру, но с другой стороны, усложняет задачу, поскольку достаточно сложно подобрать текст, который был бы интересным и содержательным и соответствовал требованиям отбора грамматического материала.

#### **Этапы и упражнения при работе с текстом с целью совершенствования грамматических навыков английского языка студентов неязыкового вуза**

Обучение грамматике любого языка – это формирование специальных для данного языка грамматических механизмов. Грамматика является средством для овладения способами структурного оформления речи, несущее то или иное предметное содержание. Необходим отбор достаточного активного и пассивного грамматического минимума для правильного оформления продуктивных видов речевой деятельности (говорение) и понимания при чтении и аудировании.

При этом студентам предъявляются следующие требования к владению грамматической стороной речи:

1. учащийся должен быть в состоянии грамматически правильно оформлять свои устно-речевые высказывания, концентрируя внимание на его содержании.
2. должны уметь распознавать грамматические явления при чтении и аудировании, направляя свое внимание на извлечение информации [1].

Упражнения на основе текста обеспечивают прочное и автоматизированное владение грамматическим минимумом для его активного использования в речи. При отборе упражнений на текстовой основе следует руководствоваться следующими принципами:

- обеспечение деятельностного характера овладения грамматикой иностранного языка;

- опора на образец, на действие по аналогии;
- опора на сознательность, учет важности сочетания сознательности и бессознательности;
- стимулирование речемыслительной активности и самостоятельности учащихся;
- опора на принцип наглядности, доступности, прочности и систематичности;
- учет принципа аппроксимации (приближение к желаемому) [2].

Соответственно следует выделить следующие типы упражнений, которые можно использовать для отработки грамматического материала:

1. Имитационные упражнения: грамматическая структура в них задана, ее следует повторять без изменения. Могут выполняться в виде подчеркивания грамматических явлений.
2. Подстановочные упражнения, существенным является обеспечение подсказки, элементов для подстановки.
3. Трансформационные упражнения. С их помощью можно научить варьировать сообщение в зависимости от меняющейся ситуации.

- скажите по-другому;

- перескажите текст, представляя, что действие совершилось только что.

4. Упражнения игрового характера приближают процесс активизации грамматического материала к условиям реального общения. Специфика совершенствования грамматических навыков путем использования упражнений на текстовой основе делает необходимым выделить основные этапы работы над каждым отдельным текстом. Е.А. Маслыко предлагает следующие этапы работы с текстом:

✓ Предтекстовый этап: преподаватель дает практическую установку, снимает лексические и грамматические трудности, кратко комментирует текст. Упражнения на предтекстовом этапе предназначаются для дифференциации языковых единиц и речевых образцов, их узнавания в тексте, овладения различными грамматическими и структурными явлениями и языковой догадкой для формирования навыков прогнозирования.

✓ Текстовый этап: этап чтения текста. На данном этапе предполагается использование различных приемов извлечения из текста нужных грамматических явлений и трансформации структуры и грамматического материала, содержащегося в тексте.

✓ Послетекстовый этап: на этом этапе происходит контроль прочитанного, возможен анализ данных грамматических явлений.

✓ Этап обсуждения [5].

Примеры упражнений предтекстового этапа в обучении грамматике:

1. Определите значение и функцию данной грамматической формы в предложении (упражнение на анализ грамматических явлений);
2. Объясните употребление данной грамматической формы (упражнение на анализ грамматических явлений);
3. Расширьте предложение за счет добавления изучаемой грамматической словоформы (трансформационное упражнение).

Примеры упражнений текстового этапа в обучении грамматике:

1. Раскройте скобки в предложениях, используя подходящий по смыслу глагол в соответствующей форме (подстановочное упражнение);
2. Заполните пропуски в тексте указанными словами или словоформами (трансформационное упражнение);
3. Составьте высказывание из заданных ключевых фраз по образцу (упражнение на реконструкцию текста).
4. Примеры упражнений послетекстового этапа в обучении грамматике:
5. Преобразуйте предложения в одной видо-временной форме в другую, меняя словоформы и слова, обозначающие время (трансформационное упражнение);
6. Преобразуйте прямую речь в косвенную, используя при этом различные глаголы общения (трансформационное упражнение);
7. Трансформируйте текст из формы настоящего времени в форму прошедшего или будущего времени, соответственно меняя словоформы (трансформационное упражнение).

Приведем примерные упражнения для каждого этапа в соответствии с вышеперечисленными требованиями и сам текст 'Fictional heroes never die'.

Предтекстовый этап:

1. Define the meaning and function of the given grammatical form in the sentence in bold in the second paragraph.
2. Explain the use of this form.

#### **Fictional heroes never die**

Real heroes are only humans. They live and die like the rest of us. But fictional heroes are different. They began life many years ago and they will live on in fiction in the future. Here are some favorite twentieth century fictional heroes.

James Bond. The spy 007 has been working for the British Secret Service since 1953 when Ian Fleming first wrote about him in *Casino Royale*. Fleming is now dead, but the spy still lives on. The first film was "Dr No" in 1962 and since then he has appeared in over twenty films. The Cold War has finished and Bond's enemies are not the Russians now, but there are still plenty of bad people out there. Columbia, the film producer, recently finished filming his latest adventure.

Batman. He first saved Gotham City from evil, with the help of Robin, in a comic book in 1939 and has been fighting crime for over fifty years. The team has made three TV series, as well as films and novels. The most popular TV series was in the 1960s, and our hero has recently appeared in films. He will live on as long as there are criminals like the Penguin, Cat woman and Joker in Gotham City.

Charlie Brown. This character has been living with his pet dog Snoopy in a small American town since 1950, when he first appeared in a strip cartoon "Peanuts". Over forty years later, he still experiences all the happiness and frustration of a typical boy, playing baseball with his friends and going to school. His first appearance in a TV film was in 1965 and so far he has made three cinema films. His appeal is as strong as ever.

Bugs Bunny. The talking rabbit first asked "What's Up Doc?" in 1937 and has been eating carrots in public ever since. He has appeared in comic books, newspaper strips and above all, hundreds of cartoon films. He will be popular for as long as people laugh at rabbits.

Kermit. The green frog has been singing and dancing on TV since 1957, although it was only in 1967 that he became famous with the Muppets. Since then, 235 million people in 100 countries have seen hundreds of Muppet Shows, There have also been three films. Success has not changed him; he remains exactly the same colour.

Текстовый этап:

1. Transform the text using the Past Perfect and Past Perfect Continuous.
2. Transform the sentences using the Present Perfect instead of the Past Indefinite adding necessary changes.

Послетекстовый этап:

I. Answer the questions:

1. How long has Batman been saving Gotham City from evil?
7. How long has Charlie Brown been living in American town?
8. How long has Bugs Bunny been eating carrot in public?
9. How long has Kermit been singing and dancing on TV?
10. How many Batman's TV series has the team made?
11. How many Charlie Brown films has there been?
12. How many cartoon films has Bugs Bunny appeared in?
13. How many Muppet shows have people seen?

II. Retell the text on behalf of the heroes.

Подводя итоги, необходимо отметить, что при организации учебного процесса не обязательно использовать все приведенные выше упражнения. В зависимости от темы, уровня сформированности грамматических навыков студентов, индивидуальных личностных особенностей и интересов учащихся, наличия текстов, ориентированных на отработку тех или иных грамматических явлений, можно использовать те или иные упражнения в различных комбинациях и комплексах.

#### Литература

1. Берман И.М. Основы методики преподавания иностранных языков. – Киев: Вища школа, 1986. – 245 с.
2. Гез И.И., Ляховицкий М.В., Миролубов А.А., Фоломкина С.К., Шатилов С.Ф., Методика обучения иностранному языку в средней школе. М.: Просвещение, 1992. – 412с.
3. Городникова М.Д., Супрун Н.И. и др. Лингвистика текста и обучение ознакомительному чтению в средней школе. - М.: Просвещение, 1987. – 160 с.
4. Кожина М.Н. Стилистика русского языка. – М.: Просвещение, 1983 – 223 с.
5. Маслыко Е.А. Настольная книга преподавателя иностранного языка. – Мн.: Выш. Школа, 1992. – 445 с.

### РУССКИЙ ЯЗЫК ДЛЯ СТУДЕНТОВ-КИТАЙЦЕВ: ТРУДНОСТИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ

С.А. Евсюков

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Город Томск по праву называют студенческим, поскольку каждый пятый житель является студентом. С каждым годом высшие учебные заведения распахивают двери для вновь поступивших, среди которых немалый процент составляют студенты из Дальнего зарубежья. Большинство молодых людей, прибывших из других стран, прежде чем поступить на выбранный ими факультет, проходят так называемую предвузовскую подготовку. Что включает в себя программа данного курса? Во-первых, иностранного студента пытаются адаптировать к экономическим и социальным условиям нашей страны, познакомить с культурой, обычаями и традициями. Но самым главным, на наш взгляд, является то, что на этом первом этапе идет процесс обучения студента-иностранца русскому языку.

На этот сложный и трудоемкий процесс могут влиять различные внеязыковые факторы [1]. Как правило, особое внимание здесь уделяется возрасту обучаемого и его индивидуальным особенностям, а также учитывается национальный менталитет и, естественно, геополитическое положение страны, которая направила студента на обучение в Россию. Национальный менталитет, действительно, оказывается едва ли не самым важным, поскольку обучение студентов различных национальностей русскому языку требует обязательного понимания этнопсихологических особенностей, так как они оказывают влияние на то, как воспринимает и усваивает студент получаемые знания [2].

В данной статье предпринимается попытка проанализировать основные трудности изучения русского языка представителями азиатских стран, в частности, студентами, приехавшими в Россию из Китайской народной республики. В Томском политехническом университете существует, на наш взгляд, прекрасная практика погружения студентов-иностранцев, изучающих русский язык, в языковую среду, путем подселения таких студентов к носителям языка – иногородним российским студентам. Таким образом, процесс адаптации проходит

быстрее, а процесс усвоения правил русского языка становится непрерывным, поскольку студент-иностранец работает над языком не только в учебной группе под контролем преподавателя, но и «дома» со студентами, с которыми он на время учебы делит комнату в общежитии.

Как показывают личные наблюдения, студентов-китайцев отличает высокая работоспособность и очень хорошая обучаемость. Но здесь есть один нюанс – территориальное принадежность студента, то есть конкретная часть Китая, где родился и прожил студент до приезда на учебу. Известно, что китайцы отличаются по темпераменту. Если оказывается, что студент-китаец жил в южной части страны, то он, как правило, более эмоционален и, следовательно, желание говорить на русском языке у него приходит быстрее, нежели у студента-китайца выходца с севера, поскольку более суровые климатические условия накладывают отпечаток на человека, он становится более закрытым, менее общительным [3]. Несмотря на такое различие в темпераменте, любой студент-китаец начинает говорить на русском языке только после того, как будет полностью уверен, что хорошо усвоил лексику и грамматику такого сложного для него и относящегося к совершенно другой языковой семье языка.

Подготовительный или довузовский этап обучения иностранцев русскому языку является первым и, пожалуй, наиболее трудным. Перед студентом-иностранцем на данном этапе ставятся конкретные задачи: студент должен представлять, какой объем знаний он получит на начальном этапе и что он будет обязан знать на последующих этапах для того, чтобы в последующем обучение на выбранном им факультете проходило успешно.

Поскольку в программу начального обучения русскому языку как иностранному входит определенный объем языкового материала, включающий достаточно простой грамматический материал, например, понятие о числе и роде, основные значения падежей, знакомство с существительными, прилагательными, местоимениями, глаголами и изучение простых предложений, то ежедневное общение со студентами носителями языка в силу совместного проживания становится для студентов-иностранцев очень действенным и полезным. И этому есть объяснение: именно в бытовой обстановке, в ситуации непринужденного общения происходит выработка правильной с точки зрения грамматики речи [4].

Как показывает практика проживания китайцев в общежитии с русскими студентами, студенты-китайцы, обучающиеся на начальном этапе, могут выходить за рамки программы, осваивая материал, не входящий в программу данного этапа, например, из практики устного общения с носителями языка они легко усваивают повелительное наклонение, а также видят разницу в некоторых предлогах, трудных для понимания иностранцами.

Такое ежедневное и непосредственное общение с русскими студентами помогает студентам-китайцам выполнять и самостоятельную работу, в качестве которой преподавателями нередко предлагается вести наблюдения за событиями, которые происходят вокруг, описывать новых знакомых или места, где удалось студенту побывать, или описать свои планы на будущее, а то и просто рассказать о том, как прошел день. Таким образом появляются так называемые «дневники наблюдений», которые помогают развивать у студентов-иностранцев навыки письменной речи, то есть умение составлять мини-тексты на иностранном для них языке.

Данный дневник наблюдений требует от студента-иностранца, с одной стороны, составления текстов с использованием простых, не очень длинных предложений, а с другой стороны, если данный текст содержит диалоги, то и знание русских пословиц, каких-то разговорных выражений, а также знания точного значения слов, которые несут в себе положительную или отрицательную оценку.

В данной ситуации студент-носитель языка и оказывается первым слушателем, помощником и корректором студента-иностранца. Он подсказывает, объясняет значение той или иной русской пословицы или поговорки, пытается найти эквивалент в родном языке студента-иностранца, поясняет в какой ситуации уместно употребление того или иного слова, не говоря уже об орфографических ошибках.

Как упоминалось выше, именно студенты-китайцы начинают говорить на русском языке только тогда, когда они уверены, что полностью понимают значение и хорошо усвоили правила данного языка. В противном случае, допущенные ошибки в речи грозят им «потерей лица», что переживается ими очень тяжело, поскольку связано с национальными особенностями китайцев. Поэтому общение с носителями изучаемого языка, их же ровесниками, помогает снять определенную напряженность в процессе изучения, а также делает более эффективным процесс постижения азов и в дальнейшем совершенствование знаний русского языка.

Таким образом, можно констатировать, что совместное проживание студентов-иностранцев и русских учащихся помогает первым постоянно поддерживать языковую среду (чего нельзя сделать, если студенты будут проживать со своими соотечественниками), всегда иметь возможность проконсультироваться, совершенствовать свое произношение (снять фонетические трудности: например, произношение шипящих и свистящих), а также получить большую информацию страноведческого плана.

#### Литература

1. Вежбицкая А. Язык. Культура. Познание: пер. с англ. – М., 1996.
2. Верещагин Е.М. Язык и культура / Е.М. Верещагин, В.Г. Костомаров. – М.: Индрик, 2005. – 1055 с.
3. Крысько В.Г. Этническая психология: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. Заведений / В.Г. Крысько. – М.: Издательский центр «Академия», 2002. – 302 с.
4. Шапов А.Н. Методика преподавания иностранных языков. – М.: АСТ, 2008. – 253 с.

## СТРАХИ И ТРЕВОГИ ПЕРВОКУРСНИКА И УСЛОВИЯ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ

Е.К. Егоров

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

После окончания школы выпускник среднего учебного заведения в современной России чаще всего становится студентом высшего учебного заведения. В силу возраста, еще не имея достаточного жизненного опыта и не обладая профессиональной ориентацией, вчерашний школьник, как правило, не без подсказки родителей выбирает вуз и становится первокурсником.

Становясь студентами, молодые люди попадают в определенный жизненный этап, называемый студенчеством, который многие исследователи определяют как особый и очень важный возрастной период. Особое внимание ученые обращают именно на первый год учебы в высшем учебном заведении, фокусируясь на проблемах, которые возникают при переходе учащегося из среднего учебного заведения в вуз. Основными вопросами при изучении состояния первокурсника становится его эмоциональное состояние (страх, тревога, неуверенность в себе и т.д.) [1].

Цель данной статьи – классификация неустойчивого психологического состояния студентов первого курса и попытка найти пути решения проблемы переходного периода.

Итак, одним из негативных состояний вчерашнего школьника еще на этапе сдачи экзаменов в университет является повышенная тревожность: молодой человек находится в этом состоянии буквально до того «счастливого момента», когда он видит свою фамилию в списках зачисленных студентов. Как ему кажется на тот момент, это и есть самое сильное эмоциональное переживание, которое он может перенести. Осознание, что это было только начало, приходит с момента определения его в академическую группу, заселения в общежитие (если он является иногородним студентом) и знакомства с преподавателями и курсами изучаемых дисциплин.

Прежде чем начать классификацию страхов, которые испытывают студенты первого курса, следует обратиться к определению данного понятия. В своем исследовании мы будем придерживаться определения, данного в словаре психологических терминов: «страх – это эмоция, возникающая в ситуациях угрозы биологическому или социальному существованию индивида и направленная на источник действительной или воображаемой опасности» [2].

В начале статьи мы указали приблизительную цепочку перехода тревоги в страх, поэтому и попытаемся сделать анализ этой трансформации. Итак, студент зачислен на первый курс университета, он знакомится со своей академической группой. Казалось бы, какие страхи могут поджидать на этом этапе первокурсника. Как показывает практика, они есть и включают в себя:

- 1) отсутствие знакомых (особенно для иногородних студентов),
- 2) большое количество молодых людей с явно выраженными лидерскими качествами (при отсутствии таковых у поступившего студента, либо появляется страх при виде конкурентов на лидерство, если поступивший обладает такими же качествами, что и его одноклассники-лидеры),
- 3) наличие в группе так называемых «конфликтных» студентов (заведомо студент будет бояться испортить с ними отношения, будучи, например, неконфликтной личностью) [3].

Если студент продолжает учебу в своем родном городе, он, конечно же, избежит второго этапа страхов, который никак не смогут миновать иногородние студенты. Как правило, каждый прибывший из другого города или иного населенного пункта студент обеспечивается общежитием. И вот на этом этапе у первокурсника могут также возникнуть страхи: с кем он будет делить комнату. Известно, что студентов стараются поселить с одноклассниками для того, чтобы адаптационный период прошел быстрее и безболезненнее. Но здесь появляется другая проблема – личная неприязнь, несовместимость характеров. Если, находясь на учебе внутри группы, студент может как-то не сталкиваться с тем студентом, с которым ему трудно общаться, то возвращаясь в общежитие, то есть домой (действительно на время учебы общежитие для студента является его домом), ему хочется расслабиться, отдохнуть, снять напряжение. И если рядом оказывается человек, не разделяющий его взглядов, не близкий по духу, то сделать это бывает трудно, либо совсем невозможно. Поэтому на этапе заселения в общежитие студент-первокурсник испытывает определенный страх по поводу своих соседей.

Бесспорно, что основной страх у студента возникает, когда он непосредственно приступает к учебной деятельности. Первокурсник начинает осознавать, что обучение в высшем учебном заведении кардинально отличается от процесса обучения, который был у него в школе. Появляются совершенно новые для него формы подачи материала: лекции, семинары, конференции, коллоквиумы, работа на электронной платформе и т.д. Здесь, в силу личностных качеств самого студента, он испытывает страх, что не запомнит предложенный материал, не сможет ответить на вопросы, а если ответит, то не будет ли его ответ выглядеть слишком глупым, что повлечет за собой нелестную оценку одноклассников. И конечно, студент, привыкший учиться на «хорошо» и «отлично» в школе, боится получить плохую оценку, которая не только может породить в нем комплекс неуверенности в себе, но и, как думает сам студент, в конечном итоге сказаться на взаимоотношениях его с членами академической группы.

Особо хотелось бы выделить страх первокурсника перед преподавателем. Нужно отметить, что не всегда это необоснованный страх. Действительно, студенту первого курса очень трудно научиться правильно распределять время, чтобы успевать тщательно готовиться к занятиям. Порой студент приходит не совсем хорошо готовым и, естественно, слышит суровую критику в свой адрес. Одних это заставляет собираться, контролировать себя, вникать в предмет и зарабатывать репутацию хорошего студента. У других такая критика и неудовлетворительные

оценки вызывают страх перед строгим преподавателем и страх перед учебной дисциплиной. Студент очень тонко чувствует несправедливое отношение преподавателя, и это порождает его неудачи на экзаменах, зачетах и контрольных работах.

Многих студентов-первокурсников такая ситуация ввергает в стресс, что в последствии может перейти в затяжное депрессивное состояние, из которого иногда он не может выйти самостоятельно. Студент начинает задумываться о том, правильно ли он выбрал профессию. На этом психологически тяжелом этапе обучения на первом курсе у студента может появиться чувство вины перед родителями за их неоправданные надежды, либо наоборот – обвинения родителей (если будущую профессию выбирали они) в том, что он по их настоянию осваивает данную специальность, которая ему не нравится.

Таким образом, анализ страхов и тревог первокурсника показывает, что нужно, прежде всего, учитывать возрастные и психологические особенности обучающихся на первом курсе университета. Может быть, для сохранения психологического здоровья студентов в это кризисное для них время должны быть разработаны вузом определенные программы, помогающие обучающимся быстрее адаптироваться к условиям высшей школы, поскольку вовремя оказанная психологическая помощь поддержит обучаемого в трудный период жизни, поможет избежать кризисных ситуаций на последующих курсах обучения в высшем учебном заведении.

### Литература

1. Григоренко Е.Ю. Психологическое благополучие студентов и определяющие его факторы // Проблемы развития теории. – 2009. – Т. 2. – С. 98-105.
2. Словарь психологических терминов. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.belogurova.ru/glossary?letter=17&word=319>.
3. Психологическое здоровье / под ред. Г.С. Никифорова. – Санкт-Петербург: Питер, 2006. – 607 с.

## СПЕЦИФИКА ИНТЕРНЕТ-ОБЩЕНИЯ НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

К.Э. Марданов

*Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

В настоящее время жизнь современного человека невозможно представить без средств массовой коммуникации: мобильного телефона, компьютера и интернет-доступа. Мировая сеть представляет собой не только огромную поисковую систему, но и всё чаще используется как средство общения, особенно представителями молодого поколения.

Целью данной работы является исследование специфики Интернет-общения на английском языке, изучения лингвокультурных аспектов Интернет-общения, взаимодействия английского и других национальных языков, которые все более активно проникают в Сеть, является, таким образом, одним из наиболее перспективных направлений в исследованиях коммуникации, опосредованной компьютером [1].

Интернет как неотъемлемая часть жизни современного человека постоянно меняется и совершенствуется и, как следствие, происходят изменения и появляются инновации в языке интернет-общения. В нашей работе мы рассмотрим эти особенности на лингвистическом уровне.

#### **Фонетические особенности**

Говоря о виртуальном общении, невозможно определить темп, тон, индивидуальные особенности дикции собеседника. Для интонационного оформления предложений (тон, темп, длительность и логическое ударение) используют графические средства, такие как выделение слова, особым шрифтом, курсивом, подчеркиванием и т. д. [1].

Традиционно для передачи повышенного тона используется клавиша Caps Lock, благодаря которой всё сообщение печатается с заглавной буквы.

*I'M DYING TO IMPROVE MY ENGLISH - Я УМИРАЮ ОТ ЖЕЛАНИЯ УЛУЧШИТЬ АНГЛИЙСКИЙ*

В виртуальной среде о темпе речи можно судить по количеству напечатанных слов за единицу времени, а не произнесённых, как при устном непосредственном общении.

О длительности речи может свидетельствовать удлинение ряда слов (протяжное произнесение/печатание гласных), короткие, нераспространённые предложения или наоборот сложные предложения с несколькими придаточными:

*Oh nooooo! I love her! - О неееееет! Я люблю её!*

Благодаря графическим способам передачи фонетических особенностей построения сообщений, можно сказать о преобразовании письменной речи во внутреннюю, где пользователь «слышит» полученные сообщения.

#### **Лексические особенности**

Компьютерный мир виртуального взаимодействия обладает собственным способом и языком общения, из-за того, что субъекты не имеют постоянного личного контакта друг с другом. Интерактивное общение может вестись сразу с несколькими собеседниками, и для адекватного быстрого реагирования огромную важность приобретает скорость печатания. Таким образом, часто используются разнообразные сокращения наиболее употребимых слов. Например:

*Plz (от please) mail your suggestions and samples - Пжста, присылайте свои предположения и советы.*

*I'm 19 y/o* (от year old) - Мне 19.

*How r u?* (How are you?) - Как ты?

В разговорной речи, как и при устном общении, часто используются междометия, что придаёт речи большую эмоциональность.

*Wow, what a film!* - Вау, какой фильм!

Необходимость быстро напечатать ответ собеседнику, можно объяснить обилием усеченных слов и окончаний, стяженных глагольных форм, а также усеченных форм вспомогательных глаголов.

*I wanna (want to) learn the other cultures* - Я хочу изучить другие культуры.

*He's readin' now 'cause he'll soon have an exam* - Сейчас он читает, потому что у него скоро экзамен.

Интерактивное общение характеризуется частым нарушением правописания слов, а также слитным написанием слов, что, тем не менее, нередко объясняется не безграмотностью собеседников, а нажатием неверной клавиши.

*i wanna make friends in UK and maybe find an exchangestudent* - Я хочу завести друзей в Соединённом Королевстве и может быть найти студента для обмена.

Кроме того, язык интернета включает в себя [разговорный язык](#), язык созвучий, пиктограмм и аббревиатур [2].

Язык созвучий несложен, названия некоторых цифр и букв созвучны словам, а пишутся быстрее: 'to' - 2, 'for' - 4 или 'u' звучит как you, следовательно, *I love u = I love you*, *4u = for you* - для тебя, *2All* - To All - всем, *L8r* - Later - позже.

Язык аббревиатур менее понятен по причине своей договорённости, так как некоторые аббревиатуры были созданы внутри какого - либо сообщества.

Некоторые же стали уже почти повсеместными:

*DK - Don't Know* (не знаю).

*IC - I See* (я понял).

Другие выражения обязаны своему появлению компьютерным сетям:

*lol = laughing out loud* - Смехота! Смешно! Смеюсь!

*asl = age sex location* - Кто такой, Откуда? (форма стандартного знакомства).

#### **Грамматические особенности виртуального общения**

Общеизвестным является тот факт, что в разговорной речи часто пренебрегают грамматическими правилами, что также свойственно интерактивному общению. Например, из всей системы английских времён, в основном, употребляются только времена группы Simple, даже если это грамматически неверно, пониманию сообщений это не препятствует [2, 3].

*I met him today* (I have met him today) - Я встретил его сегодня.

*I'm learning english for 6 years.* (I have been learning English for 6 years) - Я учу английский в течение 6 лет.

К грамматическим особенностям также можно отнести нарушения в построении предложений: неверный порядок слов, отсутствие главных членов.

*want to practice my english* (I want to practice my English) - хочу попрактиковать свой английский.

*Must I much write* (Must I write much?) - Я должен много написать?

Более того, наблюдается пропуск служебных слов (вспомогательные глаголы и артикли) и, как следствие, прямой порядок слов в вопросительных предложениях.

*The USA is getting crazy?* (Is the USA getting crazy?) - Америка сходит с ума?

В целом, можно сделать выводы, что язык Интернет-пользователей избилует простыми, нераспространёнными предложениями, и часто опускаются те или иные члены предложения и знаки препинания. Несоблюдение грамматических правил очевидно, но в то же время, это уже стало общеизвестной и повсеместно принятой спецификой Интернет-общения, поэтому подобные ошибки не препятствуют адекватному пониманию собеседников в процессе виртуального общения.

Сегодня Интернет-язык — это, безусловно, жаргон, имеющий право на существование. Создавая свой жаргон, искажая для этого слова, образуя новые, придавая экспрессивные значения старым словам, люди заявляют о своей принадлежности к определенной группе, подчеркивают свое стремление выделиться, что абсолютно естественно для молодых, стремятся приблизить письменную речь к устной. Несомненно, что при этом люди должны владеть нормами языка. Неправильные формы при употреблении всегда должны оставаться как бы «в кавычках».

#### **Литература**

1. Галичкина Е.Н. Специфика компьютерного дискурса на английском и русском языках (на материале жанра компьютерных конференций). – Дисс. ... канд. филол. наук. - Астрахань, 2001. – 212 с.
2. Особенности английского языка red (web) коммуникаций и его влияние на язык Рунета. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://nsportal.ru/ap/library/drugoe/2012/03/23/osobennosti-angliyskogo-yazyka-red-web-kommunikatsiy-i-ego-vliyanie-na-yazyk> (Дата обращения 12.01.2017)
3. Специфика Интернет-общения на английском языке. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://www.hintfox.com/article/spetsifika-nternet-obschenija-na-anglijskom-jazike.html> (Дата обращения 12.01.2017)



## ПОИСК И ОВЛАДЕНИЕ НОВЫМИ ЗНАНИЯМИ КАК ОСНОВНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ УЧЕБНОЙ МОТИВАЦИИ СТУДЕНТА-ПЕРВОКУРСНИКА

В.И. Мельникова

*Научный руководитель доцент Л.В. Надеина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

После окончания среднего учебного заведения (школы, лицея или гимназии) выпускники оказываются перед выбором – продолжить учебу в высшем учебном заведении или, поставив точку на образовательном процессе, перейти к практике, то есть пойти работать. Как показывают данные статистических исследований, большая часть покинувших стены школы хотят продолжить обучение в университетах и стать специалистами высокого уровня, чтобы быть конкурентоспособными на рынке труда.

В статье предпринимается попытка исследовать составляющие учебной мотивации студента-первокурсника.

Изучая тот возрастной отрезок в жизни человека, на который приходится время обучения молодого человека в высшем учебном заведении, многие исследователи-психологи говорят о том, что студенчество – это особенный и самый благодатный период развития человека и в духовном, и в профессиональном плане. Действительно, в это время студенты, как правило, полны идеями, новыми замыслами. Они, кажется, готовы на выполнение самых труднореализуемых проектов. Их ничего не пугает и не останавливает. Молодые люди, только что поступившие в университет и получившие (для кого-то и долгожданный) статус студента, активны, мобильны и энергичны.

Выбирая путь получения высшего образования и ту специальность, где студент может достичь самых высоких результатов, только что поступивший начинает знакомиться с требованиями, которые предъявляются к специалистам выбранного им направления, для того, чтобы быть готовым «сесть экзамен», который в будущем приготовит ему взрослая, самостоятельная жизнь.

Зададимся вопросом, что может быть основной составляющей для студента-первокурсника в достижении успехов на учебном, а в будущем и на профессиональном поприще. Бесспорно, что такой составляющей является высокая мотивация учения. Поскольку время учебы в высшем учебном заведении ученые определяют как период юности (а старшие курсы и учебу в магистратуре как первый период зрелости), то можно утверждать, что как раз на этом этапе в полной мере укрепляются те качества молодого человека, которые не полностью проявлялись в его школьные годы. Он становится более решительным, инициативным, целеустремленным, появляются первые признаки самостоятельности [2].

Перечисленные выше качества очень важны, чтобы хорошо учиться в университете и достичь поставленных при поступлении в вуз целей. Анализируя свой предыдущий учебный опыт (в гимназии или лицее) первокурсник начинает понимать, что того умения учиться, которое было сформировано у него в школе, катастрофически не хватает. Он вынужден перестраивать свое сознание, чтобы приобрести навыки и умения учиться самостоятельно, поскольку студент, начиная свое обучение в вузе, узнает какое количество времени ему необходимо потратить на самостоятельную работу, чтобы освоить материал без помощи преподавателя.

И как показывает практика, от того насколько студент-первокурсник четко осознает и понимает для чего он учится, будет залогом его успешной учебы, а в будущем и воплощением его мечты – стать хорошим, а значит, востребованным специалистом. Смело можно утверждать, что интерес к своей будущей профессии и поиск эффективного способа овладеть ею является основной учебной мотивацией учащегося первого курса университета [3].

Исследуя данную проблему, мы понимаем, что это утверждение касается не всех студентов. Этому есть объяснение. Дело в том, что на современном этапе высшее образование из элитного (каким оно было в конце прошлого века) превратилось, практически, во всеобщее. Поэтому в рядах студентов оказываются молодые люди, которые пришли в вуз не получить хорошее образование, чтобы быть прекрасными специалистами и связать свое будущее с этой профессией, а просто после окончания университета просто иметь диплом о высшем образовании и никогда не работать по специальности, на освоение которой они потратили не один год, а несколько лет. Следовательно, учебная мотивация такого студента будет кардинально отличаться от побуждений и стремлений успешно учиться того, кто пришел сюда «по зову сердца».

Известно, что студентов-первокурсников побуждает учиться потребность в знаниях, которую можно назвать «естественной потребностью». Поскольку на этом этапе обучения молодой человек является практически «белым листом бумаги», то он просто обязан сделать первые шаги на пути от незнания к знанию. Здесь проявляется его интерес и стремление узнать что-то новое, а также добавить полезную и нужную информацию к тому, что он уже знал или когда-то слышал о своей будущей специальности [1].

Проходя шаг за шагом путь «от незнания к знанию», студент-первокурсник, как показывают опросы, даже получает удовлетворение от такого процесса, так как понимает, что освоение нового материала приводит к росту знаний в своей области. Это влечет за собой еще один положительный эффект: обогащенный новыми и хорошо усвоенными знаниями студент повышает свой престиж. С одной стороны, к серьезно настроенному к учебе студенту уважительно начинают относиться преподаватели, с другой, растет авторитет такого студента и среди членов академической группы и однокурсников. К такому студенту чаще обращаются за помощью, приглашают возглавить работу над проектом, если это работа в команде, а также выступить в качестве эксперта, если появляется необходимость дать оценку представленной работе или высказать замечания.

Если вернуться к выяснению мотива, побуждающего выпускника среднего учебного заведения поступать в вуз, то можно с уверенностью сказать, что таковым будет желание молодого человека оказаться в кругу сверстников. То есть быть среди студенческой молодежи, имеющей одни и те же цели – получить знания по

предлагаемой данным учебным заведением профессии.

Таким образом, для них социальная мотивация становится незначимой, так как то, что они уже имеют статус студента, и самим этим фактом ставят себя на определенный уровень среди своих бывших одноклассников, друзей и знакомых.

Итак, рассматривая проблему учебной мотивации студентов-первокурсников, можно констатировать, что она, в первую очередь, сопряжена с ориентацией обучающегося на поиск и овладение новыми для него знаниями. Также она направлена и на приобретение определенных навыков в выбранной им профессии.

#### Литература

1. Бадмаева Н.Ц. Влияние мотивационного фактора на развитие умственных способностей. – Улан-Удэ: Издательство ВСГУТУ. – 2004. – 280 с.
2. Григорьева Н.В., Самсонова О.С. Психологическое исследование отношения студентов к учебной деятельности и своей будущей профессии // Вестник Поволжской государственной социально-гуманитарной академии. – 2013. – №8. – С. 204-207.
3. Климов Е.А. Психология профессионального самоопределения. – М.: Академия, 2004. – 304 с.

### СПОСОБЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА В ИНТЕРНЕТ-ПРОСТРАНСТВЕ

Л.В. Метляков

Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Актуальность темы данной работы обусловлена активизацией процесса мировой глобализации, затрагивающей в первую очередь сферу образования и предполагающей подготовку специалистов, не только владеющих знаниями, умениями и навыками в профессиональной сфере, но также способных к самостоятельному осуществлению непрерывного образования, поиску, подбору, обработке и презентации необходимой информации на изучаемом языке в целях дальнейшего личностного и профессионального развития. Это, прежде всего, требует развития соответствующих навыков на занятиях иностранного языка и в рамках самостоятельной работы студентов технического вуза, осуществляемой на иностранном языке.

Интернет же представляет огромные возможности для самостоятельного обучения и образования. В условиях развития информационного образовательного пространства возможности использования интернет-технологий в образовательном процессе настолько многообразны и широки. Работа в виртуальной образовательной среде всегда является большим мотивирующим стимулом и вызывает интерес в силу своей инновационности для российского образования [2].

Из всего многообразия различных технологий обучения работа, организованная с использованием ресурсов Интернет, веб-сетей, порталов и электронных средств, представляется эффективной и востребованной на современном рынке образовательных услуг.

Основные существующие на данный момент в киберпространстве технологии, которые можно активно использовать в процессе обучения иностранному языку, переводя их в разряд средств обучения и воспитания, можно разделить на две группы: 1) *средства синхронной коммуникации* (synchronous communication tools) и 2) *средства асинхронной коммуникации* (asynchronous communication tools) [1].

*Средства синхронной коммуникации* – это интернет средства, позволяющие общаться в режиме реального времени (чат, видео чат и аудио чат). Примерами таких средств, предоставляющих возможность синхронного общения посредством чата и голосовой связи, являются *Skype* и *Yahoo Messenger*.

*Средства асинхронной коммуникации* – это интернет средства, позволяющие обмениваться информацией с задержкой во времени (форумы, электронная и аудио почта, сайты, блоги, вики...).

*Блог* – эта страничка сайта, в котором информация располагается в хронологической последовательности, которая обновляется ежедневно/еженедельно/ежемесячно. В блоге можно также разместить фотографии, аудио, видео, ссылки на другие сайты, Интернет статьи, и т.п.

Среди блогов выделяют особый тип - аудио блоги или так называемые *подкасты* (от англ. *Podcast* или *Podcasting*). Английское слово *Podcast* произошло от слов *i-Pod* (MP 3 плеер) и *broadcast* (радиовещание, трансляция) [1].

В нашей работе приводятся примеры различных Интернет-ресурсов, блогов для эффективного изучения английского языка. Для самостоятельно изучения английского языка, если у вас, конечно, есть базовые навыки, хорошо подойдут различные англоязычные блоги.

#### Speaking (Говорение)

Для развития и совершенствования навыков устной (диалогической и монологической) речи широко используются приложения *Yahoo messenger with voice* и *Skype*, так как они создают возможность установить мгновенную голосовую или видео связь с абонентом, находящимся в любой точке земного шара при наличии у него данных программ или общаться посредством письменного чата.

Данные чат платформы, открывают новые возможности в совершенствовании навыков устной речи. Используя чат и голосовую связь, можно:

- общаться на различные темы с носителем языка;
- функция архивации текста чата позволяет по окончании общения анализировать чатлог (Chatlog) с точки зрения грамматики, лексики, пунктуации, стилистики, речевых ошибок и т.п. и на этой основе выстраивать новые виды заданий [1].

Помимо чат платформ существуют блоги для общения:

BBC. Learning English. С помощью данного сайта, вы сможете улучшить свой английский, слушая и выполняя упражнения, проходя тесты, а также общаясь с другими пользователями, посредством дискуссионных групп. Большое количество аудио и видеоматериалов с упражнениями, которые помогут вам улучшить навыки разговорного английского.

EngVid.com. Большое количество видеоуроков. Совершенствуйте и развивайте свои навыки разговорного английского языка. Много различных советов и рекомендаций от англоговорящих учителей.

**Learn English free and chat in English online at English, baby!** Прекрасная возможность присоединиться к сообществу изучающих английский язык. Много полезной информации и уроков, тестов. Также можете найти себе новых друзей и друзей по переписке. Общайтесь и совершенствуйте свой язык.

#### **Listening (Аудирование)**

BBC. Learning English. На данном ресурсе можно найти подкасты с последними мировыми новостями, ссылки на прослушивание программ BBC и American National Public Radio на самые разные темы. Можно получить доступ к ток-шоу, репортажам, спортивным и музыкальным новостям. Можно выбрать для прослушивания программы на британском или американском английском.

Кроме того, много полезного для развития навыков аудирования содержится в следующих сайтах и блогах:

- English Page
- Listen to English podcasts
- Breaking News
- English Conversations
- Listening and Notetaking 1
- Listening and Notetaking 2
- British Council - Learn English

#### **Writing (Письмо)**

Daily Writing Tips - будет полезен всем изучающим английский, даже если вы терпеть не можете писать эссе и письма другу. Львиная доля статей так или иначе касается совершенствования письменной речи, но, помимо этого, здесь есть большое количество материалов для развития остальных навыков. Вы найдете в блоге статьи об идиомах и фразовых глаголах, правильном использовании различных слов и корректном употреблении грамматических конструкций, а также улучшении письменной речи и развитии креатива.

Следующие блоги и сайты также содержат множество полезных советов, рекомендаций и упражнений по написанию эссе, сочинений, статей и т.д.

- Paradigm Online Writing Assistant
- A Guide to Grammar and Writing
- Report Writing 2:
- Communication strategies for Scientists and Engineers
- Academic literacy site
- Annotated Sample Essay
- Essay Writing
- EngVid

#### **Use of English (Практический английский)**

В нижеприведенных блогах и сайтах представлены рекомендации по изучению английского и выбору обучающих материалов, ссылки на полезные ресурсы и увеличению словарного запаса, подборки полезных слов и фраз: носители языка собирают для вас только часто употребляемую лексику, которой пользуются в живой речи, так что рекомендуем не просто почитать статью, а заучить слова наизусть.

Кроме того, вы найдете материалы по увеличению словарного запаса и изучению грамматических конструкций, обучению бизнес-английскому и подготовке к сдаче экзаменов.

- At Dave's ESL Café
- BBC. Learning English
- The Learn English Site from the British Council
- UsefulEnglish
- English with a Twist
- EngVid
- FluentU

Подводя итог, следует отметить, что роль Интернета в самостоятельном изучении иностранному языку значима и велика [3]. Роль, которую выполняет Интернет, определяется содержанием и доступностью ресурсов, задействуемых в процессе обучения, а именно их следующими возможностями:

- самостоятельный поиск информации учащимися в рамках работы над проектом;
- самостоятельное изучение, углубление первого или второго изучаемого иностранного языка, ликвидация пробелов в знаниях, умениях, навыках.

### **Литература**

1. Асадуллина Л. И., Диденко А. В. Средства электронной коммуникации в обучении иностранному языку // Филологические науки. Вопросы теории и практики. – Тамбов: Грамота, 2010. – №1 (5). – Ч. II. – С. 14-17.
2. Асадуллина Л. И., Диденко А. В., Голышева М. Д., Власова М.В. E-learning и дистанционное образование в России и зарубежом. Проблемы и пути решения // Филологические науки. Вопросы теории и практики. – Тамбов: Грамота, 2011. – №4 (11). – С. 46-50.
3. Бовтенко М.А. Компьютерная лингводидактика. – Новосибирск: Издательство НГУ, – 2000. – 92 с.

## ИСКУССТВЕННЫЕ ЯЗЫКИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

А.А. Нурсалиева

Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Еще в XVII-XVIII веках возникла идея создания языка, который был стал универсальным, единым для всех народов. С тех пор появилось очень много различных искусственных языков и количество их в настоящее время продолжает увеличиваться. Вопрос в том, сможет ли какой-либо искусственно созданный язык заменить естественные и стать средством международного общения в наш век глобализации?

Рассмотрим само понятие «искусственный язык» и причины его возникновения. Существует множество мнений по поводу определения искусственных языков. Некоторые считают, что искусственные языки – специальные языки, которые, в отличие от естественных, сконструированы целенаправленно. Лингвистическая энциклопедия дает следующее определение: «Искусственные языки это символические системы, которые созданы для использования в местах, где естественные языки менее эффективны или невозможны» [3].

Каковы же были причины поиска и создания этих языков?

- в XVII – XVIII веках международная роль латинского языка стало менее значима, впервые появилась идея создания нового языка международного общения;

- для облегчения человеческого общения;

- для художественного творчества; а также для языковых игр или языкового эксперимента.

На сегодняшний день более тысячи искусственных языков действительно функционируют и даже существует их классификация:

*Языки программирования и компьютерные языки* - языки для автоматической обработки информации с помощью ЭВМ.

*Информационные языки* - языки, используемые в различных системах обработки информации.

*Формализованные языки науки* - языки, предназначенные для символической записи научных фактов и теорий математики, логики, химии и других наук.

*Языки несуществующих народов*, созданные в беллетристических или развлекательных целях, например: эльфийский язык, придуманный Дж. Толкином, клингонский язык, придуманный Марком Окрандом для фантастического сериала «Star Trek», язык Нави, созданный для фильма «Аватар».

*Международные вспомогательные языки* - языки, создаваемые из элементов естественных языков и предлагаемые в качестве вспомогательного средства межнационального общения [2].

Вот часть алфавитного списка искусственных языков: Адьюванто, Африхили, Бейсик-инглиш, «Божественный язык», Венедык, Вестрон, Волапюк, Глосса, Зленго, Идо, Интерглоса, Интерлингва, Ифкуиль, Квенья, Клингонский язык, Космос, Котава, Ланго, Латино-сине-флексионе, Линкос, Логлан, Ложбан, Локос, На'Ви, Нейтраль, Новияль, Нью, Окциденталь, ОМО, Палава-кани, Ро, Романид, Романицо, Севориан, Симлиш, Синдарин, Словио, Словянски, Современный индоевропейский, Сольресоль, Сонна, Сунилинус, Талосский язык, Токи пона, Унитаро, Уропи, Ченгли, Эдо, Эльюнди, Эсперантидо, Эсперанто, Brithenig, Dastmen, D'ni, Folkspraak, Hymmnos, Langua catolica, Lingwa de Planeta, Pasingua, S-lingva, и мн.др. Из них наиболее известны: волапюк, эсперанто, логлан, токи-пона, квенья, эльфийский и клингонский языки [2].

Приведем примеры наиболее известных искусственных языков и область их распространения.

Первыми искусственно созданными языками считаются волапюк и эсперанто. Мартин Шлейер, немецкий католический священник - автор «волапюк». Алфавит «волапюк» основан на латинском и в общем состоит 27 знаков. Фонетика очень проста в произношении и запоминании. Корни большинства слов в языке волапюк заимствованы из английского и французского языков, но были изменены в соответствии с правилами современного языка. Волапюк очень быстро стал популярным. В 1880 году был опубликован первый учебник на немецком языке, а два года спустя на волапюке были опубликованы несколько журналов. К 1889 году было опубликовано 25 журналов на волапюке и были открыты почти триста фан-клубов во всем мире. Однако же, со временем, популярность языка «волапюк» стала уменьшаться из-за появления нового искусственного языка «эсперанто». Считается, что в современном мире только 20-30 человек владеют языком «волапюк» [1].

Эсперанто является самым известным и популярным из искусственно созданных языков. Автор эсперанто – врач и лингвист Людвиг Заменгоф (1887). Основу языка составляют слова с корнями классических европейских языков (греческий, латинский), также германских и славянских языков. В грамматике всего 16 правил, нет грамматического рода, всего два падежа - именительный и винительный. Алфавит основан на латинском языке и все части речи имеют фиксированный конец: - oh - существительные, - iu - глаголы в неопределенной форме, - au - прилагательные, - су - наречия.

Простота грамматики, фонетики делает эсперанто простым языком, который можно выучить достаточно быстро и после нескольких месяцев тренировки говорить на нем свободно. В настоящее время эсперанто широко используется в общении: по некоторым данным, от нескольких тысяч человек до нескольких миллионов говорят на эсперанто [5].

Кроме того, была создана большая оригинальная и переводная литература на эсперанто, выходит около 140 периодических изданий, регулярные программы транслируются по 10 радиостанциям. Эсперанто является языком национальной ассоциации в 56 стран. В конце XIX в. и в 40-е годы XX века об эсперанто восторженно писали Лев Толстой, Максим Горький и др. Теперь интерес к эсперанто уменьшается. Считается, что этот язык был создан только для восприятия письменной информации.

Тем не менее, с каждым годом количество новых искусственных языков увеличивается. В современном мире один из самых распространенных и простых из искусственных языков – язык Токи Пона. Создатель этого языка – канадский лингвист Соней Элен Киса. «Токи Пона» переводится как «хороший язык» или «вид языка». Считается, что он был создан под влиянием китайского даосизма. Первые сведения об этом языке появились в 2001 году.

Язык Токи имеет всего 120 корней, поэтому почти все слова имеют несколько значений. Например, части тела человека на языке Токи Пона: (luka-рука, luka-кисть руки, рока-нога, рока-ступня). Алфавит этого языка состоит из 14 букв: девять согласных и пять гласных. Написание слов полностью соответствует их произношению, они не изменяются с помощью окончаний, приставок или суффиксов и могут выступать в качестве любой части речи. Предложения имеют жесткую структуру. Так, например, уточняющее слово всегда идет после уточняемого (прилагательное после существительного; наречие после глагола и т. д.). Достаточно определить объект высказывания, а затем дополнить предложение глаголом или прилагательным. Например: «mi ropa – я хороший», «sina suli – ты важная». Таким образом, сокращается словарный запас и упрощается грамматика. Токи Пона является прежде всего языком для общения в Сети и служит примером Интернет-культуры. Россия считается одной из самых токипоноязычных стран. Кроме России, им увлекаются в Канаде, Европе и США. Считается, что в настоящее время этим языком пользуются несколько сотен человек. Несмотря на простоту Токи Пона, на нем пишут стихи и даже исполняют песни [4].

Кроме того, есть и профессиональные, вымышленные языки, языки, созданные для использования в книгах, фильмах, телешоу, видеоиграх, комиксах, игрушках и музыкальных альбомах. Профессиональными вымышленными языками считаются: симлиш, нави, надсат, квенья и другие. Вымышленные языки, безусловно, самая многочисленная группа артистических языков или так называемых артлангов.

Язык квенья – самый известный из языков, созданный британским лингвистом, филологом и писателем Джоном Рональдом Толкиеном, который начал работать над ним в 1915 и продолжил это делать всю жизнь. Работа над квенья привела к созданию классических литературных работ в жанре фэнтези, например, трилогия «Властелин колец». В основе языка квенья – латинский, французский и греческий языки. Он имеет 10 падежей и 4 числа. Несмотря на то что он сложный, несколько десятков тысяч человек владеют им. В 2004 году, когда на экранах появился фильм «Властелин колец», интерес к языку значительно вырос. Впервые в мире официально стали преподавать язык квенья в Бирмингемской мужской школе [4].

Язык нави – язык гуманоидов вымышленной луны Пандора из фильма «Аватар». Язык был создан Полом Фроммером, профессором Университета Южной Калифорнии, лингвистом. Он придумал язык для вымышленной расы инопланетян на’ви, обитателей планеты Пандора. Когда фильм был выпущен в 2009, язык нави включал приблизительно тысячу слов, но количество языковых поклонников растет неуклонно. На Веб-сайте появились словари для изучения языка, разные пособия и дискуссионные форумы [4].

Таким образом, можно констатировать, что в мире существует множество искусственных языков. Они уместны и занимают особое место в мировой культуре. Есть целые веб-сайты, на которых общаются на вымышленных языках, люди используют их в книгах, фильмах, телешоу, видеоиграх, комиксах и музыкальных альбомах. Существенная особенность искусственных языков – это то, что они просты и практичны. Эти языки созданы, чтобы выражать мысли простым, ясным и самым логическим способом. Изучить такой язык легко и приятно.

Однако, хотя за всю историю человечества было создано около тысячи проектов международного искусственного языка, лишь некоторые из них, например, эсперанто, получили практическое применение. Никакой искусственный язык все же не сможет полностью заменить естественные уже потому, он лишен культурной и исторической базы, его фонетика будет всегда условной, он не имеет достаточного числа носителей, чтобы можно было «окунуться» в их среду. Искусственные языки, как правило, учат поклонники тех или иных художественных произведений, где эти языки используются, или просто заинтересованные люди. Рассматривать их как инструмент межнационального общения можно, но лишь в узком кругу любителей.

#### Литература

1. Волапук [Электронный ресурс] Режим доступа <http://web.archive.org/web/20040119220227/http://miresperanto.narod.ru/konkurentoj/volapuk.htm> (Дата обращения 10.01.2017)
2. Искусственные языки. Википедия. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D0%BB%D0%B0%D0%BD%D0%B3> (Дата обращения 10.01.2017)
3. Лингвистическая энциклопедия. В. Н. Ярцева. – М.: изд. «Советская энциклопедия». – 1990. – 687 с.
4. Сидорова М.Ю., Шувалова О.Н. Интернет-лингвистика: вымышленные языки. – М., – 2006. – 184 с.
5. [Эсперанто](#) // [Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона](#): 86 т. – СПб., – 1890. – 1907 с.

## САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА К СДАЧЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ ЭКЗАМЕНОВ (FCE)

И.В. Семенова

Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В настоящее время получение международного сертификата по английскому языку, открывает большие возможности - от получения рабочей визы в Великобританию, работы в технической сфере в англоязычных странах (от мастера до инженера) или же работы в иностранной компании в России и до поступления во многие колледжи и некоторые университеты.

Чтобы получить такой сертификат, необходимо сдать международный экзамен FCE, прохождение которого означает, что экзаменуемый владеет английским языком в объеме, достаточном для поступления в некоторые британские и многие европейские учебные заведения, для работы с документами на английском языке и для общения с иностранными гражданами на общие темы.

Международный экзамен FCE разработан и проводится подразделением ESOL экзаменационного совета при Кембриджском университете с 1939 года. За это время в испытания шесть раз вносились изменения, последние из которых произошли в 2008 году [4].

Тест FCE – первый серьезный языковой сертификат, имеющий юридическую силу. Экзамен показывает владение языком на уровне B2 (upper intermediate, выше среднего). Обладатель сертификата FCE – «уверенный пользователь» языка: он может поддерживать разговор на любую бытовую тему, понимает публицистические тексты, грамотно излагает свои мысли.

Экзамен состоит из пяти частей:

### Чтение (Reading)

За 60 минут Вам придется прочесть четыре коротких текста разных жанров: отрывок из художественной книги, газетную заметку, фрагмент научной статьи и ответить на 30 вопросов к тексту. Задания будут как на общее понимание прочитанного, так и на поиск конкретных фактов.

Типы заданий:

- multiple choice (множественный выбор),
- gap-filling (заполнение пропусков — на уровне предложений),
- multiple matching (соотнесение вариантов) [2, 4].

### Письмо (Writing)

У Вас будет 90 минут, чтобы написать два текста.

В ходе этого этапа экзамена необходимо написать два сочинения. Первое — письмо или электронное сообщение (e-mail) от 120 до 150 слов. Второе сочинение — по выбору статья, эссе, письмо, отчет, отзыв или рассказ длиной 120-180 слов. Среди заданий второй части экзамена есть одно, для выполнения которого нужно прочитать книгу из списка художественных произведений, предложенных организаторами экзамена заранее (так называемая «set texts option»). Задание представляет собой сочинение на тему, имеющую отношение к прочитанной книге и требующей знания определенных подробностей (имена героев, сюжет и т.д.).

### Владение языком (Use of English)

Эта часть экзамена длится 70 минут и включает в себя задания на знание грамматики. Проверяются базовые темы. Вы столкнетесь с широким ассортиментом тестовых заданий. Вам будет предложено выбрать наиболее уместную в контексте форму слова, вписать недостающее слово, перестроить предложение, используя указанное слово, исправить ошибки в тексте и так далее.

Типы заданий:

- multiple choice cloze (множественный выбор: ученик должен заполнить пропуски, сделав выбор из четырех предложенных вариантов),
- open cloze (ученик должен заполнить пропуски, дав свой вариант правильного ответа),
- word formation (словообразование: ученик должен заполнить пропуски, вписав в них слово, однокоренное предложенному рядом со строкой варианту),
- key word transformation (трансформация слов и фраз с использованием определенного слова).

### Аудирование (Listening)

Вы услышите четыре фрагмента текста и должны будете ответить на 30 вопросов. В первом задании прозвучит восемь коротких цитат, к каждой будет один вопрос с выбором ответа. Во втором – монолог или диалог и десять предложений, которые нужно будет дополнить. В третьем – 5 фрагментов текста, к каждому из которых необходимо подобрать наиболее подходящее по смыслу предложение. В последнем задании будет монолог или диалог и семь вопросов с выбором ответа.

### Говорение (Speaking)

Самая короткая часть теста: чтобы произвести впечатление на экзаменатора, у Вас будет всего 15 минут. В отличие от других языковых тестов, здесь Вам придется работать с партнером, другим экзаменуемым. Сначала Вы сядете к экзаменатору, и он задаст Вам несколько общих вопросов: как Вас зовут, откуда Вы, где Вы учитесь или работаете, чем Вы увлекаетесь. Затем принимающий выдаст Вам и Вашему «коллеге» по две фотографии. За минуту Вы должны описать изображения и сравнить их. После этого партнер задаст вопрос. Затем Вы выслушаете монолог собеседника и должны будете придумать вопрос для него. В третьем задании Вы с партнером должны будете в течение трех минут обсуждать заданную тему. Вас могут попросить поговорить чем угодно: о разных видах транспорта, о современных болезнях, о ценах на образование. Тема будет проблемной: Вам надо будет

найти конфликт, обсудить его с разных сторон, предложить методы решения. В финале экзаменатор завяжет с Вами обоими разговор о теме, затронутой в третьем задании. Его будет интересовать Ваше мнение о какой-либо социальной проблеме. Он будет задавать Вам открытые вопросы, ожидая на них развернутых ответов [2, 4].

#### **Самостоятельная подготовка к экзамену**

Если вы решили подготовиться к сдаче экзаменов самостоятельно, следующие советы будут для вас полезны:

Прежде всего проанализируйте ваши языковые способности. Чтобы узнать ваш уровень владения языком, можно пройти тест на любых курсах или пройти тест online, например, на интернет-страничке <http://www.cambridgeenglish.org/test-your-english/>. Прохождение простого online теста позволяет определить, какому именно экзамену из кембриджских соответствует уровень тестируемого. Тест состоит из 25 вопросов, на которые можно отвечать сколь угодно долго. В конце испытания можно ознакомиться с результатом и правильными ответами [1, 3].

Изучите правила и формат экзамена. Ознакомьтесь с правилами проведения международных экзаменов по английскому языку, официальной документацией и суммой платежа можно на официальной страничке Британского экзаменационного совета <http://cambridgeesol.org/> или на специальной страничке <http://www.examenglish.com/FCE/> сайта, посвященного экзамену FCE. Здесь можно скачать FCE-документацию, найти общие и поэтапные описания и примеры экзаменационных билетов.

Расписание! Необходимо выделить время для изучения языка в своем графике дел.

Выберите учебники, по которым вы будете заниматься. FCE-учебники можно приобрести или скачать. Пользуйтесь аутентичными учебниками.

Подготовка к экзамену FCE на тренажере. Позаниматься на тренажерах можно, зайдя на страницу с адресом <http://www.flo-joe.co.uk/fce/students/tests/>. Тренажер позволяет выполнять все типы заданий в нескольких вариантах в режиме online с возможностью сверки своих ответов с правильными. Конечно, на экзамене будут другие тексты и аудиозаписи, но тренажер позволяет научиться правильно и быстро понимать суть каждого задания и научиться заполнять экзаменационные формы, что очень важно в условиях ограниченного времени [1].

Задания по работе с текстами очень разнообразны и могут трактоваться по-разному, что может привести к их неправильному пониманию. Тренажер учит экзаменуемого адекватно понимать требования системы.

Для подготовки к успешной сдаче экзамена, несомненно необходимо точно понять содержание и формат заданий, выстроить четкую работу по изучению, тренировке и самоконтролю материала и быть очень саммотивированным.

В самостоятельной подготовке к экзамену главное преимущество заключается в том, что вы ничем не ограничены – ни во времени и ни в выборе учебников. Кроме того, современные интернет-технологии предоставляют еще один способ – подготовку к экзамену FCE по скайпу.

#### **Литература**

1. FCE: пошаговая инструкция [Электронный ресурс] Режим доступа <http://angliyskiyazik.ru/fce-poshagovaya-instrukciya/> (Дата обращения 6.02.2017)
2. FCE в Томске (Upper-Intermediate English). [Электронный ресурс] Режим доступа [http://hogwarts-tomsk.ru/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1071:fce-upper-intermediate-english-hogwarts-elc-fce&catid=130:2014-04-22-21-52-19](http://hogwarts-tomsk.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=1071:fce-upper-intermediate-english-hogwarts-elc-fce&catid=130:2014-04-22-21-52-19) (Дата обращения 6.02.2017)
3. Советы самоучки. English tips. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://englishtips.org/1150815960-sovetyot-samouchki.html> (Дата обращения 6.02.2017)
4. Что такое Кембриджский сертификат FCE и что дает этот экзамен. [Электронный ресурс] Режим доступа <http://studyglobe.ru/tests/anglijskij-yazyk/fce/> (Дата обращения 6.02.2017)

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРЕВОД ЯЗЫКОВЫХ И ВЫРАЗИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВ  
В АНГЛИЙСКИХ РЕКЛАМНЫХ ТЕКСТАХ**

**Я. В. Третьяков**

*Научный руководитель доцент Поздеева Г.П.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Исследования языка на современном этапе характеризуются все возрастающим интересом к проблемам его эффективного использования, к анализу механизмов речевого воздействия в рамках различных коммуникативных систем – от языка художественной литературы до коммерческой рекламы. Теория речевого общения тесно связана с социологией, семиологией, этнографией и психологией, особое внимание уделяется изучению языка рекламного дискурса. Язык рекламных текстов рассматривается как один из функциональных стилей национального литературного языка. Он в большей степени, чем другие тексты массовых коммуникаций, наглядно демонстрирует полный механизм коммуникативного акта, включающего автора речи, адресата, сообщаемое, сообщение, способ контакта, код/язык.

Настоящая работа посвящена изучению специфики стиля англоязычной рекламы и роли использования лингвистических и стилистических приемов в рекламном тексте. Для анализа используется текст, рекламирующий автомобиль Saab, из журнала Rolling Stones [5].

Welcome to the state of independence.

There's a state that's utterly free. It's a place with no borders, where the pursuit of happiness is the only law and the national pastime is the game of "What If?" This is the state of independence. It's the state we're in when we build the all new, 210 hp, Saab 9-3 Sport Sedan. Here, turbocharged power and fuel economy live together under the same hood. Four-cylinder engines accelerate like V8s, and there's a direct link between the right foot and a smile. Suspensions are sport-tuned and handling is crisp, so every corner is a reward. And this is a place where people feel safe and secure. There are active head restraints and adaptive airbags for front seat passengers. And everyone rides surrounded by high-tensile steel. Power, intelligence, safety, and the sheer joy of driving all await you in the state of independence. Welcome.

The all new  
210 hp, turbocharged  
Saab 9-3 Sport Sedan.

В первую очередь нам представляется необходимым дать определение рассматриваемого в данной работе вида рекламы. Это – рекламное объявление, которое имеет основные компоненты композиции рекламных текстов: заголовок, развитие (основной текст) и заключение.

**1. Заголовок**

Welcome to the state of independence

Заголовок является самой важной частью рекламного объявления, остановимся на его рассмотрении подробнее. Согласно требованиям к заголовку он должен [1]

- быть кратким и содержать не более десяти кратких и простых слов;
- включать приглашение потенциального потребителя;
- давать достаточно информации о рекламируемом продукте.

В нашем случае заголовок состоит из шести простых слов. Начинается со слова «welcome», которое несет в себе позитивное, располагая тем самым возможных покупателей, указывая на радушие и доброжелательность фирмы производителя. В самом заголовке не содержится информации о рекламируемом продукте, а в нем содержится провоцирующая интерес идея «Добро пожаловать в государство независимости» и усилена при помощи фотографии автомобиля.

**2. Развитие (основной текст рекламы)**

There's a state that's utterly free. It's a place with no borders, where the pursuit of happiness is the only law and the national pastime is the game of "What If?" This is the state of independence. It's the state we're in when we build the all new, 210 hp, Saab 9-3 Sport Sedan. Here, turbocharged power and fuel economy live together under the same hood. Four-cylinder engines accelerate like V8s, and there's a direct link between the right foot and a smile. Suspensions are sport-tuned and handling is crisp, so every corner is a reward. And this is a place where people feel safe and secure. There are active head restraints and adaptive airbags for front seat passengers. And everyone rides surrounded by high-tensile steel. Power, intelligence, safety, and the sheer joy of driving all await you in the state of independence.

Эту часть текста можно разделить условно на две части, т.к. первые предложения продолжают идею, высказанную в заголовке. Эти предложения можно назвать подзаголовком, но они не выделены графически, как это обычно делается в других рекламных текстах. Он приглашает к дальнейшему чтению и служит переходом к основному содержанию текста.

There's a state that's utterly free. It's a place with no borders, where the pursuit of happiness is the only law and the national pastime is the game of "What If?" This is the state of independence. It's the state we're in when we build the all new, 210 hp, Saab 9-3 Sport Sedan.

Далее следует основной текст. По схеме организации информации – это описание - перечисление. В нем идет описание и перечисление свойств, характеристик, качеств предмета и пользы, выгоды для покупателя в случае его приобретения [2, 4].

Here, turbocharged power and fuel economy live together under the same hood. Four-cylinder engines accelerate



like V8s, and there's a direct link between the right foot and a smile. Suspensions are sport-tuned and handling is crisp, so every corner is a reward. And this is a place where people feel safe and secure. There are active head restraints and adaptive airbags for front seat passengers. And everyone rides surrounded by high-tensile steel. Power, intelligence, safety, and the sheer joy of driving all await you in the state of independence.

### 3. Заключение

Заключение призвано закрепить главную мысль, рассеять сомнения, которые могут возникнуть у читателя, убедить его сделать покупку или воспользоваться предлагаемыми услугами [2,4].

В нашем случае оно выражено одним словом «welcome», с которого и начиналось объявление. Этим самым автор рекламного текста вновь приглашает сделать покупку, но делают это, не навязчиво не употребляя таких глаголов как «GO and BUY» в повелительном наклонении.

С точки зрения использования языковых средств, можно выделить следующее:

- употребление в тексте рекламы образных слов, связанных с автомобилестроением, которые воссоздают полную картину для автолюбителей: fuel, hood, suspensions, handling, airbags, 210 hp (horse power), V8s;
- использование образных слов опять же связанных с автомобилестроением: turbocharged, sport-tuned, four-cylinder engines;
- наличие в тексте слов описывающих высокое качество рекламируемого объекта – high-tensile steel, crisp handling, turbo-charged power и слов подчеркивающих надежность и безопасность – safe, secure;
- использование предложений с однородными членами предложений, с целью перечислить достоинства товара;
- употребление вопроса «What if?», который несет в себе информацию о культурно-социальных особенностях данного народа, который любит рисковать и именно для таких людей и был создан этот автомобиль;
- в тексте также прослеживается тенденция приблизить текст к устно- разговорной речи, при помощи использования устойчивых разговорных выражений типа [3]: «the pursuit of happiness» или же фразы «to live under the same roof», которая в тексте имеет немного другое звучание «to live under the same hood», а также употребления сокращений, характерных для разговорной речи: it's, that's, there's, we're;
- основной текст начинается с инверсии, которая также характерна для разговорной речи: «There's a state that's utterly free»;

То, что касается выбора стилистических приемов то можно выделить следующее.

#### Фонетические

Аллитерация: «Saab 9-3 Sport Sedan». Повторение одного итого же согласного звука в начале слов делает легким для запоминания название нового автомобиля.

#### Лексические

Метафора: Пример развернутой метафоры - «the state of independence», в котором автомобиль сравнивается с государством независимости, кроме того, далее автор ненавязчиво намекает на конкретное государство, где производится этот автомобиль, (a place, where the pursuit of happiness is the only law and the national pastime is the game of “What If?”) рассчитывая, тем самым, в первую очередь на отечественного потребителя.

Преувеличение: «It's a place with no borders», при помощи этого тропа автор подчеркивает его исключительность.

Сравнение: «Four-cylinder engines accelerate like V8s», благодаря использованию этого приема удается показать в наиболее выгодном свете преимущества данного объекта.

Метонимия: Примеры использования этого тропа очень удачны: «a direct link between the right foot and a smile» и «every corner is a reward». Автор, используя эти примеры, подчеркивает легкость и простоту управления этим автомобилем.

Олицетворение: «Here, turbocharged power and fuel economy live together under the same hood». Автор рекламы «поселил» под один капот энергию турбозаряда и экономию топлива, благодаря чему острее воспринимается рекламный образ.

#### Синтаксические

Параллелизм: использование приема framing, когда повторяются элементы предложения в начале и конце. В нашем случае, это повторение слова «welcome», т.о. происходит «обрамление» идеи.

Итак, основной рекламный мотив этой технической рекламы – стремление авторов максимально довести ее до потребителя. Эта цель достигнута, благодаря умелому использованию различных лингвистических и стилистических приемов, а также выполнением требований к структуре текста.

Средства речевой выразительности, используемые в рекламе, многообразны. Разнообразие приемов словесного выражения, используемых в рекламных текстах, позволяет усилить выразительность, экспрессивность и действенность рекламного сообщения, помогает создать оригинальный, нестандартный образ рекламируемого предмета.

### Литература

1. Денисон Д., Тоби Л. Учебник по рекламе. Как стать известным, не тратя денег на рекламу. – Минск: ООО «СЛК», 1996. – 320с.
2. Кохтев Н.Н. Реклама: искусство слова. Рекомендации для составителей рекламных текстов. – М.: Изд-во МГУ, 1997. – 96 с.
3. Пименова З.П., Дульянинов А.Г. Косвенные тактики речевого воздействия в рекламных текстах...// Человек и его язык. Кемерово: Комплекс «Графика», 2003. – № 4. – 170-178с.
4. Розенталь Д.Э., Кохтев Н.Н. Язык рекламных текстов. М.: Высш. Школа, 1981. – 125с.
5. Rolling stones. – Issue 925, June 26, 2003.

**НОРМАТИВНЫЙ И ЭТИЧЕСКИЙ АСПЕКТЫ КУЛЬТУРЫ РЕЧИ  
В УСЛОВИЯХ КОМПЬЮТЕРНОЙ СЕТЕВОЙ КОММУНИКАЦИИ**

**В.А. Фефелов**

*Научный руководитель доцент Л.В. Надеина*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Каждый год все высшие учебные заведения нашей страны распахивают свои двери, чтобы принять в ряды студентов молодежь – будущих «созидателей, творцов научной и инженерной мысли». И какую бы студент не выбрал специальность – гуманитарного или технического направления – для того, чтобы после окончания университета быть востребованным на рынке труда, на современном этапе ему не достаточно быть просто высококлассным профессионалом в своей области. Выпускник должен стремиться (особенно студент технического вуза) помимо образованности, интеллекта и досконального знания своего дела, повысить свой культурный уровень, стать воспитанной и духовно развитой личностью.

Цель нашего исследования – рассмотреть положительные и отрицательные стороны пребывания студентов в социальных сетях и выявить основные проблемы, влияющие на языковую ситуацию компьютерного виртуального мира.

Прежде чем мы начнем говорить о виртуальном общении, следует дать определение понятию «общение». Итак, что такое общение? Мы понимаем под общением процесс взаимодействия людей, поскольку человек (в отличие от животных) с самого рождения имеет такую способность общаться. Общение – это необходимость для человека, так как он просто не сможет жить, не вступая в коммуникацию с другими. Общение – это то, посредством чего представитель рода человеческого получает необходимую информацию, нужные знания, позволяющие ему исследовать просторы космоса, изучать глубины океана и проникать в недра земли.

В связи с информационной революцией конца XX – начала XXI века, со стремительным вторжением новых компьютерных технологий в человеческий социум, мы все больше и больше начинаем говорить о другой форме общения людей (в частности, молодежи) – о виртуальном общении, под которым мы понимаем «разновидность коммуникации, которая имеет опосредованный компьютером характер и реализуется с помощью телекоммуникационных сетей, <...> подразумевает коммуникацию без наличия живого человека в качестве собеседника, но представленное от его имени в виде определенных знаков и символов, номера и даже изображения». [3]

Мы с полным правом можем утверждать, что современный студент не может не находиться в состоянии виртуального общения: он уже не в состоянии остаться без «всемирной паутины». И для этого есть объективные причины: часть (а сейчас уже большая) учебных материалов находится на электронных носителях, либо разыскивается и извлекается из Интернета. Наша задача состоит в том, чтобы исследовать не общение студента в учебном процессе, а его общение в социальных сетях.

Нужно отметить, что нет такого представителя студенческого сообщества, который бы не был зарегистрирован хотя бы в одной из социальных сетей, которую он использует для общения с друзьями, знакомыми, родителями. Если при общении в форумах и семинарах на электронных платформах студент старается следить за тем, что и как он пишет, то при общении с друзьями у него, как правило, снимается «барьер условностей». В силу вступают ими же разработанные «символы и знаки», появляется небрежность в речи, порой с большим количеством орфографических ошибок, не говоря уже о ненормированной лексике. [2]

Поэтому у преподавателей не только русского языка, но и английского, начинают зарождаться сомнения о положительном влиянии социальных сетей на языковую ситуацию в наших странах. И эти сомнения, действительно, не беспочвенны. При всех плюсах использования компьютеров для виртуального общения – а это экономия времени, возможность связаться с нужными тебе людьми в любой точке земного шара и т.д. – существуют огромные минусы таких процессов.

Как уже упоминалось выше, молодежь, в целях экономии времени, склонна употреблять разного рода словарные сокращения, которые могут быть непонятны людям другого поколения (например, родственниками), либо тем, кто еще на «вы» с компьютером и привык писать, соблюдая правила языка (грамматические, пунктуационные) и используя литературный, то есть нормированный, язык. Подобного рода «небрежности» часто приводят к нарушению логики высказывания. Так, например, молодыми людьми часто используются следующие сокращения:

- B4** – before (до);
- BTW** – between (между);
- 2go2** – to go to (идти куда-то);
- GF** – girlfriend (подруга);
- GA** – go away;
- thr** – their (их);
- IL** – I love (я люблю);
- IRL** – in real life (в реальности);
- GR8** – great (великий);
- plc** – place (место);
- 2C** – to see (видеть);
- bro** – brother (брат);

**&** – and (и);

**mof** – male or female (мужской или женский) и т.д.

Зарубежные исследователи, наблюдая за подростками, часто использующими компьютер для общения, отмечали, что они даже внешне меняются: у многих, кто постоянно отсылает сообщения, используя при этом большой палец правой или (если левша) левой руки, он со временем становится все больше и больше («вытягивается»). Но это физические изменения, своего рода, тоже «нарушения».

Нас гораздо больше интересует коммуникативный и этический аспекты культуры речи в такой ситуации общения, поскольку при дальнейшей практике подобного общения, человек может просто забыть, как правильно писать. И это, естественно, приведет к снижению уровня грамотности.

Исследуя ситуацию общения студентов в социальных сетях, нельзя не обратить внимание и на разрушение традиционного речевого этикета, под которым понимается «система устойчивых формул общения, предписываемых обществом как правила речевого поведения для установления речевого контакта собеседников, поддержания общения в избранной тональности соответственно их социальным ролям и ролевым позициям относительно друг друга, взаимным отношениям в официальной и неофициальной обстановке». [1]

И, наконец, нельзя не отметить, что ни один компьютер, каким бы современным и высокотехнологичным он не был, не сможет передать все эмоции, всю гамму чувств, которые испытывают собеседники, общаясь «вживую». И никакие знаки препинания, так называемые «смайлики» и другие «приспособления» не смогут помочь.

Таким образом, изучая плюсы и минусы общения в социальных сетях, приходим к выводу, что деструктивных моментов в этой ситуации гораздо больше. Чаша весов с отрицательными влияниями на язык перевешивает и скорость, и комфорт. Мы движемся в такой ситуации не вперед, а назад, уже не говоря о том, что теряем целый пласт нашей культуры – совсем забыт и давно «канул в Лету» эпистолярный жанр.

### Литература

1. Русский язык. Энциклопедия. М., 1997.
2. Шульц В.Л., Любимова Т.М. Язык как метареальность и прогностическая структура // Вопросы философии. – 2008. – №7. – С. 38-50.
3. Виртуальное общение. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://psihomed.com/virtualnoe-obshhenie>.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ТОМ II</b>	
ПРЕДИСЛОВИЕ .....	5
<b>ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ</b>	
<b>ЧУБИК П.С.</b>	
НОВЫЕ ЗАДАЧИ И НОВЫЕ РУБЕЖИ. О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ТПУ СРЕДИ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ.....	29
<b>ШВАРЦЕВ С. Л.</b>	
М.И. КУЧИН – ОСНОВАТЕЛЬ ГИДРОГЕОЛОГИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ В СИБИРИ.....	32
<b>ОЛЬХОВАТЕНКО В. Е.</b>	
РАЗВИТИЕ ИДЕЙ М.И. КУЧИНА В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ СИБИРИ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА.....	35
<b>СЕКЦИЯ 11. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИЕ МЕТАЛЛЫ</b>	
<b>ВЕРГУНОВ А.В.</b>	
РОЛЬ ПАЛЕОВУЛКАНИЗМА В НАКОПЛЕНИИ РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ В УГЛЯХ ЧЕРНОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МИНУСИНСКОГО УГОЛЬНОГО БАССЕЙНА.....	40
<b>ГОЛОВАЧ К.А.</b>	
МАЛЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВО ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОДАХ СЫЛЛАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	42
<b>ГРИШИН А.Е.</b>	
ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНОГО ОЦЕНОЧНОГО УЧАСТКА БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО УЗЛА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	44
<b>ЖУМАН Е.Д.</b>	
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ТИТАН-ЦИРКОНИЕВЫХ ПЕСКОВ ОБУХОВСКОГО И ШОКАШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИИ (КАЗАХСТАН).....	46
<b>ИЛЬИНА Е.А., МЕХОВНИКОВ С.А., КАРПЕНКО Ю.А.</b>	
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГАММА-РАДИОМЕТРИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ МАЛО-ТАРЫНСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО ПОЛЯ (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)).....	47
<b>КИКИНА Е.В.</b>	
ВУЛКАНОГЕННЫЙ ПИРОКЛАСТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ – ИСТОЧНИК РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ В УГЛЯХ ВОЗНОВСКОГО БУРОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	50
<b>КОСТЫЛЕВА А.А.</b>	
МОНАЦИТ КАК ИСТОЧНИК СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ.....	52
<b>КУЗНЕЦОВА Е.С.</b>	
ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РУДОВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОРЕТКОНДИНСКОГО (ВИТИМСКИЙ УРАНОВОРУДНЫЙ РАЙОН).....	53
<b>ЛЕДЕНГСКИЙ Р.А.</b>	
АНАЛИЗ ПРОЯВЛЕННОСТИ УРАНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИПА «НЕСОГЛАСИЯ» В АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЯХ.....	55
<b>МАКАРЕВИЧ Т.Г.</b>	
ПРОЯВЛЕННОСТЬ ВТОРИЧНЫХ ОРЕОЛОВ РАССЕЯНИЯ ЗОЛОТА В РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЯХ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО РУДНОГО ПОЛЯ АМАМУРИ (РЕСПУБЛИКА ГАЙЯНА).....	57
<b>РОМАНОВ В.И.</b>	
СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ ГРАНИТОИДОВ БАЯНХОНГОРСКОГО МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОГО ПОЯСА.....	59
<b>ЧУКАРИН Е.Ю.</b>	
ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ВОЗМОЖНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТАЛЛОВ НА ПРИМЕРЕ ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	61
<b>ЧУЧАЛИНА К.Ю.</b>	
О ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ СЛАНЦЕВЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ.....	63
<b>ЮРЬЕВА Ю.С.</b>	
ПРОЯВЛЕННОСТЬ ШЛИХОВЫХ ОРЕОЛОВ ЗОЛОТА В РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЯХ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО РУДНОГО ПОЛЯ АМАМУРИ (РЕСПУБЛИКА ГАЙЯНА).....	64
<b>СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
<b>АЛАДЬЕВ А. П., КАЗАРОВ Г.А.</b>	
РАЗРАБОТКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАЗМЫВА ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН.....	66

<b>БАНЧУ И.А.</b> ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «М».....	68
<b>БЕЛЬГЕСОВА Н.С., КАЗАКОВА М.А.</b> ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ БАРАКАЕВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	70
<b>БОЛЬШУНОВ А.В.</b> АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗОЛЯЦИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ РАЗРЫВЕ ПЛАСТА.....	72
<b>ВОЛКОВ П.В.</b> ВЫБОР СПОСОБА ПРИ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА.....	74
<b>ВУ КУАНГ ДЫК</b> АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ДЕТЕРМИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	76
<b>ГУБАНОВ С.И.</b> КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНАМИ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ.....	78
<b>ДЕГТЯРЕВ Д.С., АНТИПИНА М.И.</b> НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	80
<b>ДЕМОНОВА А.Ю., ГУЛЯЕВ В.И., ЛУПАНОВ П.В.</b> АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН АВТО-ГРП ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ РАБОТ.....	81
<b>ДЕНИСЕНКО Д.Г., ХИДЖАКАДЗЕ Г.Н.</b> МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА.....	83
<b>ДОНГ ВАН ХОАНГ</b> АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ДЕКОНВОЛЮЦИЕЙ ПОТОКОВ.....	85
<b>ЖАРНОВ К.Н., ЛОСКУТОВА Ю.В., ИЛЬИНА А.С.</b> ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ И ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ.....	87
<b>ЗИМИНА Е.И.</b> УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В НОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ.....	89
<b>ИВАНОВСКИЙ А. В., ЛУПСКИЙ Г.А., МАМАЛИЕВ И.Н.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧИХ ОРГАНОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО РАЗНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ.....	90
<b>ИЗМАЙЛОВА Д. Ш.</b> МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	92
<b>ИНЯКИН В. В., УСACHEV И.А.</b> КАЧЕСТВО ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ОТБОРАННЫХ ПРОБ ФЛЮИДОВ (НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ).....	94
<b>ИНЯКИНА Е. И.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРОВ ВОДЫ НА ПРОГНОЗНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА.....	96
<b>КАМЕНЮКА А.И., ЛЕЛИКОВ В.О.</b> МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПАКЕРНОЙ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	98
<b>КАРСЕКО К.С.</b> БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	99
<b>КОЖАНОВ Д.Д.</b> АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ВНЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	101
<b>КОЗЫРЕВ И.Н.</b> РАСЧЕТ ПРИТОКА В СКВАЖИНУ ПО МОДЕЛИ HONG YUAN AND DESHENG ZHOU ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА.....	103
<b>КОНЦЕВИЧ О.В., ЧЕРЕДНЯКОВ В.В.</b> ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА.....	105
<b>КОРОТЧЕНКО Р.К., МАКСИМОВА Ю.А.</b> К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМОГО ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИЧИН ОТКАЗОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	106
<b>КОШМАНОВ П.Е.</b> АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ РАЗНЫХ ТИПОВ ПОРОД В ПРЕДЕЛАХ ЕДИНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА.....	108
<b>КРАВЧЕНКО А.С., СИНЯВИН А.А.</b> РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ	

В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ НЕФТЕГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	110
<b>КРАЙНОВ А.И., ДЕНИСЕНКО Д.Г., ХИДЖАКАДЗЕ Г.Н.</b>	
КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	111
<b>ЛЕБИ ДАВИД ДЖУНИОР</b>	
ОСОБЕННОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ NIWAY ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА.....	113
<b>ЛЕВШИН М.О., РОЖДЕСТВЕНСКИЙ Е.А.</b>	
ОЦЕНКА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ МЕТОДОМ КАПИЛЛЯРНОГО ЭЛЕКТРОФОРЕЗА.....	116
<b>ЛОБАНОВ А.А., ПУСТОВА Е.Ю.</b>	
ОСОБЕННОСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АСФАЛЬТЕНОВ И СМОЛ.....	118
<b>МИХАЙЛОВА А. Н., ФЕОКТИСТОВ Д.А., МОРОЗОВ В.И.</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ЕКАТЕРИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ КАТАЛИТИЧЕСКОГО АКВАТЕРМОЛИЗА.....	120
<b>МОСТОКАЛОВ К.А.</b>	
РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА КОМПРИМИРОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	122
<b>НГУЕН ТХАК ХОАЙ ФЫОНГ, КРАЙНОВ А.И.</b>	
МЕТОД АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМБИНИРОВАННЫХ (ИК-КВД) ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	125
<b>НЕВОЛИН Д.М., МАРУХИН А.В.</b>	
РАЗРАБОТКА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА.....	126
<b>ПАВЕЛЬЕВА О.Н.</b>	
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	128
<b>ПАВЕЛЬЕВА О.Н.</b>	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	130
<b>ПОДШИВАЛОВ А.И.</b>	
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	132
<b>ПОЛИКАРПОВ А.В.</b>	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕРАСТВОРИМОГО ПОЛИМЕРА ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ.....	133
<b>ПОЛЯКОВА В. А., СИНЦОВ И.А.</b>	
ВЫЗОВЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ.....	135
<b>ПОТЫСЬЕВ Е.А.</b>	
ТУРЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЛАТФОРМ ПРИ ОСВОЕНИИ ГЛУБОКОВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ.....	136
<b>ПОТЫСЬЕВ Е.А.</b>	
МЕТОДИКА ВЫБОРА ВИДА ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАМЕРЗАЮЩЕГО МОРЯ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	138
<b>РОМАНОВ А.С., СТЕФАНОВ Ю.П.</b>	
ЧИСЛЕННОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕФОРМАЦИИ ПРИ ИЗЪЯТИИ КЕРНА.....	140
<b>СИДОРЕНКО А.В., ЧЕМЯКИН А.С., ЧЕКАНЦЕВА Л.В.</b>	
МЕТОД ДИНАМИЧЕСКОГО РАССЕЯНИЯ СВЕТА В ИССЛЕДОВАНИИ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА МЕХАНИЗМ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ.....	140
<b>СТЕПАНЦОВА К.А., ПЕРЕСЕДОВА А.В.</b>	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА СОСТАВ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	143
<b>СТОПОРЕВ А.С., СЕМЕНОВ А.П., МАНАКОВ А.Ю.</b>	
ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ И СИНТЕТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА НУКЛЕАЦИЮ И ДАЛЬНЕЙШИЙ РОСТ ГАЗОГИДРАТА В СИСТЕМАХ ВОДА–ОРГАНИЧЕСКАЯ.....	145
<b>СУНГУШЕВ С.С.</b>	
КОМПЛЕКСНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СЕВЕРНОГО КАСПИЯ.....	147
<b>ТЕЛКОВ В.П., КИМ С.В., МОСТАДЖЕРАН М.Г.</b>	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ.....	148
<b>ТЕЛКОВ В.П., ЛЮБИМОВ Н.Н.</b>	

ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСЛОВИЙ ДЛЯ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАС­ТЫ ОБОГАЩЕНИЕМ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ.....	151
<b>ФЕДОРОВ А.О., СОМОВ Д.А.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	153
<b>ХОМЯКОВ И.С., ГОРШКОВ А.М., ЧУХЛЕБ Д.М.</b> ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОМОТИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ СУЛЬФИДА ХРОМА (III) НА КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТОВ В ПРОЦЕССЕ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ БЕНЗИНА.....	155
<b>ХОМЯКОВ И.С., ГОРШКОВ А.М., ЧЕНСКИЙ Е.О.</b> ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ ЛЕГКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ БЕНЗИНОВ.....	157
<b>ЧАН ДИНЬ ТОН СЫ</b> ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БАЙПАСНЫХ СИСТЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	159
<b>ШАРОНОВА А.Е.</b> АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ.....	161
<b>ШВЕЦОВА А.И.</b> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	163
<b>ШТАНЬКО С.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ТОВАРНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «А».....	165
<b>СЕКЦИЯ 13. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ</b>	
<b>СТРИЖАК П.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	167
<b>БАЛАХНИНА Ю.Е., АНДРИАНОВА Е.А., АТРОШЕНКО Ю.К.</b> МИНИМИЗАЦИЯ МУЛЬТИПЛИКАТИВНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	168
<b>БОГОМОЛОВА Л.А.</b> ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ МОМЕНТОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРАДИЕНТНОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	170
<b>БОЙКОВА Т.С., АТРОШЕНКО Ю.К.</b> ПОКАЗАТЕЛЬ ТЕПЛОВОЙ ИНЕРЦИИ ТЕРМОПАР В СИСТЕМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ УСТАНОВОК ПОДОГРЕВА НЕФТИ.....	173
<b>БОРИСОВА А.Г., ПИСКУНОВ М.В, ХОМУТОВ Н.А.</b> ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДЫ С ТВЕРДЫМИ НЕРАСТВОРИМЫМИ ВКЛЮЧЕНИЯМИ ПРИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ НАГРЕВЕ.....	175
<b>ВАЛИУЛЛИН Т.Р., С.А. ШЕВЫРЕВ С.А.</b> РАЗРАБОТКА МОДЕЛЬНОЙ КАМЕРЫ СГОРАНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАЖИГАНИЯ КАПЕЛЬ ОРГАНОВОДОУГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ВИТАЮЩИХ В ПОТОКЕ ОКИСЛИТЕЛЯ.....	175
<b>ВЕРШНИНА К.Ю.</b> РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ОРГАНОВОДОУГОЛЬНЫХ ТОПЛИВ, ПРИГОТОВЛЕННЫХ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ УГЛЕ – И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ.....	179
<b>ВЕРШНИНА К.Ю.</b> ХАРАКТЕРИСТИКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО ЗАЖИГАНИЯ СУСПЕНЗИОННЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ОТХОДОВ УГЛЕОБОГАЩЕНИЯ.....	180
<b>ВИНОГРАДОВ А.С., КОСМЫНИНА Н.М.</b> ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	182
<b>ВОЙТКОВ И.С.</b> ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕН СОХРАНЕНИЯ ПОНИЖЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ В СЛЕДЕ КАПЕЛЬ ВОДЫ, РАСТВОРА НА ЕЕ ОСНОВЕ.....	184
<b>ВОЛКОВ А.Э., РУДАЧЕНКО В.А.</b> ОЦЕНКА РИСКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНОГО АГРЕГАТА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОБОРУДОВАНИЯ.....	186
<b>ГОНЧАРЕНКО А.М., КОСМЫНИНА Н.М.</b> ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ГРУППЫ СВЭЛ.....	188
<b>ГУБСКИХ А.А.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПА ТЕПЛОВОГО НАСОСА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОФРАКЦИОНИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ ГФУ-2.....	190

<b>ДМИТРИЕНКО М.А., КОСИНЦЕВ А.Г.</b> ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ПРИ СЖИГАНИИ ОТХОДОВ УГЛЕПЕРЕРАБОТКИ.....	191
<b>ДУШЕЧКИН В.А., КОСМЫНИНА Н.М.</b> АНАЛИЗ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИИ «БЕЛОЗЕРНАЯ».....	193
<b>МАКАРОВ А.М., КОСМЫНИНА Н.М.</b> ХАРАКТЕРИСТИКИ МИНИ – ТЭЦ РОССИИ.....	195
<b>НИГАЙ А.Г.</b> СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ КЛИМАТИЧЕСКОЙ КАМЕРОЙ.....	197
<b>НЯШИНА Г.С., ШЛЕГЕЛЬ Н.Е.</b> УСЛОВИЯ ПОДАВЛЕНИЯ РЕАКЦИИ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ЛЕСНОГО ОПАДА ЖИДКОСТНЫМ АЭРОЗОЛЕМ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЕГО ПЛОТНОСТИ ВБЛИЗИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	199
<b>НЯШИНА Г.С., ШЛЕГЕЛЬ Н. Е.</b> ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ОТХОДОВ УГЛЕПЕРЕРАБОТКИ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	201
<b>ПЕТРОВ М.С., МЕДВЕДЕВА О. Н.</b> ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА.....	203
<b>ПЕТРУСЕВ А.С., КОСМЫНИНА Н.М.</b> ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГТЭС-24 ФИЛИАЛА ЯРЭУ ЗПС ЭВС ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ».....	205
<b>ПЕЧАГИНА А.А., КОСМЫНИНА Н.М.</b> КОНТРОЛЬ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ.....	207
<b>ПИТЕР С.С.</b> АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ МОБИЛЬНЫХ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ.....	209
<b>ТЕПЛЯКОВ А.В., КОСМЫНИНА Н.М.</b> АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС.....	210
<b>УШАКОВ К.Ю., ПЕТЕРС А.Н., ЗАЙЦЕВ А.П.</b> МОДЕЛЬ ТЕРМОСИФОННОГО ТЕПЛООБМЕННИКА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ МОДУЛЬНЫХ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ.....	212
<b>ЧИСТЯКОВ Е.А.</b> ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ УПРАВЛЕНИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	214
<b>ШЕВЫРЁВ С.А., ВАЛИУЛЛИН Т.Р., ВЕРШИННИНА К.Ю.</b> ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРГАНОВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА.....	215
<b>ЯРМОНОВ В.В., КОСМЫНИНА Н.М.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ НАЗАРОВСКОЙ ГРЭС .....	217
<b>ЯШУТИНА О.С.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТЖИГА ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ КАБЕЛЬНЫХ ТЕРМОПАР.....	220
<b>СЕКЦИЯ 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ</b>	
<b>АРМАНАС А. С.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ДОРОЖНОГО БИТУМА С СБС – СОПОЛИМЕРОМ.....	222
<b>БРОСЛАВСКИЙ Н.В., МОРОЗОВ М.А., ЖУРАВКОВ С.П., ВОСМЕРИКОВ А.В.</b> КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ В ПРИСУТСТВИИ ПОРОШКОВ WC.....	224
<b>ВЛАСОВА Н. Д., МАТВЕЕВА Е.Ю., ИЛЬКОВ В.И.</b> ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ ВОЛЬРАМОВИСМУТИТА КОБАЛЬТА И УСЛОВИЙ ОБРАБОТКИ НА ЗАУГЛЕРОЖЕННОСТЬ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОР КОНВЕРСИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ.....	226
<b>ВОСЬМЕРИКОВ А.А., ВОСМЕРИКОВА Л.Н.</b> ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ОБРАБОТКИ ГАЛИЙСОДЕРЖАЩЕГО ЦЕОЛИТА НА ЕГО КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРОПАНА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ.....	228
<b>ГУНИНА Е. В.</b> АНАЛИЗ РЕАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОДУКТОВ ОБОГАЩЕНИЯ УГЛЯ В1, В2+4 ВЕРХ. В2+4, В7, В6, В5 ИССЛЕДОВАННЫХ ПЛАСТОВ АПСАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	230
<b>ДЖАЛИЛОВА С. Н.</b> СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ	



ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ.....	232
<b>ДОЛГАНОВ И.М., СИЗОВА Е.Н., ПИСАРЕВ М.О., ДОЛГАНОВА И.О.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	234
<b>ЕРЕМЕЕВА А. М., НЕЛЬКЕНБАУМ К.С.</b> СПОСОБ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ТОВАРНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С ПОМОЩЬЮ ВВЕДЕНИЯ БИОДОБАВОК.....	236
<b>ЗОРЕНКО О. А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА НАСЫЩЕННЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДОРОЖНОГО БИТУМА.....	238
<b>ИВКИН А. С., ВАСИЛЬЕВ В.В.</b> ВЛИЯНИЕ ТОЛЩИНЫ БИТУМНОЙ ПЛЕНКИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ СЦЕПЛЕНИЯ ПО ДСТУ Б В.2.7-81-98.....	239
<b>ИВЛЕВ М.В., РУБЕЖАНСКАЯ А.В.</b> МОДЕРНИЗАЦИЯ АБСОРБЕРА ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ГАЗА ДЛЯ КУПХГ.....	241
<b>ИЛОЛОВ А. М., ТАЛЫШИНСКИЙ В.Ф.</b> ИЗУЧЕНИЕ АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ZnO-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , MgO-SiO <sub>2</sub> В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА В ДИВИНИЛ.....	243
<b>ИЛОЛОВ А. М., ТАЛЫШИНСКИЙ В.Ф.</b> ПРОБЛЕМЫ ДИНАМИКИ ИНИЦИИРОВАННОГО ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА В БУТАДИЕН-1,3 НА КАТАЛИЗАТОРЕ ЦАК-16.....	244
<b>КИРЕЕВА Е.В., ЛЕСИК Н.В.</b> ИЗУЧЕНИЕ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМАЗОК НЕФТЯНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ.....	245
<b>КОРНЕЕВ Д.С.</b> ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ МОЛЕКУЛ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ СТУПЕНЧАТОГО ТЕРМОЛИЗА.....	247
<b>КОШКИНА О.Д., ВЕЛИЧКИНА Л.М., ГОССЕН Л.П.</b> ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРОВАНИЯ РЕНИЕМ НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ZSM-5.....	249
<b>КУХЛЕНКОВА Н. О., БАЙКОВА Н.А.</b> ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОЦЕССА НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ РЕАКЦИЮ ПОЛУЧЕНИЯ КРЕМНИЙ ОРГАНИЧЕСКИХ СШИВАЮЩИХ АГЕНТОВ.....	251
<b>ЛЕОДОРОВА Л.С., АНУФРИЕВ Р.В., ВОЛКОВА Г.И.</b> ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ НА ВЯЗКОСТНО – ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНИСТОЙ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ.....	253
<b>ЛЫОНГ ВАН ФО</b> ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАВЕРНОТРЕЩИНОВАТЫХ ФУНДАМЕНТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ).....	255
<b>МАМЕДОВА Г.А.</b> ХИМИЧЕСКАЯ МОДИФИКАЦИЯ ПРИРОДНОГО ЦЕОЛИТА НАХЧЫВАНА В РАСТВОРЕ КОН.....	258
<b>МОРОЗОВ М.А., АКИМОВ А.С., ЖУРАВКОВ С.П., ВОСМЕРИКОВ А.В.</b> КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОШКА КОБАЛЬТА В ПРОЦЕССЕ КРЕКИНГА ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....	260
<b>НАЖИСУ</b> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.....	262
<b>НГУЕН ВАН ТХАНЬ</b> АНТИКОРРОЗИЙНЫЕ СВОЙСТВА БИТУМНО – СМОЛЯНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ НИТРОВАННЫХ СМОЛ.....	264
<b>ПЕТУХОВА А.В., КАЛИНИНА Т.В., ВОЛКОВА Г.И.</b> ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ И УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СТРУКТУРНО – МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРА НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА В ДЕКАНЕ.....	266
<b>ПОПОВА Ю. Р., ПРОКОПЬЕВА Т. А.</b> ОКИСЛЕНИЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ПО РЕАКЦИИ ПРИЛЕЖАЕВА.....	268
<b>РУДКО В.А., РОМАНОВСКИЙ С.Ю.</b> ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ ИЗ НЕФТЯНОГО КОКСА.....	270
<b>СТАРКОВА Ж.Е., МОРОЗОВ М.А., АКИМОВ А.С., ВОСМЕРИКОВ А.В.</b> ГИДРОДЕСУЛЬФИРУЮЩАЯ АКТИВНОСТЬ МАССИВНЫХ СУЛЬФИДНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРИСУТСТВИИ АЗОТСОДЕРЖАЩИХ И АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	272
<b>СТЕПАНОВ А.А., КОРОБИЦЫНА Л.Л., ВОСМЕРИКОВ А.В.</b> ВЛИЯНИЕ СВЯЗУЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА НА СВОЙСТВА Mo/ ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРА НЕОКИСЛИТЕЛЬНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА.....	274
<b>ТА КУАНГ КЫОНГ</b>	

ФИЗИКО – МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОМПОЗИЦИЙ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА С ХЛОРПАРАФИНОМ.....	276
<b>ФЕДЮК Р.С., СМОЛЯКОВ А.К., ТИМОХИН Р.А.</b>	
ПОВЫШЕНИЕ АКТИВНОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В РАЗЛИЧНЫХ МЕЛЬНИЦАХ .....	278
<b>ФИЛИППОВА Н. А., АХМЕТЗЯНОВА Л.З., ШАГАЛЕЕВ Л.А.</b>	
СИНТЕЗ ПИРИДИНА И АЛКИЛПИРИДИНОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ И АМОРФНЫХ АЛЮМОСИЛИКАТОВ.....	280
<b>ХАСАНОВ В.В.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК ВИСМУТА И ОЛОВА НА ПРОЦЕСС КОНВЕРСИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ.....	282
<b>ЩЕРБАКОВ П. С., ЕГОРОВА Л.А., ЕРОФЕЕВ В.И., МАТВЕЕВА Е.Ю.</b>	
ПОЛУЧЕНИЕ СЛОЖНЫХ ОКСИДОВ ОЛОВА И ВАНАДИЯ ДЛЯ МОДИФИЦИРОВАНИЯ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ КОНВЕРСИИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	285
<b>ПОДСЕКЦИЯ 2</b>	
<b>ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ</b>	
<b>БЕЛИНСКАЯ Н.С., ФРАНЦИНА Е.В.</b>	
ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	287
<b>АФНАСЬЕВА Д.А., ПОПОВА Н.В.</b>	
УВЕЛИЧЕНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ ЗИМНИХ И АРКТИЧЕСКИХ МАРОК В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ.....	289
<b>БАКЛАШКИНА К.А., МЕЙРАН Н.Л., КРИВЦОВА К.Б.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПО ФРАКЦИЯМ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА.....	291
<b>БОГДАНОВ И.А., АЛТЫНОВ А.А., КИРГИНА М.В.</b>	
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ.....	292
<b>БОГОВОЙ А.А., ЕФИМОВА Е.Г.</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ С УЧЕТОМ ДИСПЕРСНОГО СОСТАВА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.....	294
<b>ВАСИЛЬЕВА Е.В.</b>	
НАУЧНЫЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫХОДА ХИМИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ КОКСОВАНИЯ.....	296
<b>ВЕРЕВКИН Е.В., МАЙЛИН М.В., АФНАСЬЕВА Д.А.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ.....	298
<b>ВИНИДИКТОВА М.В., ЧЕРНЯКОВА Е.С.</b>	
ВЛИЯНИЕ СОСТАВА СЫРЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА РИФОРМИНГА МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	300
<b>ВОЛКОВ П.В.</b>	
ПРОБЛЕМЫ РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ И МЕТАНОЛЬНОЙ ВОДЫ.....	302
<b>ВЫМЯТНИН Е.К.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ БУРЫХ УГЛЕЙ АЗЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	304
<b>ГЛИК П.А., ЧУЗЛОВ В.А.</b>	
УПРАВЛЕНИЕ АКТИВНОСТЬЮ КАТАЛИЗАТОРА РИФОРМИНГА ПОСРЕДСТВОМ ПОДДЕРЖАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВОДНО-ХЛОРНОГО БАЛАНСА В РЕАКТОРЕ.....	306
<b>ДОЛГАНОВА И.О., ДОЛГАНОВ И.М., ШАНДЫБИНА А.В., ИВАШКИНА Е.Н., КРУТЕЙ А.А.</b>	
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЛИТЕЛЬНОСТИ МЕЖПРОМЫВНОГО ЦИКЛА РЕАКТОРА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ.....	308
<b>ЕФИМОВА Е.Г., БОГОВОЙ А.А.</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ.....	309
<b>ЖДАНОВ А.А.</b>	
УЛЬТРАДИСПЕРСНЫЕ ПОРОШКИ ЖЕЛЕЗА КАК КАТАЛИЗАТОРЫ СИНТЕЗА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СО И Н <sub>2</sub> .....	311
<b>ЗОЛУТУХИНА К.В., ЩЕТИНИНА М.Е.</b>	
ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОКОАЛЕСЦЕНЦИИ.....	313
<b>ИЛЬЧУБАЕВА Р.М., ЧУЗЛОВ В.А.</b>	
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКИХ АЛКАНОВ НА ПАВЛОДАРСКОМ НПЗ.....	315
<b>ИОВИК Ю.А., КРИВЦОВ Е.Б., ГОЛОВКО А.К.</b>	

ОКИСЛИТЕЛЬНОЕ ОБЕССЕРИВАНИЕ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ НОВОКУЙБЫШЕВСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА.....	317
<b>КАЛМЫКОВ А.Г., БУГАЕВ И.А.</b> ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ СИМУЛИРОВАНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИ ГИДРОТЕРМАЛЬНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ..	319
<b>КОКШАРОВ А.Г., МОЛОТОВ К.В.</b> МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА ЛЧ-35/11-1000.....	321
<b>КОСТЕНЬ М.С., КИРГИНА М.В.</b> СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АДДИТИВНОГО И НЕАДДИТИВНОГО МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОКТАНОВОГО ЧИСЛА КОМПОНЕНТОВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ.....	322
<b>ЛУЦЕНКО А.С., БЕЛИНСКАЯ Н.С., ФРАНЦИНА Е.В.</b> ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ.....	324
<b>МАЙЛИН М.В., ФРАНЦИНА Е.В., БЕЛИНСКАЯ Н.С.</b> РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА СМЕСЕЙ.....	326
<b>МАКСИМОВ Ю.С., ЧУЗЛОВ В.А., КОКШАРОВ А.Г.</b> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ ООО «СТРЕЖЕВСКОЙ НПЗ» МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	328
<b>МАЛЫХ К.А.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	329
<b>МУСИНА А.Д., НЕБОГИНА Н.А.</b> ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ИХ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА.....	332
<b>НАЗАРЕНКО М.Ю.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ.....	334
<b>НАЗАРОВА Г.Ю., БУРУМБАЕВА Г.Р.</b> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА И КАЧЕСТВА БЕНЗИНА, ЖИРНОГО ГАЗА И КОКСА С УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧЕТОМ ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА.....	335
<b>НАЗАРОВА Г.Ю., ШАФРАН Т.А., СТЕБЕНЕВА В.И.</b> РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕАКТОРА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧЕТОМ ФУНКЦИИ ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА КОКСОМ.....	337
<b>ОРДАБАЕВ А.Е., СЕЙТЕНОВА Г.Ж., ЧУЗЛОВ В.А.</b> МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ НА ПАВЛОДАРСКОМ НПЗ.....	339
<b>ОРЕШИНА А.А., ЛИТВИНЕЦ И.В.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИСАДОК ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ.....	341
<b>ОЧЕРЕДЬКО А.Н., КУДРЯШОВ С.В., РЯБОВ А.Ю.</b> ПОЛУЧЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ АЛКАНОВ C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> В БАРЬЕРНОМ РАЗРЯДЕ.....	343
<b>ПАППЕЛ К.Х., ДОЛГАНОВА И.О., КОШКИН С.А.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭТИЛБЕНЗОЛА НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	345
<b>ПЕРЕСЕДОВА А.В., СТЕПАНЦОВА К.А.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ В ЧИСТЫХ И НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ВОДЕ И ТОРФЕ МАЛОИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	347
<b>ПОЛЯКОВА К.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	349
<b>РЫЖОВА Н.С., ЛОСКУТОВА Ю.В., ЛОСКУТОВ В.В.</b> РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ.....	351
<b>САЛИЩЕВА А.А., КОНЬКОВ О.А.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОКИСЛЕНИЯ ЦИКЛОГЕКСАНА В БАРБОТАЖНЫХ РЕАКТОРАХ.....	353
<b>СТЕБЕНЕВА В.И., НАЗАРОВА Г.Ю.</b> КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА.....	355
<b>СУХАЧЕВА К.Э.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАКЦИОННО-РЕКТИФИКАЦИОННОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ МТБЭ.....	357
<b>ТАТАУРЩИКОВ А.А., КОТКОВА Е.П.</b> НЕСТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА.....	358

<b>ТКАЧЁВА В.С.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ДВУРЕЧЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА ОСНОВНЫХ ПОТОКОВ.....	360
<b>ФЕФЕЛОВА К.О.</b> РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА ПОДАЧИ ВОДЫ В ПРОМЫШЛЕННЫЙ РЕАКТОР ДЕГИДРИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	362
<b>ШАНДЫБИНА А.В.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ И СОСТАВА НЕСУЛЬФИРУЕМОГО ОСТАТКА АЛКИЛБЕНЗОЛСУЛЬФОКИСЛОТЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ.....	364
<b>ШАФРАН Т.А., НАЗАРОВА Г.Ю., СТЕБЕНЕВА В.И.</b> РАСЧЕТ СТАДИИ ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕГО КАТАЛИЗАТОРА КРЕКИНГА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ.....	365
<b>ЮДАЕВ С.А., ДОЛГАНОВА И.О.</b> ЭПОКСИДИРОВАНИЕ БИОДИЗЕЛЯ ПРИ КАТАЛИЗЕ Mo-СОДЕРЖАЩИМ КОМПЛЕКСОМ.....	368
<b>ЮРИНА К.В., ЧУЗЛОВ В.А.</b> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И СОСТАВА ПЕРЕРАБАТЫВАЕМОГО СЫРЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ИЗОМЕРИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	370
<b>ЯМЩИКОВА Е.А.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭТИЛБЕНЗОЛА НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ.....	372
<b>СЕКЦИЯ 15. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ</b>	
<b>КАЗЬМИНА О.В., СЕМКЕ А.П., МИСКОВЕЦ А.Ю.</b> ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТОЙ СТЕКЛОКЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ ОБОГАЩЕНИЯ МЕДНО-ЦИНКОВОЙ РУДЫ.....	374
<b>БЕЛКИН С.А., НУТФУЛЛИН Р.Р.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОЛЫ ТЕКУЩЕГО ПОТОКА ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ СЕВЕРСКОЙ ТЭС.....	376
<b>БОЛТАЕВ Б.Ш., МУРОДОВ И.Н.</b> ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ДООБОГАЩЕНИЯ ФЛОТОКОНЦЕНТРАТА РАСТВОРОМ АЗОТНОЙ КИСЛОТЫ.....	377
<b>ВАСИЛЕЦ Е.П., КУДАЙБЕРГЕН Г.К., АРНТ О.В.</b> ПРОДУКТЫ ХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОКИСЛЕННЫХ УГЛЕЙ.....	379
<b>ГАЙДУКОВ Е.Н., КОЛЕСНИКОВ А.В.</b> СРАВНЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ЭЛЕКТРОФЛОТАЦИОННОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛАНТАНА И СКАНДИЯ.....	381
<b>ГИМАЕВ Б.Д.</b> МОКРАЯ МАГНИТНАЯ СЕПАРАЦИЯ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГОРОДА СЕВЕРСК.....	383
<b>ГОРЧАКОВ Э.В., ГЛЫЗИНА Т.С.</b> ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАФИОЛЕТОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ МЕШАЮЩЕГО ВЛИЯНИЯ ИОНОВ ЗОЛОТА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СОДЕРЖАНИЯ ПАЛЛАДИЯ.....	385
<b>ДОРЖИЕВА А.Б., ХУДРОЖКО У.В.</b> ПОЛУЧЕНИЕ СЕРОЗОЛОБИТУМНЫХ СМЕСЕЙ НА ОСНОВЕ ЗОЛЫ И ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕРЫ.....	386
<b>ЗАНАВЕСКИН К.Л., ЧЕРЕЗОВА Л.А., БУРМАКИНА О.В.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ИЛЬМЕНитОВЫХ КОНЦЕНТРАТОВ.....	388
<b>КАНДИНСКИЙ В.А., БЕГУНОВ А.А.</b> РАСЧЕТ БАЛАНСА ПРОДУКТОВ ОБОГАЩЕНИЯ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОТЕРЬ.....	390
<b>КИТАЕВА С.А.</b> ТЕХНОГЕННЫЕ РЕСУРСЫ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ГИПЕРПРЕССОВАННОГО КИРПИЧА.....	392
<b>КОЛЕСНИКОВ А.Е., КУРМЕЛЬ Г.В., ШИПУЛИН А.С.</b> МОДИФИЦИРОВАНИЕ ПОРОШКООБРАЗНЫХ НАПОЛНИТЕЛЕЙ.....	394
<b>КРЫМСКИЙ В.В., МИНГАЖЕВА Ю.Г.</b> ВОЗДЕЙСТВИЕ НАНОСЕКУНДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИМПУЛЬСОВ НА СУЛЬФИДНУЮ РУДУ.....	396
<b>ЛАЕВСКАЯ Е.В., ЧЕРЕДНИЧЕНКО Д.В., ВОРОБЬЁВ П.Д., МАТРУНЧИК Ю.В.</b> КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ КАЛИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА.....	398
<b>МАХМУДОВ Б.М.</b> ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТОГО ЗАПОЛНИТЕЛЯ ИЗ ДАЦИТОВЫХ ПОРФИРОВ.....	400
<b>МАХСУДОВ Б.А.</b> ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ТРЕХСЛОЙНЫЕ СТЕНОВЫЕ ПАНЕЛИ СО СРЕДНИМ ЭФФЕКТИВНЫМ	

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫМ СЛОЕМ ИЗ НИЗКОПРОЧНЫХ БЕТОНОВ НА ОСНОВЕ РИСОВОЙ ШЕЛУХИ.....	403
<b>МЕДЯНКИНА И.С.</b> ОБЕСКРЕМНИВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ.....	405
<b>МУХАМЕДБАЕВ А.А., ПИРИМОВ Т.Ж.</b> АЛЬТЕРНАТИВА МИНЕРАЛЬНЫМ СЫРЬЕВЫМ РЕСУРСАМ.....	406
<b>ОВЧАРЕНКО А.М., ШАХОВА Н.Б.</b> УДАЛЕНИЕ ИОНОВ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ С ПОМОЩЬЮ ПРИРОДНЫХ ЦЕОЛИТОВ.....	407
<b>ОХЛОПКОВА А.В., СТАРОСТИН Н.М., ДИТЦ А.А., РЕВВА И.Б.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЗОВОГО СОСТАВА ГИДРОМАГНЕЗИТОВОЙ ПОРОДЫ.....	409
<b>ПОЛОНСКИЙ М.С., ЖЕЛНОРОВИЧ В.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И СОДЕРЖАНИЯ ЦЕННЫХ КОМПОНЕНТОВ В ЗОЛАХ УНОСА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЮЖНО-АФРИКАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ.....	411
<b>САБИТОВА Ж.К.</b> ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАФИОЛЕТА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПАЛЛАДИЯ МЕТОДОМ ИНВЕРСИОННОЙ ВОЛЬТАМПЕРОМЕТРИИ В МИНЕРАЛЬНОМ СЫРЬЕ.....	413
<b>СМИРНОВ К.И.</b> ВОВЛЕЧЕНИЕ В БЕЗОТХОДНУЮ ПИРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКУЮ ПЕРЕРАБОТКУ ВЫСОКОТИТАНИСТЫХ ТИТАНОМАГНЕТИТОВ.....	415
<b>ТАИРОВ С.С., САБИРОВ Б.Т.</b> ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В БЕНТОНИТСОДЕРЖАЩИХ ПОЛИКОМПОНЕНТНЫХ СИСТЕМАХ.....	417
<b>ТАУКИНА Д.А.</b> ВЛИЯНИЕ ПИРИТА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ СТЕКЛОМАССЫ.....	419
<b>ТОМШИНА А.В., ЭРДМАН С.В.</b> РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ.....	421
<b>ТОРОПКОВ Н.Е., АНТОНКИН Н.С.</b> ПОЛУЧЕНИЕ БИОИНСПИРИРОВАННЫХ ИМПЛАНТАТОВ МЕТОДОМ 3Д-ПЕЧАТИ.....	422
<b>ТОХИРОВ Ж.О.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗОЛЫ-УНОСА ТЭС В ПРОИЗВОДСТВЕ ЦЕМЕНТА – ПУТЬ СБЕРЕЖЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ.....	424
<b>ФАТЕЕВ П.В.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОМАГНЕЗИТОВОЙ ПОРОДЫ В ТЕХНОЛОГИИ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ.....	426
<b>ФЕДЮК Р.С., СМОЛЯКОВ А.К., ТИМОХИН Р.А.</b> ПОВЫШЕНИЕ АКТИВНОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В РАЗЛИЧНЫХ МЕЛЬНИЦАХ.....	428
<b>ФЛЕЙШЕР А.Ю., ТРУС И.Н.</b> РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТА СУЛЬФОСОЕДИНЕНИЯМИ.....	430
<b>ЧЕРЕПАНОВА А., ДЬЯКОНОВА Е.В.</b> ПОВЫШЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ПОРИСТОЙ КОРДИЕРИТОВОЙ КЕРАМИКИ.....	433
<b>ШАЙДУЛИНА А.А., ГЕОРГИЕВА Э.Ю., ЕРШОВА Н.А.</b> ПОЛУЧЕНИЕ ЦЕОЛИТА NaA ИЗ АЛЮМИНАТНОГО РАСТВОРА ГЛИНОЗЕМНОГО ПРОИЗВОДСТВА.....	435
<b>ШАЛАБАЕВА М.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРОФИЛЬНОЙ АЛЮМИНИЕВОЙ ПУДРЫ МАРОК RA И ГРАНУЛ НА ЕЕ ОСНОВЕ.....	437
<b>ШАРАФЕЕВ Ш.М.</b> ПЕРЕХОД ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ КЕРАМИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ ИЗ МАССЫ С-4 ОТ БЕССПЕКОВОГО СПОСОБА К СПЕКОВОМУ.....	439
<b>ШИРЕЙ-СЕДЛЕЦКАЯ В.В., ШИРЕЙ-СЕДЛЕЦКИЙ Р.В.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗОЛЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	441
<b>ШИРЕЙ-СЕДЛЕЦКИЙ Р.В., ШИРЕЙ-СЕДЛЕЦКАЯ В.В.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ.....	443
<b>ЭМИНОВ А.А.</b> ИЗУЧЕНИЕ ХИМИКО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА КАОЛИНОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «АЛЪЯНС» И ИХ КЕРАМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА.....	445
<b>СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН</b>	
<b>ТАВАТАБАЕЕ MORADI S.SH.</b> STABILITY ANALYSIS OF THE OIL WELL CEMENT SHEATH BY AN ANALYTICAL APPROACH.....	448
<b>АБЕЛЬХАЕРОВ И.И., КУРМАНГАЛИ А.С., АПАЕВ А.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ.....	450
<b>АНОСОВ Д.С.</b> ПОСТАДИЙНАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ	

СКВАЖИНЫ НА НОВО-УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	452
<b>АНТИПЬЕВ В.В., КУХАРЕНКО Е.И.</b>	
КЛАССИФИКАЦИЯ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ.....	454
<b>БОЮН И.С.</b>	
АСПЕКТЫ АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ.....	455
<b>БУЗЫНЕНКО Н.В.</b>	
ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ГАЗОСЕПАРАТОРА БУРОВОГО РАСТВОРА.....	458
<b>ВАГАПОВ А.Р., ИСАЕВ Е.Д.</b>	
ИСПЫТАНИЕ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНОГО БУРОВОГО СНАРЯДА НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ НА БАЗЕ СТАНКА СКБ-4.....	460
<b>ВЛАСОВ М.С.</b>	
ОБЗОР СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.....	462
<b>ГАЛСАНОВ Б.С.</b>	
ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ.....	465
<b>ГАТАУЛЛИН А.М., РИЗВАНОВ Ш.З., СТАРКОВ Я.В.</b>	
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПЕРИОД ОЗЦ РЕАГЕНТАМИ ПОЛИЭЛЕКТРОЛИТАМИ.....	467
<b>ГОЛОВЧЕНКО А.Е.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЯ УДАРНО – ВРАЩАТЕЛЬНОГО ТИПА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЕМ СКВАЖИН.....	469
<b>ГОЛОВЧЕНКО А.Е.</b>	
РАЗРАБОТКА ОТКЛОНИТЕЛЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЕМ СКВАЖИН ПРИ УДАРНО – ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ.....	471
<b>ГОРБАЧЕВ В.С.</b>	
ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ.....	473
<b>ГОРБАЧЕВ В.С., ФЕНЗЕЛЬ А.Д.</b>	
ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МНОГООТВЕТСТВЕННЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН.....	476
<b>ГРИГОРЬЕВ Б.В., КЕЛЬЦИЕВ С.С.</b>	
КОРОНКА С РАСШИРЕННОЙ ТОРЦЕВОЙ ЧАСТЬЮ С РЕЗЦАМИ ИЗ СВЕРХТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛОВ И ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПОДРЕЗНЫХ РЕЗЦОВ.....	478
<b>ГУБАРЕВ М.И., ЕПИХИН А.В.</b>	
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА СНПХ-ПКД НА ОБРАЗЦЫ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ.....	481
<b>ДАВЛЕТШИН М.И.</b>	
ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ИЗОБРАЖЕНИЙ НА ФОТОСНИМКАХ ДАТЧИКОВ ДЕФОРМАЦИИ ИНТЕГРАЛЬНОГО ТИПА.....	483
<b>ДАШИЕВ С.В.</b>	
ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ КНБК НА НАБОР ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ ПРИ БУРЕНИИ НА ПРИМЕРЕ ДУЛЬСИМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	485
<b>ЕГОРОВ И.А., ТИМОФЕЕВ Н.Г., ХАРИТОНОВ А.П.</b>	
ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ.....	487
<b>ЕФИМЕНКО Н.С.</b>	
ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ, И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМИ.....	489
<b>ИСАЕВ Е.Д.</b>	
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ШАРОСТРУЙНЫМ СПОСОБОМ.....	491
<b>КАЗАНЦЕВ М. Ф.</b>	
ПРАКТИКА БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПЛОЩАДИ Н (ЯНО).....	493
<b>КАРПЕНКО В.Э., ЕПИХИН А.В.</b>	
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПЕРЕПАДОВ ТЕМПЕРАТУР НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ДИСПЕРСИОННЫХ СРЕД.....	495
<b>КАРПЕНКО В.Э.</b>	
АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ И В АРКТИКЕ.....	497
<b>КОРОВКИН П.И.</b>	
ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭЛАСТОМЕР ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕГО .....	499
<b>КОРОЛЕВ А.С.</b>	
АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИНТЕНСИВНОГО ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ СКВАЖИНЫ.....	501

<b>КУЧКОРОВ И.Б.</b> ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕГУЛИРОВКА СВОЙСТВ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ.....	503
<b>ЛИ СЮЭДУН, ЮЙ ЧЖАОЛИНЬ</b> КЛАССИФИКАЦИЯ КЛИНЬЕВ-ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.....	505
<b>МАСАЛИДА И.В.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПОЛИМЕРГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА.....	506
<b>МАЦИЯУСКАС Н.Е.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА РАСТЕПЛЕНИЕ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД.....	508
<b>МЕЛЬНИКОВ В.В.</b> АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИЙ ООО «РАДИУС-СЕРВИС» И ООО «ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ.....	510
<b>МЕШКОВА К.О.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НИТРАТА КАЛЬЦИЯ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА.....	512
<b>МУРАТОВ О.В.</b> ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ТЕМЕ ОЧИСТКИ СТВОЛА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ОТ ШЛАМА.....	514
<b>МУХАМЕТОВ Ф. Х.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ КОМПОНОВОК ПО ХАРАКТЕРУ ВЛИЯНИЯ НА ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ШЛАМА.....	516
<b>МУХАМЕТОВ Ф. Х., РИЗВАНОВ Д.Р.</b> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРАВЛИКО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕНТРАТОРА С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ ЦЕНТРИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ.....	518
<b>НЕВЕРОВ А.А.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ОСАДКА БУРОВОГО РАСТВОРА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА ТАЛНАХСКОМ РУДНОМ УЗЛЕ.....	519
<b>НЕВЕРОВ А.А., ВОЛЫНСКАЯ К.П., ЧЕРЕПОВА А.Н.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ С ДОБАВКАМИ ПОЛИМЕРОВ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН.....	521
<b>НОВОСЕЛЬЦЕВ Д.И.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ОТКЛОНЯЮЩИЕ ПЕДАЛИ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ ТИПА PUSH-THE-BIT, ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ СМАЗОЧНОЙ ДОБАВКИ БУРОВОГО РАСТВОРА.....	523
<b>ПОНАМАРЁВ Н.В., ЦАТРЯН А.М.</b> БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ.....	525
<b>САВИНОВ С.О.</b> ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ.....	528
<b>СТАСЕНКО Н.И.</b> ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РАСШИРЯЕМЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН.....	529
<b>СУХАРЕВ М.А., ЗАХАРОВ А.С., САГИТОВ Р.Р.</b> СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПОЛИМЕРГЛИНИСТЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДОВ.....	530
<b>ТИМОФЕЕВ Н.Г., ЕГОРОВ И.А., СТЕПУРА С.А.</b> ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ПО ОСЛОЖНЕННЫМ РАЗРЕЗАМ.....	533
<b>ТИХОНОВ А.С.</b> АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ СМАЗОК С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ.....	535
<b>ТИХОНОВ А.С.</b> ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	537
<b>ТЮТНЕВ К.В.</b> ОБЗОР ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОЙ ОЧИСТКЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ОТ ШЛАМА.....	539
<b>ФАЗУЛЛИН И.Ш.</b> ОБОСНОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ БЕЗРАЙЗЕРНОГО БУРЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ	

ГЛУБОКОВОДНОЙ СКВАЖИНЫ.....	541
<b>ФЁДОРОВ А.В., УШАКОВ Л.А., ЕПИХИН А.В.</b> РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИМИТАЦИИ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА РОТОРОМ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ В ПРИСУТСТВИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА.....	543
<b>ФЕНЗЕЛЬ А.Д.</b> ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭМУЛЬГАТОРА ЭМ-4.....	545
<b>ХАРИТОНОВ А.А.</b> ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КУЮМБИНСКОГО И ТЕРСКО-КАМОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ.....	547
<b>ХОХЛОВ А.Л.</b> ОСОБЕННОСТИ ВЫНОСА ШЛАМА В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	549
<b>ЧЕРЕНЕВ С.С., ЕПИХИН А.В.</b> ИЗУЧЕНИЕ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА ПРИ АБРАЗИВНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	551
<b>ЧИСТЯКОВ В.К., КОВАЛЬЧУК В.С.</b> ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЕНИЯ ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ В ЛЕДНИКОВОМ ПОКРОВЕ АНТАРКТИДЫ СНАРЯДАМИ НА ШЛАНГОКАБЕЛЕ.....	553
<b>ШУЛЬГА Д.К.</b> ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ.....	555
<b>ШУЛЬГА Д.К., ЕПИХИН А.В.</b> ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ К МЕХАНИЧЕСКОМУ ИЗНОСУ.....	557
<b>ЩЕРБАКОВ Р.Э., ЕПИХИН А.В.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭЛАСТОМЕР ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПРИ ИМИТАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ.....	560
<b>ЩЕРБАКОВ Р.Э., ЕПИХИН А.В.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ЭЛАСТОМЕРА ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ИМИТАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ.....	562
<b>СЕКЦИЯ 17. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ</b>	
<b>АХМЕТ Д.М., КАУКЕНОВ Ж.С.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТОЙЧИВОСТИ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД НА ОСНОВЕ РЕЙТИНГОВЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ.....	564
<b>БАЛПАНОВА М.Ж., ЕСЕНБАЙ Е.К.</b> ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОГО СОСТОЯНИЯ МЕЖРУДНОГО ЦЕЛИКА ПРИ ОТРАБОТКЕ СБЛИЖЕННЫХ КРУТОПАДАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ ЖАЙРЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕЛЕЗОМАРГАНЦЕВЫХ РУД.....	566
<b>ГОРБЕНКО В.М.</b> ВЫЯВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ.....	568
<b>ГУСАРОВ М. А.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕУГОЛЬНОЙ СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ УРАНА ИЗ МАЛОГО ИЗОМЕТРИЧЕСКОГО РУДНОГО ТЕЛА.....	570
<b>ГЭ ЮЙ</b> РАСЧЁТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ УБОРКИ ГОРНОЙ МАССЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГОРНОРАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТОК.....	572
<b>ДЕСЯТКИН А.С.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.....	573
<b>ЛУКЬЯНЕЦ Е.В.</b> АНАЛИЗ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРОЯВЛЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В НАДВИГОВЫХ И СДВИГОВЫХ ЗОНАХ НА ШАХТНЫХ ПОЛЯХ РУДНИКОВ БКПРУ-2 и БКПРУ-4 ПАО «УРАЛКАЛИЙ».....	574
<b>МАЛИНИН Ю.А.</b> ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЗЫРНЫХ РАБОТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЭЛЬГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	576
<b>НИДЕНЦ Ю.В., СЕВОСТЬЯНОВ А.О.</b> АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРОСОВОГО ДЕМПФЕРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ.....	578
<b>НИКОЛАЕВ А.В., ВАВУЛИН А. В.</b>	



СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ВОЗДУХОПОДГОТОВКИ НА ПОДЗЕМНЫХ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ В ХОЛОДНОЕ ВРЕМЯ ГОДА.....	580
<b>НУРМУХАМЕТОВА А.Т.</b>	
3-Х МЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ОБЪЕМОВ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО.....	582
<b>ПАТУТИН А.В.</b>	
ВЛИЯНИЕ МЕЖПАКЕРНОГО РАССТОЯНИЯ УСТРОЙСТВА ГИДРОРАЗРЫВА НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В МАССИВЕ.....	584
<b>ПОЛЮЛЯН А.С.</b>	
ИЗУЧЕНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД КОНТРОЛЬНО-СТВОЛОВОЙ СКВАЖИНЫ НА НОВО-СОЛИКАМСКОМ УЧАСТКЕ ВКМКС.....	586
<b>ПУДОВ М.В.</b>	
СОЗДАНИЕ ЭЛЕКТРОННОГО АЛЬБОМА ТИПОВЫХ ПАСПОРТОВ ДЕГАЗАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ РУДНИКОВ ПАО «УРАЛКАЛИЙ».....	588
<b>РАЙС В.В.</b>	
ПАЙКЕРИТ - СТРОИТЕЛЬНЫЙ И ЗАКЛАДОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ.....	590
<b>РУССКИЙ Е.Ю.</b>	
АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ РОТОРОВ ШАХТНЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ.....	592
<b>РУССКИЙ Е.Ю.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ЧАСТОТНЫХ СВОЙСТВ РОТОРОВ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ.....	594
<b>РЫБАЛКИН Л.А.</b>	
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИННОГО ДЕБАЛАНСНОГО ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ИСТОЧНИКА.....	596
<b>СЕМИН А.А.</b>	
ЗАВИСИМОСТЬ ИНТЕНСИВНОСТИ КОЛЕБАНИЙ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ МАССОВЫХ ВЗРЫВОВ, ОТ АБСОЛЮТНОГО РАССТОЯНИЯ И МАССЫ ВВ.....	598
<b>УРНИШ В.В.</b>	
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЕМ РАССТОЯНИЯ ОТ СНАРЯДА ДО ЗАБОЯ.....	600
<b>ХУЖАЕВ Ж.Э., МУСТАФОАЕВ М.А., ХУЖАМОВ У.У.</b>	
ВЛИЯНИЕ ФОСФАТА ИОНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ СУЛЬФАТ УРАНИЛА.....	602
<b>ШИЛОВА Т.В.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ В УСЛОВИЯХ РАВНОМЕРНОГО СЖАТИЯ ОБРАЗЦА.....	604
<b>ШРАНЕЙР А.Э.</b>	
ПРИМЕНЕНИЕ НЕРЕГУЛЯРНЫХ СХЕМ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ДОБЫЧЕ УРАНА МЕТОДОМ СКВАЖИННОГО ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ.....	606
<b>ШУБИНА Е.А.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ И ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА МЕТОДОМ БУРЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	608
<b>СЕКЦИЯ 18. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА</b>	
<b>НАПРАВЛЕНИЕ «СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА»</b>	
<b>АНТРОПОВА Л.Б., ГРУЗИН А.В.</b>	
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕСВЯЗНОГО ДИСПЕРСНОГО ГРУНТА ОСНОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	610
<b>АФНАСЬЕВ Р.Г.</b>	
КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С АБРАЗИВНЫМ ИЗНОСОМ ДНА ВСЛЕДСТВИИ НАЛИЧИЯ В ПОТОКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	612
<b>БАКЛУШИН Т.Ю., ШАМУРАДОВ А.О.</b>	
КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА С УТОНЕНИЕМ СТЕНКИ ТРУБЫ ВСЛЕДСТВИЕ КОРРОЗИИ.....	614
<b>БАНИН А. В.</b>	
МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТСТОЙНИКА НЕФТИ ПЕРЕЛИВНЫМИ ПЕРЕГОРОДКАМИ.....	616
<b>БОКОР В.А.</b>	
КЛАССИФИКАЦИЯ ТОРФЯНЫХ СОРБЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ.....	619

<b>ВОЛКОВ А.Э.</b> ИНЖЕНЕРНЫЙ АНАЛИЗ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ 30С905НЖ.....	620
<b>ГАВРИЛЯК И.И.</b> ОТВОД ЗАРЯДОВ ПРИ ОПЕРАЦИЯХ С ЖИДКИМИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ.....	623
<b>ГВОЗДЫРЕВ Е. Ю.</b> КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА С УЧЕТОМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ.....	625
<b>ГИЛЬДЕБРАНДТ М. И., ГРУЗИН А. В.</b> ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УВЛАЖНЕНИЯ ПЕСЧАНОГО ГРУНТА ОСНОВАНИЯ ХРАНИЛИЩ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	627
<b>ГОЛУБЕВА К.А.</b> АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ВРЕМЕНИ ОСТЫВАНИЯ ПРОДУКТА В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА.....	629
<b>ЗАКИРЗАКОВ А.Г., ПЕТРЯКОВ В.А.</b> ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРИВОДОВ НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	630
<b>КИРИЛЛИН А.А., НИКУЛЬЧИКОВ А.В.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ.....	632
<b>КОВАЛЕНКО М.Н.</b> РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНОГО ПАТРУБКА С ВМЯТИНОЙ С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ANSYS.....	634
<b>КУРИН К. К.</b> МЕТОДЫ УЧЕТА ЛОГИСТИКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	636
<b>ЛАПТЕВ Д.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА РЕКЕ ПАНИНСКИЙ ЕГАН.....	638
<b>МАКСИМОВ М.С.</b> ПРИМЕНЕНИЕ НЕПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ СВАРНЫХ ШВОВ ТРУБОПРОВОДОВ.....	639
<b>МАРТЫНЮК А.О., ФИЛЮШИН В.В.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ПАЙКИ ДЛЯ СОЕДИНЕНИЯ ДЕТАЛИ ИЗГОТОВЛЕННОЙ ИЗ ПРЕЦИЗИОННОГО СПЛАВА 36НХТЮ, С ЭЛЕМЕНТАМИ РЕЗОНАТОРНОГО КОНТУРА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ И ВЯЗКОСТИ.....	642
<b>МЕРЗЛЯКОВ А.А.</b> ПРОЕКТ СНИЖЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ГАЗОТУРБИНОЙ УСТАНОВКИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ.....	645
<b>МИЛЛЕР О. Ю., КОЛОСКОВ Р. В.</b> МЕХАНИЗАЦИЯ РУЧНОГО ВРАЩЕНИЯ ШТУРВАЛА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ПРИ ОТСУТСТВИИ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ.....	648
<b>НИКОЛЕНКО Е.В.</b> ОПОРОЖНЕНИЕ НЕФТЕПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ АЗОТНЫХ УСТАНОВОК.....	650
<b>ПОПОВ М.В.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПОМПАЖА В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРАХ.....	652
<b>ПОСЫСАЕВ Р.О.</b> АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПУСКОВОГО УСТРОЙСТВА ГАЗОТУРБИНОЙ УСТАНОВКИ.....	654
<b>РУДЕНКО В.В., РОМАНОВ М.К.</b> РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА.....	656
<b>РУМЯНЦЕВ В.О.</b> МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ ТЕОРИИ ГРАФОВ.....	658
<b>РУСАНОВА А. Д., ГРУЗИН А.В.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ДИАПАЗОНА ВЛАЖНОСТИ ДЛЯ МАКСИМАЛЬНОГО УПЛОТНЕНИЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ ХРАНИЛИЩ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	660
<b>САМСОНОВ А.С.</b> СООРУЖЕНИЕ РЕМОНТНОГО КОТЛОВАНА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕРМЕТИЧНЫХ КАМЕР.....	661
<b>СИРОТКИН А.С.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ РЕВЕРСИВНОЙ НАГРУЗКИ В ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРАХ «ARIEL».....	662
<b>ФИЛИМОНЕНКО М.А.</b> АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА С РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИЕЙ В УСЛОВИЯХ	

БОЛОТА III ТИПА.....	664
<b>ФИЛЮШИН В. В., МАРТЫНЮК А. О.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЗОНАНСНОЙ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА ПОТОЧНОГО ВИБРАЦИОННОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ИССЛЕДУЕМОЙ ЖИДКОСТИ.....	666
<b>ЧЕХЛОВ А.Н.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ТЕРМОКАРСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ.....	669
<b>ЧЕХЛОВ А.Н.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ.....	671
<b>ШАВЛОВ Е.Н.</b> ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	673
<b>ШЕФЕР Я.Е.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ НА УЧАСТКАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ .....	676
<b>ЩИПКОВА Ю.В.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ РВС ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	677
<b>ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ</b>	
<b>ХАРЛАМОВ С.Н.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ БЫСТРОПРОТЕКАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА ИМПУЛЬСА, ТЕПЛА И МАССЫ В ТРУБАХ .....	680
<b>АЙБАТОВА А.П.</b> ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕЧЕНИЯ ЧЕРЕЗ ПОРИСТУЮ СТЕНКУ ПРИ АДСОРБЦИИ НА ОСНОВАНИИ МОДЕЛИ ЗАПЫЛЕННОГО ГАЗА.....	682
<b>АКСЕНОВ А.В., ШМУРЫГИН Р.В.</b> ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ВЯЗКИХ СРЕДАХ.....	684
<b>БАЙДАКОВА Я.С., ШАБАШОВ А.П.</b> МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С НЕФТЕПРОВОДОМ.....	686
<b>БАНЧУ И.</b> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ НЕФТИ МЕТОДОМ ОТДУВКИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СЕПАРАТОРАХ.....	689
<b>БОРИСОВ Д.И.</b> МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГПА-16Р «УРАЛ».....	690
<b>ВАХИТОВ Д.Л.</b> О ФОРМУЛИРОВКЕ ЗАДАЧИ АНАЛИЗА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ.....	692
<b>ВЭЙПЕН У, ЛЯН ЮЭ</b> ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЛИЯНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	695
<b>ГАЙАМФИ-ИБОА ЭБИНИЗЕР</b> О МОДЕЛЯХ УРАВНЕНИЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ФИЗИКИ В РЕШЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОБЛЕМ.....	697
<b>ГАТИЯТОВ А.Р.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ASPEN HYSYS.....	698
<b>ГРИГОРЬЕВА П.В., ЧЕРЕНЦОВ Д.А.</b> ТРАССИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ТОПОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ.....	700
<b>ГУЗЕНКО С.А., ГРОСС А.И.</b> ПОЛУЭМПИРИЧЕСКАЯ ТЕОРИЯ ТУРБУЛЕНТНОГО ПЕРЕНОСА В АТМОСФЕРЕ.....	703
<b>ДЕДЕЕВ П.О., АМАТИ G., M.SC.</b> ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АЛГЕБРАИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТУРБУЛЕНТНОСТИ В ПОТОКАХ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ ВО ВНУТРЕННИХ СИСТЕМАХ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ МОЛЕКУЛ.....	705
<b>ДЕМЧЕНКО Е.В., ТРАВКОВ А.Ю.</b> ПОДГОТОВКА ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ И ПРИНЦИП РАСЧЕТА ВЕРТИКАЛЬНОГО МАСЛЯНОГО ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЯ. ЦИКЛОННЫЙ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЬ (КОНСТРУКЦИЯ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, АЛГОРИТМ РАСЧЕТА).....	707
<b>ЗАЙЦЕВ А.А.</b>	

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ДВУХФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В МНОГОСЛОЙНЫХ ПЛАСТАХ.....	709
<b>ИВАННИКОВА Е.С., МАШЛЫКИН Н.А.</b>	
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В ПРЯМОУГОЛЬНОМ КАНАЛЕ.....	711
<b>КАЛАШНИКОВ С.Е., АСЕЕВ А.Л.</b>	
ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ГАЗОКОНДЕНСАТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	713
<b>КИРИЛЛИН А.А., ФЕДОТОВ Э.Н.</b>	
k-ε МОДЕЛЬ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОДИНАМИКИ.....	714
<b>КРАСУЦКИЙ С.П., БУКИН Н.А.</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	716
<b>КУТДАНОВ А.Г., ФЕДОРОВ Н.Е.</b>	
ПОДГОТОВКА ГАЗА НА ПРОМЫСЛЕ. СХЕМА ОЧИСТКИ ОТ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА.....	718
<b>КУЛЬШКИНА С.Г.</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТЕ С УЧЕТОМ ТРЕЩИН ГРП.....	722
<b>ЛОГИНОВСКИХ В.М., ЧЕРЕНЦОВ Д.А.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ КРУТИЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ ВАЛОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	725
<b>МАШУКОВ Г.И., СИНЯКОВ С.А.</b>	
МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ.....	727
<b>МЕРКУРЬЕВ И.Е.</b>	
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ.....	729
<b>МИГАЧЁВА Д.С., ПЕДАШ Д.В.</b>	
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	731
<b>НИКОЛАЕВ Е.В.</b>	
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА КАЧЕСТВО СЕПАРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В УСЛОВИЯХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	733
<b>ОЧИРОВ Г.О.</b>	
ПОСТРОЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ М (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	735
<b>ПАК ГЕН ХО, СИНЕБРЮХОВ К.В.</b>	
РАСЧЕТ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СЕПАРАТОРА.....	737
<b>ПАНАСЕНКО И.А.</b>	
БЫСТРОПРОТЕКАЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ И ИХ МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННОГО ЗАКОНА ФУРЬЕ.....	739
<b>ПАПЧЕНКОВА Р.С.</b>	
ТЕПЛОПЕРЕНОС С УЧЕТОМ РЕЛАКСАЦИИ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА И ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	742
<b>ПЕНЕНКО В.Д.</b>	
ПОСТРОЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО МАРШРУТА ПРОКЛАДКИ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА.....	744
<b>РАДЧЕНКО Д.В., СИДЕЛЬНИКОВ А.В.</b>	
УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ В ДЕЭМУЛЬГАТОРАХ.....	746
<b>РАКИТИН Е.А., БУНЯК О.Г.</b>	
ПОНЯТИЕ О МЕТОДАХ ПОДОБИЯ И АНАЛИЗЕ РАЗМЕРНОСТЕЙ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ.....	748
<b>РУДОВ И.А.</b>	
ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ИЗНОШЕННЫХ ДЕТАЛЕЙ БУРОВОГО НАСОСА УНБ – 600. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ХРОМИРОВАНИЯ ТРАНСМИССИОННОГО ВАЛА БУРОВОГО НАСОСА УНБ – 600.....	750
<b>САФАРОВ М.М., ВОРОНИН К.С.</b>	
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ТРАССИРОВКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕОРИИ ГРАФОВ.....	752
<b>ТИШКИНА Е.В.</b>	
РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С РАЗРЫВОМ ОТ ГИДРОУДАРА В РЕЗУЛЬТАТЕ АКТИВИЗАЦИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА.....	754
<b>ТОРЧИНСКИЙ Ю.В., АКОПОВ А.Д.</b>	
ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СХЕМЫ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ МОДУЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ М (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	756
<b>ФАМ ДИНЬ АН, НГУЕН БАО ТОАН</b>	
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ПЛЕНОЧНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ПАРА.....	758
<b>ФАН КОУК ХАНЬ, НГУЕН ДИНЬ ТХИНЬ</b>	

ПРИМЕНЕНИЕ ИДЕЙ МЕТОДА ПОДОБИЯ В АНАЛИЗЕ ПРОБЛЕМ ВЫБРОСА БОЛЬШИХ МАСС ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОПРОВОДА.....	760
<b>ФАТЬЯНОВ Д.С.</b> ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕЧЕНИЯ ГАЗА В ТРУБОПРОВОДЕ С КОНФУЗОРНОЙ СЕКЦИЕЙ.....	762
<b>ФИНАЕВ А.С.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛОННЫХ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОЧИСКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	764
<b>ШАТОХИНА А.А.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ.....	767
<b>ШИШКИНА Е.О., КОЗЛОВ Д.Е.</b> ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ РАСЧЕТЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА.....	769
<b>ЯКУПОВ А.У., МАМАДАЛИЕВ Р.А., ВОРОНИН К.С.</b> АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРОВ.....	771
<b>СЕКЦИЯ 19. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО</b>	
<b>ШАРФ И.В.</b> ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОЕ ПАРТНЕРСТВО ПРИ ОСВОЕНИИ ГАЗОГИДРАТОВ.....	773
<b>АБЫЛКАИРОВ И.Е., РОМАНИУК В.Б.</b> О НЕОБХОДИМОСТИ И ПРОБЛЕМАХ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	774
<b>АНТОНЕНКО О.А., РОМАНИУК В.Б.</b> ИНВЕСТИЦИОННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ ДЛЯ КОНТРАГЕНТОВ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.....	776
<b>АНТОШКИНА А.В., ХУДЯКОВ Д.В.</b> КАДРОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.....	777
<b>АРБУЗОВ Е.С.</b> ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА НА ПРЕДПРИЯТИИ «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК».....	779
<b>АХМАДЕЕВ К.Н., ГРИНКЕВИЧ А.М., РАЧИЛИН А.Ю.</b> СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.....	782
<b>БЕЛОЗЕРОВА Д.С.</b> СОЦИАЛЬНАЯ АКТИВНОСТЬ КАК ФОРМА УЧАСТИЯ КОМПАНИИ В РАЗВИТИИ ТЕРРИТОРИИ ПРИСУТСТВИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ЦВЕТНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ).....	784
<b>БИБИКОВА Т.С.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА.....	789
<b>БОЛТАНОВА Е.С.</b> ГОРОД И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ.....	790
<b>БОЛЬШУНОВ А.В.</b> НАЛОГОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ И СУБСИДИРОВАНИЕ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ США.....	792
<b>ВАЛЕТОВА Т.О.</b> ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ АВТОПАРКА НА ГАЗОМОТОРНОМ ТОПЛИВЕ В РОССИИ.....	796
<b>ГАЙАМФИ-ИБОА ЭБИНИЗЕР, ГЛЫЗИНА Т.С.</b> ДОБЫЧА НЕФТИ В ГАНЕ.....	797
<b>ГРАУБЕРГЕР А.В.</b> ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ НА РЫНКЕ ИНГИБИТОРОВ АСПО.....	799
<b>ГУЗЕНКО С.А., ГЛЫЗИНА Т.С.</b> РОЛЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ.....	801
<b>ДИРИНА Д.Н., ВЕДЕНЯПИНА А.А.</b> ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ SAP НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРЕДПРИЯТИИ.....	804
<b>ДРУГОВА Я.В., НАДИН В.В.</b> МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	805
<b>ДУМА Е.М.</b> ПРИЧИНЫ НЕЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИЙСКИХ ОСОБЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗОН.....	807
<b>ЕПИФАНОВА И.А., ШАТЫЛО С.В.</b> АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.....	809
<b>ЗЕНКОВА А.С.</b> ЮРИДИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЯ В СФЕРЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ.....	812
<b>КАЛАШНИКОВ С.Е., ГЛЫЗИНА Т.С.</b>	

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ BAUTEX ENERGY CORP.....	814
<b>КАЛАШНИКОВА Д.С., АЛАЕВ А.А., ИШТУНОВ С.А.</b>	
РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОГО ТУРИЗМА.....	815
<b>КАЛИНИН П.Ю., САКСОНОВА Е.Я.</b>	
ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	817
<b>КАЛИНИН П.Ю.</b>	
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА ОБУСТРОЙСТВА ПРИРАЗЛОМНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	819
<b>КАПУСТИН Е.И.</b>	
ДИНАМИКА ГОСУДАРСТВЕННОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ ВОСПРОИЗВОДСТВА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....	821
<b>КИРИЛЛОВ К.О.</b>	
ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИНЦИПА СВОБОДЫ ДОГОВОРА В ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОМ ПАРТНЕРСТВЕ.....	823
<b>КИРЯГИНА А.А.</b>	
МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНЦИЙ ПЕРСОНАЛА.....	825
<b>КЛИМЕНКО В.В., БЕККЕР А.В.</b>	
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ НА ГКС ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА.....	827
<b>КОЗУБОВ Д.В.</b>	
ПРОБЛЕМА ЕСТЕСТВЕННЫХ МОНОПОЛИЙ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ.....	829
<b>КОНОВАЛОВА К.А.</b>	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА РАБОТНИКА НА ОСНОВЕ СИСТЕМЫ МАЙЕРС-БРИГГС.....	830
<b>КОНОВАЛОВА К.А.</b>	
ДОСТОИНСТВА МЕТОДА ОЦЕНКИ «360 ГРАДУСОВ».....	833
<b>КОРНЕВА Ю.С., КОНОВАЛОВА К.А.</b>	
ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА (СЭМ) НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ».....	837
<b>КОРОЛЕВ С.Н.</b>	
БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО – ПУТЬ К УСПЕХУ СОВРЕМЕННЫХ ИГРОКОВ.....	839
<b>КРАВЧЕНКО С.В., КУЧКОВ В.В., АНТОНЕНКО О.А.</b>	
СПЕЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ СУБЪЕКТОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ.....	840
<b>КУЧКОВ В.В., ХУДЯКОВ Д.В., ПОТАПОВ Д.В.</b>	
ОРГАНИЗАЦИЯ ГОСЗАКУПОК КОНТРАГЕНТОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.....	841
<b>ЛЕ ВАН ТУНГ, ГЛЫЗИНА Т.С.</b>	
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ ВО ВЬЕТНАМЕ.....	843
<b>МАКАШЕВА Ю.С., КАЛАШНИКОВА Д.С.</b>	
ТРУДОВОЙ ПОТЕНЦИАЛ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ.....	844
<b>МИТУЛИНСКАЯ Я.А.</b>	
К ВОПРОСУ О ВЗАИМОСВЯЗЯХ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ПРАВОМ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ.....	846
<b>НАДИН В.В., ДРУГОВА Я.В., ТИЗОВАТОВА К.А.</b>	
ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА (СЭМ) НА ПРЕДПРИЯТИИ ЗАО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ».....	848
<b>НАДИН В.В., ДРУГОВА Я.В.</b>	
РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА (НА ПРИМЕРЕ ООО «РН -ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»).....	850
<b>НГУЕН БАО ТОАН, ГЛЫЗИНА Т.С.</b>	
ВЛИЯНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ «RETROVIETNAM» НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ ВЬЕТНАМА.....	853
<b>НИКИТИНА А.А., ОХОТНИКОВ В.В., АХМЕДОВ Э.А.</b>	
СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ».....	854
<b>ОСТРАНИЦЫН И.С.</b>	
ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ ВЛИЯНИЯ МЕСТНЫХ СООБЩЕСТВ НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ.....	856
<b>ОСТРАНИЦЫН И.С.</b>	
ФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ СТРАТЕГИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	858
<b>ОХОТНИКОВ В.В.</b>	
ОБЗОР РЫНКА РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ.....	861
<b>ОХОТНИКОВ В.В., ГОНЧАРОВА А.С.</b>	

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА УСПЕШНЫХ УСИЛИЙ В СРАВНЕНИИ С МЕТОДОМ ПОЛНОЙ СТОИМОСТИ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ЦЕН НА РЫНКЕ.....	863
<b>ПАВЛЕНКО Ю.В.</b> ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ СЛУЖБЫ УПРАВЛЕНИЯ ИМУЩЕСТВОМ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.....	856
<b>ПАВЛЕНКО Ю.В., ГОНЧАРОВА А.С., КОРОЛЕВ С.Н.</b> ПОЛИТИКА ОАО «ТОМСКГАЗПРОМ» В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	867
<b>ПАРФИНОВИЧ А.К.</b> ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РФ.....	869
<b>ПЕТРЕНКО А.В., ЖУКОВ Р.П., ЧЕРНОВ В.В.</b> ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА (СЭМ) НА ПРИМЕРЕ АО «АЛДАНЗОЛОТО» ГРК».....	871
<b>ПОЛОНСКИЙ М.С., ЖЕЛНОРОВИЧ В.А., КОТОМКИН Р.А.</b> ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩИЙ СПОСОБ ПРОИЗВОДСТВА МОДИФИКАТОРОВ БИТУМА НА ОСНОВЕ АТАКТИЧЕСКОГО ПОЛИПРОПИЛЕНА.....	873
<b>ПРОВоторова Е.А.</b> АНАЛИЗ КОЛЛЕКТИВНЫХ ДОГОВОРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	875
<b>ПУШКИН А.С.</b> ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА ПРЕДПРИЯТИИ «АО МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ».....	877
<b>РОДИОНОВА Н.А., ТУГУТОВА С.С.</b> АКТУАЛЬНОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА СТУДЕНТАМИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ.....	879
<b>РОДИОНОВА Н.А., ТУГУТОВА С.С.</b> ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «G» – НЕЗАМЕНИМЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ.....	881
<b>РОМКИН А.А., МАТВИЕНКО В.В.</b> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЕРОВОДОРОДОСОДЕРЖАЩЕГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ.....	883
<b>САКСОНОВА Е.Я., ВАСИЛЬЕВ Л.А.</b> АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ АО «ТРАНСНЕФТЬ – ЦЕНТРАЛЬНАЯ СИБИРЬ».....	885
<b>САКСОНОВА Е.Я., КАЛИНИН П.Ю.</b> ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ В ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ».....	887
<b>СЕМЯКИНА А.В.</b> СООТНОШЕНИЕ ПРАВ НА ЗЕМЕЛЬНЫЙ УЧАСТОК И НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РОССИИ И ВЕЛИКОБРИТАНИИ.....	889
<b>СИЯЗОВ А.К.</b> ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ С УЧЕТОМ ФАКТОРОВ РИСКА (УЧАСТОК X, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН).....	890
<b>СНИТКО Н.О.</b> ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМЫ В ОТРАСЛИ ЗОЛОТОДОБЫЧИ.....	892
<b>ТАМАН К.Р.</b> ВЛИЯНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ПО ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ.....	894
<b>ТЕРДИ Е.С., ШАТОВА М.Н.</b> ПРИМЕНЕНИЕ КАТЕГОРИИ ЕДИНОГО НЕДВИЖИМОГО КОМПЛЕКСА В СФЕРЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	897
<b>ТУГУТОВА С.С., РОДИОНОВА Н.А.</b> РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА В СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ.....	899
<b>ТЫРЫЛГИНА А.П.</b> ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЦЕН НА РЫНКЕ КОКСУЮЩЕГОСЯ УГЛЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ.....	901
<b>ФАМ ВАН ХОАНГ, ГЛЫЗИНА Т.С.</b> ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ТИТАНА ВО ВЬЕТНАМЕ.....	902
<b>ФАМ ДИНЬ АН, ГЛЫЗИНА Т.С.</b> ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ВЬЕТНАМА.....	904
<b>ФЕДОРОВ К.В., ВАЗИМ А.А.</b> МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	905
<b>ХУДЯКОВ Д.В., РОМАНИУК В.Б.</b> ПРОБАЦИЯ КОМПЕТЕНТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ СПЕЦИАЛИСТОВ СЛУЖБ ЛОГИСТИКИ	

ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ ШЕЛЬФ».....	907
<b>ЧАЛЫШЕВА К.Е.</b> ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГОРНЫХ РАБОТ.....	909
<b>ЧАСОВСКИХ К.В.</b> НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРЕДЕЛАХ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ.....	911
<b>ЧЕ В.А.</b> ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В РОССИИ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ .....	913
<b>ЧЕ В.А.</b> ПРАВОВАЯ ПРИРОДА ДОГОВОРА ПО ОКАЗАНИЮ УСЛУГ БУРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА.....	915
<b>ЧИКОВА Е.Ю.</b> ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЗЕМЕЛЬНЫХ СЕРВИТУТОВ ДЛЯ ДОСТУПА К УЧАСТКУ НЕДР.....	916
<b>ШАТЫЛО С.В.</b> ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ СЕПАРАЦИИ «ВОДА-НЕФТЬ».....	917
<b>ШАТЫЛО С.В.</b> СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ.....	919
<b>ШИЛОВА А.С.</b> РЕКРЕАЦИЯ КАК ЗНАЧИМЫЙ КОМПОНЕНТ СИСТЕМЫ КСО.....	921
<b>ЭДЕР В.Г., КЛИМЕНКО В.В.</b> ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ).....	923
<b>СЕКЦИЯ 20. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)</b>	
<b>ZARIVALOV N.P.</b> PETROLEUM GEOLOGY IN THE 21ST CENTURY.....	926
<b>BOZCHENKO N.P.</b> MOOS WIE BIOINDIKATOR DER UMWELTVERSCHMUTZUNG.....	930
<b>BUKHOVSKIY M.A.</b> ANALYSE VON LECKERKENUNGSSYSTEMEN AN ÖLROHRFERNLEITUNGEN.....	932
<b>CHERNYKH E.S.</b> CHANGING OF GEOLOGICAL ENVIRONMENT UNDER THE INFLUENCE OF NON-RECURRENT FAST PROCESSES.....	934
<b>DZHUMAYAN N.R.</b> SULFIDE INCLUSIONS IN MUGUNSKOE COAL DEPOSIT (IRKUTSK BASIN).....	936
<b>EVGRAFOVA V.I., KOLPAKOVA M.N.</b> MIGRATION PATTERN OF CHEMICAL ELEMENTS IN SALINE LAKES OF KULUNDA PLAIN (ALTAI REGION) CONSIDERING CHEMICAL TYPE OF WATER.....	938
<b>GABDRAKHMANOV D.T.</b> EPR STUDY OF HYDROCARBON GENERATION POTENTIAL OF ORGANIC RICH DOMANIC ROCKS.....	940
<b>GOLESHCHIKHINA A.A.</b> BODENDEGRADATION: NEGATIVE AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT.....	942
<b>GRIGORYEVA M.M.</b> FISCHER-TROPSCH-SYNTHESE.....	943
<b>ISLYAMOVA A.A.</b> INFLUENCE OF ROCK FRACTURING AND POROSITY ON SEISMIC WAVES BY MATHEMATICAL MODELING.....	945
<b>KALINKINA E.R.</b> LANDWIRTSCHAFTLICH BENUTZTE FLÄCHEN.....	947
<b>KHLEBNIKOVA E.S., VOROBEV A.</b> NUMERICAL MODELLING OF ABSORPTION OF GASEOUS INCLUSIONS RISING IN LIQUID.....	949
<b>KOLPASNIKOVA YU.S.</b> FROM THE HISTORY OF MINING: DEMIDOV'S ACTIVITIES IN THE PUBLICATIONS OF "GORNYY ZHURNAL" (1861-1896).....	951
<b>KPATA MC EJNI RICHMOND ELOGE, ISLYAMOVA A. A.</b> USING A FFT-BANDSTOP-FILTER IN SEISMIC DATA PROCESSING.....	952
<b>MAKARTSOVA E.S.</b> DEGRADATION DER ERDEN IN EUROPA.....	954
<b>MELIN D.A.</b> TOWARDS THE MINAMATA BAY ANTI-MERCURY POLLUTION PROJECT (KUMAMOTO PREFECTURE, JAPAN).....	956



<b>MILKE A.A.</b> TUBING CORROSION ANALYSIS.....	958
<b>MILKE D.S.</b> GEOLOGICAL STRUCTURE AND FUTURE DEVELOPMENTS OF UST-TYM DEPRESSION.....	959
<b>MOREV V.A.</b> SELECTION OF THE OPTIMUM CONDITIONS OF CORE SAMPLES PREPARATION TO PETROPHYSICAL STUDIES.....	960
<b>PAVLOVA A.A.</b> ELEKTROMAGNETISCHE UND AKUSTISCHE EMISSION VON MAGMA.....	961
<b>PAVLOVA I.V., KURILO S.A.</b> ORGANIZATION OF RADIOECOLOGICAL RESEARCH AT EARLY STAGE OF FIELD DEVELOPMENT IN ELKON URANIUM ORE DISTRICT (SOUTH YAKUTIA).....	963
<b>POLYAKOVA K.A.</b> ABBILDUNGSPROZESSEN IN ERDÖL-WASSER-EMULSIONEN.....	965
<b>POPOVA N.V., BELINSKAYA N.S., FRANTSINA E.V.</b> OPTIMIZATION OF DIESEL FUEL CATALYTIC DEWAXING PROCESS CONSIDERING THE CATALYST DEACTIVATION.....	967
<b>RUSINOV D.YU.</b> INCREASING DURABILITY OF SIDETRACK CEMENT STONE.....	969
<b>SAFARALIEV N.S., FAIZIEV A.R.</b> AMPHIBOLE SKARN-MAGNETITE DEPOSITS SHOHKADAMBULAK (KARAMAZAR, NORTHERN TAJIKISTAN).....	971
<b>SAMUSCHEWA A.A.</b> STEUERUNG DER SALZABLAGERUNG IN DEN BETRIEBSÖLLAGERSTÄTTEN.....	973
<b>SATTOROV K.H.L., EGAMOV F.A.</b> GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL AND MINERALOGICAL FEATURES OF BASALT FOR THE PRODUCTION OF DIFFERENT PRODUCT RANGE.....	974
<b>SCHERBAKOV R.E., GUTAREVA N.YU.</b> THE STUDY OF THE PROPERTIES OF ELASTOMERS DURING ROUND-TRIP OPERATIONS.....	975
<b>SCHABUNIN D.D.</b> BERGBAUBETRIEB UND SEINE AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT.....	977
<b>SHAKIROV A.B.</b> GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS OF BAZHENOV FORMATION IN EASTERN PART OF TOMSK REGION.....	979
<b>SHTANKO S.A., MARGERT A.S.</b> LOW-TEMPERATURE PROPERTIES INVESTIGATION OF FIELD A TANK OIL.....	981
<b>SOLOVEV V.V.</b> DEEPWATER PIPELINE INSTALLATION METHODS. THEIR POTENTIAL APPLICATION IN THE ARCTIC. MODERN TECHNOLOGY AND FEATURES.....	983
<b>SOLOVEV V.V., ZYATIKOV P.N., KOZYREV I.N.</b> SUBSEA UMBILICAL CROSS-SECTION DESIGN. STRESS PREDICTION OF ITS STRUCTURAL COMPONENTS.....	985
<b>SUNNATULLOEV SH.SH.</b> THE INFLUENCE OF ANTHROPOGENIC FACTORS ON THE PRODUCTION OF GOLD AND URANIUM MINING ON THE ECOSYSTEM.....	987
<b>SVIRIDOVA E.V., KIRGINA M.V.</b> DEVELOPMENT OF GASOLINE BLENDING RECIPES TAKING INTO ACCOUNT VOLUME AND COMPOSITION OF THE INVOLVED FEEDSTOCK.....	989
<b>TARNOVSKAYA O.D.</b> EINFLUSS DES ÄUßEREN DONORS AUF PROPYLEN-POLYMERISATION.....	991
<b>TSIVELEV K.V.</b> ANALYSIS OF SHORT-TERM WELL OPERATION AND RECOMMENDATIONS FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP OPTIMIZATION.....	993
<b>VASINA E.V.</b> FAKTOREN DES KLIMAWANDELS.....	995
<b>YURYEWA Y.S.</b> GENETISCHE TYPEN DER GOLDOVORKOMMEN.....	997
<b>ZIPPA E.V.</b> EQUILIBRIUM-NONEQUILIBRIUM STATE OF THE SYSTEM OF NITROGEN RICH THERMAL WATERS AND ROCKS IN JIANGXI PROVINCE (SE CHINA).....	998
<b>ZYRYANOVA I.V.</b> PARAFFINKRISTALLENBILDUNG IM DIESELKRAFTSTOFF.....	1000

**ПОДСЕКЦИЯ 1  
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ  
В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

<b>ALEXANDROV A.O.</b> TELE- AND VIDEOCONFERENCE INTERPRETING IN CROSS-CULTURAL COMMUNICATION.....	1002
<b>ANTER Z., KULESHOVA M.V.</b> CROSS-CULTURAL COMMUNICATION AND ONOMASIOLOGIC AWARENESS.....	1004
<b>BALDAEVA T.M.</b> PROFESSIONAL PORTFOLIO AS AN EDUCATIONAL APPROACH IN THE SYSTEM OF INTERNATIONAL MINING-ENGINEERING EDUCATION.....	1006
<b>BEK D.V.</b> CHALLENGES OF INTERPRETING IN CROSS-CULTURAL PROFESSIONAL COMMUNICATION.....	1007
<b>BOBKOV A.G.</b> CROSS-CULTURAL DIVERSITY OF NON-VERBAL COMMUNICATION: SPATIAL ORGANIZATION IN PROFESSIONAL INTERACTIONS.....	1009
<b>FROLOVA A.V., STASYUK N.A.</b> MODERN INTERNET RESOURCES IN FOREIGN LANGUAGE TEACHING.....	1011
<b>GALIMOV D.I., TAUSHKANOVA T.K.</b> INTERCULTURAL PROFESSIONAL COMMUNICATIVE COMPETENCE.....	1013
<b>KARAVSKIY D.V., KIMBAEV K.M.</b> LANGUAGE BARRIER IN ENGLISH LEARNING AND METHODS TO OVERCOME CHALLENGES.....	1014
<b>MIKHIEV A.A., SALIKAEVA O.V.</b> CORPORATIVITY: MODERN ORGANIZATIONAL COMMUNICATION.....	1016
<b>MILOVANOVA A.V., SALIKAEVA O.V.</b> CROSS-CULTURAL COMMUNICATION.....	1017
<b>MOVSESYAN A.YU., KULESHOVA M.V.</b> POLITICAL CORRECTNESS OR LANGUAGE TACT.....	1019
<b>MURASHOVA E.E.</b> EFFICIENT BUSINESS COLLABORATION: WORKING IN MULTINATIONAL VIRTUAL TEAMS.....	1020
<b>OMIRBEKOVA A.N.</b> WAYS OF NEOLOGISM CREATION IN THE MODERN ENGLISH LANGUAGE.....	1022
<b>PASTAEVA A.K., OSHLYKOVA I.YU.</b> PROFESSIONAL SUBLANGUAGE TRAINING.....	1023
<b>PLUZHNOVA A.YU., STASYUK N.A.</b> ROLE OF STEREOTYPES IN CROSS-CULTURAL COMMUNICATION.....	1025
<b>SHEPOTKO M.D.</b> COLLABORATION IN MULTICULTURAL BUSINESS TEAMS: CHALLENGE OF EMPLOYEE ADAPTATION.....	1026
<b>SHINKOVSKAYA A.N.</b> THE MAIN LINGUISTIC AND STYLISTIC FEATURES OF YOUTH SLANG IN THE MODERN ENGLISH LANGUAGE.....	1028
<b>ВЕРШИНИНА Е.В.</b> СИТУАТИВНОСТЬ И СИТУАЦИИ В РАЗВИТИИ УМЕНИЙ МОНОЛОГИЧЕСКОЙ ФОРМЫ ОБЩЕНИЯ СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА.....	1030
<b>ГАБДРАКИПОВА Э.И.</b> ЭТНОКУЛЬТУРНОЕ МНОГООБРАЗИЕ РОССИИ И ПРОБЛЕМЫ ЭТНИЧЕСКОЙ ТОЛЕРАНТНОСТИ.....	1033
<b>ГАЙНУЛИНА К.Р.</b> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГРАММАТИЧЕСКИХ НАВЫКОВ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА НА ОСНОВЕ ТЕКСТА У СТУДЕНТОВ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА.....	1034
<b>ЕВСЮКОВ С.А.</b> РУССКИЙ ЯЗЫК ДЛЯ СТУДЕНТОВ-КИТАЙЦЕВ: ТРУДНОСТИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ.....	1036
<b>ЕГОРОВ Е.К.</b> СТРАХИ И ТРЕВОГИ ПЕРВОКУРСНИКА И УСЛОВИЯ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ.....	1038
<b>МАРДАНОВ К.Э.</b> СПЕЦИФИКА ИНТЕРНЕТ-ОБЩЕНИЯ НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ.....	1039
<b>МЕЛЬНИКОВА В.И.</b> ПОИСК И ОВЛАДЕНИЕ НОВЫМИ ЗНАНИЯМИ КАК ОСНОВНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ УЧЕБНОЙ МОТИВАЦИИ СТУДЕНТА-ПЕРВОКУРСНИКА.....	1041
<b>МЕТЛЯКОВ Л.В.</b> СПОСОБЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА В ИНТЕРНЕТ-ПРОСТРАНСТВЕ.....	1042
<b>НУРСАЛИЕВА А.А.</b> ИСКУССТВЕННЫЕ ЯЗЫКИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ.....	1044
<b>СЕМЕНОВА И.В.</b> САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА К СДАЧЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ ЭКЗАМЕНОВ (FCE).....	1046
<b>ТРЕТЬЯКОВ Я.В.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРЕВОД ЯЗЫКОВЫХ И ВЫРАЗИТЕЛЬНЫХ СРЕДСТВ В АНГЛИЙСКИХ РЕКЛАМНЫХ ТЕКСТАХ.....	1048
<b>ФЕФЕЛОВ В.А.</b> НОРМАТИВНЫЙ И ЭТИЧЕСКИЙ АСПЕКТЫ КУЛЬТУРЫ РЕЧИ В УСЛОВИЯХ КОМПЬЮТЕРНОЙ СЕТЕВОЙ КОММУНИКАЦИИ.....	1050

**Научное издание**

## **ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР**

Труды XXI Международного симпозиума имени академика  
М.А. Усова студентов и молодых ученых,  
посвященного 130-летию со дня рождения  
профессора М.И. Кучина

**II Том**

*Издано в авторской редакции*

Компьютерная верстка  
И.В. Павлова, А.А. Боброва

Дизайн обложки  
ИП Мазенков Олег Вениаминович

Подписано к печати 15.06.2017 г. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка» 80 г/м.кв.  
Печать CANON. Уч.-изд.л.  
Тираж 200 экз.

ИП Мазенков Олег Вениаминович  
634049 г. Томск, ул. И.Черных, д.1, кв. 99  
Тел/факс (3822) 55-63-76, 55-51-64