

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ



ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XIX Международного симпозиума имени академика
М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного
70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской
Германией*

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 962 с.
ISBN 978-5-98298-569-9

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, геoinформационных 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 полезных ископаемых, 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 и углеводородного сырья, землеустройства, экономики минерального сырья, горного права.

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

**УДК 504(063)
ББК 20.1л0**

Главный редактор – А.Ю. Дмитриев, директор
Ответственный редактор – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.
Ответственные редакторы секций:
Секция 1 – Б.Д. Васильев, доцент, к.г.-м.н.
Секция 2 – И.В. Кучеренко, профессор, д.г.-м.н.
Секция 3 – А.К. Мазуров, профессор, д.г.-м.н.
Секция 4 – Н.М. Недоливко, доцент, к.г.-м.н.
Секция 5 – Ю.В. Колмаков, доцент, к.г.-м.н.
Секция 6 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 7 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 8 – А.А. Поцелуев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 9 – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.
Секция 10 – Е.Г. Языкoв, профессор, д.г.-м.н.
Секция 11 – П.Н. Зятиков, профессор, д.т.н.
Секция 12 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 12 (подсекция 2) – Э.Д. Иванчина, профессор, д.т.н.
Секция 13(подсекция 1) – В.В. Коробочкин, профессор, д.т.н.
Секция 13(подсекция 2) – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 14 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 15 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 16 – Л.А. Саруев, профессор, д.т.н.
Секция 17 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 18 (подсекция 1) – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.
Секция 18 (подсекция 2) – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 19 – П.А. Стрижак, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 20 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 21 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Круглый стол – Е.И. Короткова, профессор, к.х.н.
Технические редакторы – А.В. Шадрина, доцент д.т.н.,
А.В. Епихин, ст. преподаватель

ISBN 978-5-98298-569-9

© ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2015
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2015

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

SPE STUDENT CHAPTER



PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 19th International Scientific Symposium of students,
Postgraduates and young Scientists devoted to the
70th Anniversary Soviet People's Victory against fascism in the Great Patriotic
War 191-1945 years*

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2015

UDC 504(063)

BBC 20.1л0

P78

Q78 Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 18th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 115th Anniversary of Academician K.N. Satpaev and 120th Anniversary of Corresponding member of RAN of USSR F.N. Shakhov. Pat II; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2015. – 962 p.

ISBN 978-5-98298-569-9

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, geocology, environmental protection, complex mineral resource usage, land management, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 18th International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Agency of Education (Rosnauka) and under the support of Russian Foundation for Basic Research.

UDC 504(063)

BBC 20.1л0

Editor-in-chief – A.Yu. Dmitriev, director

Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor

Panels' executive editors:

Panel 1 – B.D. Vasiliev, Associate Professor, Ph D (in Mineralogy)

Panel 2 – I.V. Kucherenko, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 3 – A.K. Mazurov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 4 – N.M. Nedolivko, Associate Professor, Ph D (in Mineralogy)

Panel 5 – Yu.V. Kolmacov, Associate Professor, Ph D (in Mineralogy)

Panel 6 – V.K. Popov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 7 – S.L. Shvartzev, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 8 – A.A. Potseluev, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 9 – O.A. Pasko, Professor, Dsc (in Agricultural)

Panel 10 – E.G. Yazikov, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 11 – P.N. Zyatikov, Professor, Dsc (in Technical)

Panel 12 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (in Physico-Mathematical)

Panel 12 (2) – E.D. Ivanchina, Professor, Dsc (in Technical)

Panel 13 (1) – V.V. Korobochkin, Professor, Dsc (in Technical)

Panel 13 (2) – V.I. Vereshagin, Professor, Dsc (in T Chemical)

Panel 14 – V.D. Yevseyev, Professor, Dsc (in Technical)

Panel 15 – S.Y. Ryabchikov, Professor, Dsc (in Technica)

Panel 16 – L.A. Saruev, Professor, Dsc (in Technical)

Panel 17 – V.G. Krets, Associate Professor, Dsc (in Technical)

Panel 18 (1) – A.V. Rudachenko, Associate Professor, Ph D (in Technical)

Panel 18 (2) – S.N. Kharlamov, Professor, Dsc (in Physico-Mathematical)

Panel 19 – P.A. Stryjak, Professor, Dsc (in Physico-Mathematical)

Panel 20 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (in Economic)

Panel 21 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (in Philological)

Roundtable discussion – E.I. Korotkova, Professor, Dsc (in T Chemical)

Technical editor – A.V. Shadrina, Associate Professor PhD (in Technical)

A.V. Epichin, senior lecturer

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training
«National Research Tomsk Polytechnic University», 2015
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University
Publishing House, 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

6-10 апреля 2015 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Девятнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией.

Организация и проведение Девятнадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука), 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 в 2015 г. отметил свое 114-летие. Он 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 ГТИ) 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 250 – докторами и более 1600 – 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 357 преподавателей, среди которых 7 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 57 докторов и 160 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 21 секции 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. Методы. Результаты. Перспективы; 9. Землеустройство. Наука и практика; 10. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; 10 секция, подсекция 1 – Геоэкология и защита окружающей среды; 10 секция, подсекция 2 – Общие проблемы биологии, экологии и географии; 11. Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 12. Современные технологии подготовки освоения и переработка углеводородного сырья; 12 секция, подсекция 1 – Переработка нефти и газа; 12 секция, подсекция 2 – Моделирование процессов переработки углеводородного сырья; 13 Комплексное использование и переработка минерального сырья; 13 секция, подсекция 1 – Переработка минерального и техногенного сырья; 13 секция, подсекция 2 – Переработка силикатного сырья; 14. Современные технологии и техника бурения нефтяных и газовых скважин; 15. Современные технологии и техника разведки месторождений твердых и рыхлых полезных ископаемых; 16. Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых; 17. Современная нефтепромысловая техника и ее совершенствование; 18. Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ; 18 секция, подсекция 1 – Современные машины и оборудование транспортировки и хранения нефти и газа; 18 секция, подсекция 2 – Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа; 19. Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 20. Экономика минерального и

углеводородного сырья. Горное право; 21. Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках); Круглый стол: «Патриотизм. Молодежь. Современность».

Деятнадцатый Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований. Заявки для участия в симпозиуме подали 1250 студентов и молодых ученых России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили 1020 докладов, из которых 262 доклада заявили иногородние участники.

Это представители дальнего зарубежья – 22 участника из 16 ВУЗов, научных и производственных организаций 12 городов. Страны СНГ представили 30 участников из 30 ВУЗов, научных и производственных организаций 15 городов. Россия была представлена 968 участниками, из них 210 иногородними участниками из 78 ВУЗов, научных и производственных организаций 48 городов. Томичи представили 758 докладов (из них ТПУ 710). С докладами на английском и немецком языках выступило 54 человека с 47 докладами.

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола, из 1020 представленных докладов было заслушано 810 докладов (из ТПУ – 690). Стендовых докладов было рассмотрено – 210. Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые выступили со 110 докладами.

Статус участников симпозиума, из представивших 1020 докладов, следующий: студентов – 694, аспирантов – 190, научных сотрудников – 80, инженеров – 32, молодых преподавателей – 20, школьников – 4.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов – 954, из РАН – 24, НАН – 7, из отраслевых НИИ – 20, из производственных организаций – 11, из школ – 4.

Из 810 заслушанных докладов (из ТПУ – 690) доклады студентов и магистрантов составили – 646 (из ТПУ – 608), доклады аспирантов и молодых ученых – 160 (из ТПУ – 82) и 4 школьников. Заседания симпозиума по 21 секции в течение 4-х дней посетило 1900 человек.

Наибольшее число докладов было представлено на секциях: «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии» – 95 докладов 105 авторов (председатель секции Язиков Е.Г., д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой ГЭГХ ИПР ТПУ и сопредседатель секции Рихванов Л.П., д.г.-м.н., профессор кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ); на секции «Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья» – 66 докладов 80 авторов (председатель секции – Недолишко Н.М., к.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Дальнее зарубежье было представлено 22 докладами из 12 стран: Германии, Великобритании, Нидерландов, Швейцарии, Мексики, Франции, Китая, Италии, Вьетнама, Монголии, Новой Зеландии и Нигерии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представило 30 докладов из 7 стран: из Национальных Академий наук и вузов Белоруссии, Казахстана, Латвии, Армении, Узбекистана, Киргизии, Таджикистана.

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), Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, Российского университета дружбы народов (г. Москва), Института геохимии и аналитической химии Российской академии наук (г. Москва), Всероссийского научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий (г. Москва), ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Москва), Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина (г. Москва), Института минералогии, геохимии и кристаллографии редких элементов РАН (г. Москва), Института экспериментальной минералогии Российской академии наук (г. Москва), Геологического института Российской академии наук (г. Москва), Нефтяной компании «Шлюмберже Лоджелко» инк (г. Москва), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Автономного университета Пуэблы Бенемерита (г. Пуэбла, Мексика), Университета Флоренции (г. Флоренция, Италия), Санкт Петербургского государственного лесотехнического университета им. С.М. Кирова, Санкт-Петербургского государственного университета, Сайгонского государственного университета: (г. Сайгон, Вьетнам), Института технологической химии Технологического университета (г. Дрезден, Германия), Кембриджского университета (г. Кембридж, Великобритания), Университета Шеффилда (г. Шеффилд, Великобритания), Национального университета (г. Рим, Италия), ООО «Биттер-Фельд» (г. Фрайберг, Германия), Китайского геологического университета (г. Ухань), Университета Париж-Сюд XI (г. Париж, Франция), Университета г. Манхейма (г. Манхейм, Германия), Национального университета (г. Ханой, Вьетнам), Национального университета Монголии (г. Улан-Батор, Монголия), Университета Париж-II (г. Париж, Франция), Университета Париж-11 (г. Орсей, Франция), Университета ХанOVER (г. ХанOVER, Германия), Национального института технологии (Новая Зеландия), Дортмундского технического университета (г. Дортмунд, Германия), Департамента природных ресурсов (г. Ханой, Вьетнам), Технологического университета (г. Дельфт, Нидерланды), Гомельского государственного университета им. Франциско Скорины (г. Гомель, Белоруссия), Лозанского Университета (г. Лозанна, Швейцария), Научно-исследовательского института минеральных ресурсов (г. Ташкент, Узбекистан), Таджикстанского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Национального университета им. Мирзо Улугбека (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологических наук им. К. И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан), Восточно-Казахстанского государственного технического университета им. Д. Серикбаева (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Ташкентского государственного Технического университета им. Абу Райхона Бируни (г. Ташкент, Узбекистан), Института радиационной безопасности и экологии (г. Курчатова, Казахстан), Республиканского унитарного предприятия «Проектный институт Белорусии Белгипрозем» (г. Минск, Белоруссия), Азербайджанской государственной нефтяной академии (г. Баку, Азербайджан), Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти «БелНИПИнефть» (г. Гомель, Белоруссия),

Таджикистанского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Центра наук о Земле, металлургии и обогащения НАН (г. Алматы, Казахстан), Каспийского общественного университета (г. Алматы, Казахстан), Карагандинского государственного технического университета, (г. Караганда, Казахстан), Таразского государственного университета им. М. Х. Дулати (г. Тараз, Казахстан), Латвийского центра окружающей среды, геологии и метеорологии (г. Рига, Латвия), Института ноосферы Национального Центра космических исследований и технологий (г. Алматы, Казахстан), Латвийского сельскохозяйственного университета (г. Елгава, Латвия), Национального аграрного университета Армении (г. Ереван, Армения). Белорусской государственной сельскохозяйственной академии (г. Горки, Белоруссия), Института гидрогеологии и инженерной геологии НАН (г. Ташкент, Узбекистан), Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (г. Ташкент, Узбекистан), Ошского технологического университета (г. Ош, Казахстан), Кыргызского государственного технического университета им. Раззакова (г. Бишкек, Кыргызстан), Казахского агротехнического университета им. Сайфуллина (г. Астана, Казахстан), Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улбeka (г. Ташкент, Узбекистан), Южно-Казахского государственного университета им. М. Ауэзова (г. Шымкент, Казахстан), Института геологии и геофизики Национальной Академии Наук Узбекистана (г. Ташкент, Узбекистан), Казахского НИИ экологии и климата (г. Астана), Института геохимии и геофизики Национальной академии наук Белоруссии (г. Минск, Белоруссия), Научно-исследовательского института ирригации водных проблем при Ташкентском институте ирригации и мелиорации (г. Ташкент, Узбекистан); Института геологических наук Национальной Академии Наук Республики Армении (г. Ереван, Армения), Западно-Казахстанского инженерно-гуманитарного университета (г. Уральск), Руднинского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), Казахского НИИ радиационной медицины и экологии (г. Семей, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Института геологии и сейсмологии Академии наук Молдовы (Кишинев), Института горного дела и горных технологий (г. Бишкек, Кыргызстан), Института экологических проблем Севера УрО РАН (г. Архангельск), Ангарской государственной технической академии (г. Ангарск), Армавирского механико-технологического института (филиала Кубанского государственного технологического университета) (г. Армавир), Байкальского института природопользования СО РАН (г. Улан-Удэ), Белгородского государственного национального исследовательского университета (г. Белгород), Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета, (г. Волгоград), Воронежского государственного университета (г. Воронеж), НИИ экологии Севера (г. Якутск), Дальневосточного геологического института ДВО РАН (г. Владивосток), Дальневосточного федерального университета (г. Владивосток), Забайкальского государственного университета, (г. Чита), Института водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого УрО РАН (г. Екатеринбург), Дальневосточного отделения РАН (г. Хабаровск), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института геологии Уфимского научного центра РАН (г. Уфа), Северо-Кавказского государственного технического университета (г. Владикавказ), Астраханского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа (г. Астрахань), Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), Института горного дела ДВО РАН (г. Хабаровск), Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Института горного дела Сибирского отделения Российской Академии наук (г. Новосибирск), Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН (г. Биробиджан), Института мерзлотоведения им П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук (г. Якутск), Института минералогии УрО РАН (г. Миасс), 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 органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Казанского научного центра (г. Казань), Геологического института Кольского научного центра РАН (г. Апатиты), Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск), Иркутского государственного технического университета (г. Иркутск), Казанского (Приволжского) Федерального университета (г. Казань), Башкирского государственного университета (г. Уфа), Казанского государственного энергетического университета (г. Казань), Кемеровского государственного университета (г. Кемерово), Северо – Кавказского федерального университета (г. Ставрополь), ООО «Красноярск НИПИнефть» (г. Красноярск), Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (г. Магнитогорск), Научно-исследовательского геологоразведочного предприятия «АЛРОСА» (г. Мирный), Научно-производственного центра «Недра» (г. Ярославль), Национального исследовательского Саратовского государственного университета им. М.Г. Чернышевского (г. Саратов), Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета (г. Иркутск), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Новокузнецкого филиала Кемеровского государственного университета (г. Новокузнецк), Новосибирского национального исследовательского государственного университета (г. Новосибирск), Новочеркасской государственной мелиоративной академии (г. Новочеркасск), Пермского государственного технического университета (г. Пермь), Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь), Самарского государственного технического университета (г. Самара), Сахалинского государственного университета (г. Южно-Сахалинск), Научно-производственного центра по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли (г. Ярославль), Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск), Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета) (г. Владикавказ), Института природных ресурсов, экологии и криологии СО РАН (г. Чита), Сибирского государственного индустриального университета (г. Новокузнецк), Сибирского федерального университета (г. Красноярск), Института вулканологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский), Института земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-

Сахалинск), Сыктывкарского государственного университета (г. Сыктывкар), Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень), Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург), Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета (г. Ухта, Республика Коми), ФГУП «ЦНИИГеолнеруд» (г. Казань), Кубанского государственного технологического университета (г. Краснодар); Филиала ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» (г. Тюмень), Филиала Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Нефтеюганск), Амурского государственного университета (г. Благовещенск), Центрального научно-исследовательского института геологии нерудных полезных ископаемых (г. Казань), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова (г. Новочеркасск), Южного научного центра РАН (г. Ростов-на-Дону), Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону), Пермской государственной сельскохозяйственной академии им. академика Д.Н. Прянишникова (г. Пермь), Юргинского технологического института-филиала Томского политехнического университета (г. Юрга), ОАО «Боровичского комбината огнеупоров» (г. Боровичи), Сибирской государственной геодезической академии (г. Новосибирск), Омского государственного технического университета (г. Омск), Амурского комплексного научно-исследовательского института ДВО РАН (г. Благовещенск), Горно-Алтайского государственного университета (г. Горно-Алтайск), Нефтеюганского нефтегазового института (г. Нефтеюганск), Института Водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), Красноярского государственного педагогического университета им. В.П. Астафьева (г. Красноярск), ООО «ГеоКомпани» (г. Новосибирск), Западно-Сибирского филиала Российской академии правосудия (г. Томск), ООО «Геопрогноз» (г. Санкт-Петербург), ООО «ЗУМК-Инжиниринг», (г. Пермь), ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», (г. Красноярск), ЗАО «Промуглепроект», (г. Новокузнецк), ЗАО «Волгоград НИПИнефть», (г. Волгоград), Национального исследовательского Томского политехнического университета (г. Томск), ООО «ЭкоТех» (г. Томск), ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК (г. Томск), Томского государственного архитектурно-строительного университета (г. Томск), ООО «Красноярский Завод пропанов» (г. Ачинск), Национального исследовательского Томского государственного университета (г. Томск), Института химии нефти СО РАН (г. Томск), Томского университета управления и радиотехники (г. Томск), Института мониторинга климатических и экологических систем (г. Томск), ООО «Красноярский цемент» (г. Красноярск), ГНУК Сибирского научно-исследовательского института сельского хозяйства и торфа (г. Томск), Шлюмберже, Лоджелко Инк (г. Тюмень), Омского государственного педагогического университета, ООО НК «Роснефть» Научно-технический центр (г. Краснодар), Инновационно-Технологического Центра Сибирского физико-технического института им. академика В.Д. Кузнецова, ОАО «Лебедянский ГОК» (г. Губкин), ООО «Газпромнефть-ноябрьнефтьгеофизика» (г. Ноябрьск), Альметьевского государственного нефтяного института (г. Альметьевск).

Работа симпозиума шла в течение четырех дней одновременно по 21 секции 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 полезных ископаемых, 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 научные кадры 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, нефтегазопромышленного 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.

XIX Международный симпозиум традиционно открыл директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета А.Ю. Дмитриев и проректор Национального исследовательского Томского политехнического университета А.К. Мазуров. Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 21-го 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 хоздоговорных 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 XIX Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2015 продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

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

1. Выставка исторических материалов: «К 70-летию Великой Победы советского народа над фашистской Германией. Вклад политехников в Великую Победу».

2. Выставка «Научные достижения ученых и выпускников ИПР ТПУ по созданию минерально-сырьевой базы страны» (1901 – 2015 гг.).

3. Выставка научных достижений студентов и молодых ученых ИПР ТПУ в области геологии и современных технологий в освоении недр Земли (1901-2015 гг.).

Во время работы XIX Международного симпозиума был проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем 21 научным направлениям (секциям) награждены дипломами и призами. Всем участникам симпозиума были выданы сертификаты. Награждение было проведено в торжественной обстановке в Международном культурном центре ТПУ, был организован праздничный концерт.

Для участников симпозиума были организованы экскурсии: в музей истории ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, в научные и учебные лаборатории ТПУ, по городу Томску, в Сибирский ботанический сад, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим центром; в кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, в Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела, обучающихся по программе Heriot-Watt на базе Эдинбургского университета (Великобритания), в Инновационный научно-образовательный Центр «Урановая геология», в Инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, в библиотеку ТПУ, в Выставочный Центр современных научных достижений ТПУ.

В рамках XIX Международного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» был проведен отборочный тур 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 50 заявок студентов и молодых ученых. Для участия во II отборочном туре экспертами на секциях были отобраны 15 проектов.

Конкурсные комиссии секций симпозиума рекомендовали лучшие доклады для публикации в журнале «Известия ТПУ» (журнале из перечня ВАК).

По итогам симпозиума лучшие 80 статей были подготовлены и опубликованы в специальном выпуске журнала, индексируемом SCOPUS «Науки о Земле и защита окружающей среды» в соответствии с соглашением с издательством Института Физики, Темпл сёкус, Темпл Уэй, Бристоль (Великобритания).

Материалы и итоги симпозиума были размещены на сайте симпозиума: 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 спектроскопия с индуктивно связанной плазмой, метод лазерного микроанализа и т.п. Интерес представляет доклад И.В. Парубенко, выпускника Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему «Геофизические признаки нефтеносности Баженовской свиты». В докладе представлены доказательства того, что Баженовская свита является коллектором нетрадиционного типа. Рассмотрены возможности выделения новых залежей углеводородов в её пределах, что может позволить по-новому взглянуть на нефтяной потенциал территорий, где распространена Баженовская свита. Очень актуален доклад Никитина Д.С., Бондарева А.В., аспирантов Геологического института Российской академии наук (г. Москва): «Геологическое строение и углеводородный потенциал Северо-Восточной части Баренцево-морского шельфа на основе пространственного моделирования». В работе представлены актуальнейшие материалы по арктическому шельфу России. Авторы реализовали метод, когда производится оценка ресурсов месторождений углеводородов путём использования компьютерного моделирования на основе данных по геологии и сейсморазведке. Такой подход позволяет быстро и со сравнительно малыми трудо- и времязатратами оценивать ресурсы новых территорий шельфа. Из студенческих работ представляет интерес

работа Чубарова Д.Л., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Повышение точности оценки энергетических характеристик землетрясений методом введения относительных спектральных стационарных поправок». В докладе представлены сведения, собранные и обработанные лично автором. Автор предложил оригинальный способ получения информации о параметрах землетрясений, позволяющий уточнять их энергетические характеристики, что, в конечном итоге, может служить материалом для прогноза землетрясений. Интересны и многие другие доклады.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрозондовый 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-П 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. В представленных докладах получены новые данные относительно минералогии уранового месторождений «Инкай», проведено фашиальное расчленение Бакчарского железорудного месторождения. Авторами даны новые данные по химическому составу гранатов, биотитов, турмалинов из гранитов и пегматитов, перспективных на промышленную редкометалльную минерализацию. В части докладов освещены термобарогеохимические условия образования месторождений. В другой части докладов приведены способы дегазации метана в угольных шахтах, что снижает возможность риска аварийных ситуаций в шахтах Кузбасса. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значительным количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа.

Большой интерес вызвал доклад Лобова К.В., инженера Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск): «Геохимические и минералогические особенности трубок взрыва Чомполинского поля северо-западной части Алданского нагорья». В докладе представлены новые результаты исследования Чомполинского (Килиер-Хатыньского) поля Алданского щита с целью выявления перспектив алмазности трубок Горная, Интрузия 104, Огонек, Перевальный, Килер-Восточный; дайка Алданская, приуроченных к магматическим образованиям Чомполинского поля. Показано, что породы тел Чомполинского поля по минеральному составу относятся к калиевой серии и имеют определенные сходства с лампроитами и породами лампрофировой серии. По характеру распределения редких элементов породы Чомполинского поля имеют сходства с малоглубинными (нижнекоровыми) лампроитами Тобук-Хатыстьрского поля центрального Алдана. Сделан вывод, что наиболее глубинный ксеногенный материал тел Чомполинского поля отвечает нижнекоровым – верхнемантийным уровням глубинности и не содержит алмазонасных ассоциаций. Из студенческих работ интерес представляет доклад Сухановой К.Г., студента Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург): «Изучение продуктов взаимодействия фумарольных газов с базальтами (Вулкан Толбачик, Камчатка)». Статья посвящена исследованию большого трещинного

Толбачинского извержения, которое является уникальным по многим пунктам, в том числе по количеству и разнообразию минеральных ассоциаций. Наибольшей активностью характеризуется II конус БТТИ. На нем исследована fumarola «Ядовитая», которая является рекордсменом по количеству новых минералов на единицу площади. В данный момент изучается fumarola Арсенатная, в которой также установлены новые минералы.

Доклады, представленные на конференции, отличались достаточно высоким научным уровнем. В основу большинства докладов были положены данные собственных исследований авторов по научным темам, актуальность которых была несомненна. В докладах рассматривались научные и практические проблемы в области гидрогеохимии, формирования химического состава, комплексного использования и охраны водных ресурсов, мониторинга водных объектов и систем водоснабжения, моделирования процессов в компонентах природы, расчету деформаций русел рек и др. 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, моделирования восстановительных условий формирования в озере Поянху, исследования химического состава подземных вод Вьетнама, поступления загрязняющих веществ в водные объекты с водосборной площади, формирования гидрогеохимических аномалий в составе подземных вод под влиянием сейсмичности на территории восточной Камчатки, торфообразованию и др. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. Многие доклады отличались хорошей проработкой материала.

Научный и практический интерес представляет доклад Шестаковой А.В., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, связанный с гидрогеохимическими условиями формирования углекислых холодных и термальных вод природного комплекса Чойган. В докладе представлены результаты собственных исследований, подробно рассмотрены особенности химического состава исследуемых вод, приведены аналоги изучаемых по содержанию в них углекислоты, приведена концептуальная модель формирования углекислых вод изучаемой территории. Доклад был сделан на высоком научном уровне, отражал эрудированность автора по рассматриваемому вопросу.

Интересен также доклад Дучко М.А., аспиранта Института химии и нефти СО РАН по химическому составу битумоидов торфов болота Кирек. Обнаружено, что в осоковых торфах, отобранных на глубине 30 и 135 см, доминируют производные олеана, отражающие вклад покрытосеменных растений в формирование торфа, в максимальной концентрации был зафиксирован D-фридеолеан-14-ен-3-он. На глубине 200 см производные олеана полностью исчезают и начинают преобладать гопены, что может указывать на высокую степень бактериальной переработки торфа. Стероиды в торфах болота Кирек представлены набором производных холестана, эргостана, стигматана и циклоартана. Среди стероидов во всех исследованных образцах торфа болота Кирек преобладают производные стигматана состава C₂₉.

Полученные детальные данные о содержании таких классов соединений как сесквитерпены и стероиды для торфов Западной Сибири получены впервые. Было выявлено, что рН среды торфа снижается по мере отложения залежи древесно-травяного торфа и возрастает для осокового торфа, что оказывает существенное влияние на трансформацию органического вещества торфяной залежи.

В интересном докладе Левиной О.О. по химическому составу березового сока сделан вывод об особом составе макроэлементов в березовом соке, преобладающим анионом является гидрокарбонат-ион, однако во всех пробах фиксируются высокие концентрации фосфатов. В природных водах ряд концентрирования катионов выглядит как Ca-Mg-Na-K, а в водном растворе березы – Ca-K-Mg-Na. Отмечается, что березовый сок, как и вода, электрически нейтрален, поэтому сумма анионов (в мг-экв/л) должна быть равна сумме катионов (в мг-экв/л). Однако в исследованных пробах эти суммы отличаются, скорее всего, это связано с наличие органических кислот в соке, на что указывает высокая концентрация C_{орг} и низкие значения рН. Таким образом, в березовом соке накапливаются биофильные элементы и некоторые тяжелые металлы (Mn, Zn, Cd, Cu, Pb), а содержание ряда элементов наоборот уменьшается в системе вода-растения, такие как Fe, Hg, Na.

Интерес представляет доклад Микитенко М.С., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, в котором автор представила самостоятельно разработанную численную гидродинамическую модель Колпашевского водозабора и показала зависимость результатов подсчета запасов подземных вод от строения гидрогеологического разреза. Выявила необходимость изучения фильтрационных параметров раздельного слоя, сформулировала рекомендации по изучению гидрогеологических условий на действующем водозаборе, что имеет большое практическое значение для водоснабжения населения г. Колпашево.

Отмечен также доклад Пачива Ю., Хорошко А., студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, которые в результате проведенных работ впервые получили коэффициенты фильтрационной консолидации, ползучести и коэффициенты фильтрации при различных нагрузках для донных отложений, выявлены значимые взаимосвязи между показателями деформационных и физических свойств, что может быть использовано для прогноза поведения грунтов данной территории под нагрузками на начальных стадиях изысканий.

В докладе Огаркова А., Гришаева Р., Харитонцева А., студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета приведены результаты определения физических и прочностных показателей скальных и полускальных грунтов территории левобережья р. Томи, полученные авторами в ходе лабораторных испытаний методом разрушения образцов произвольной

формы встречными сферическими инденторами и их обработки авторами. Выявлены впервые значимые взаимосвязи между ними и получены корреляционные уравнения, позволяющие прогнозировать по сопротивлению одноосному растяжению сопротивление одноосному сжатию.

Интерес представляют и другие доклады по секциям 6 и 7.

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 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. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-Припятской, 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 глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири.

Интерес представляет доклад Синявской О.О., ассистента Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина (г. Москва): «Условия формирования и поиски залежей углеводородов в турбидитовых коллекторах в Охотоморском осадочном бассейне». В докладе представлены новые результаты исследования геологического строения, литологических особенностей и локализации турбидитовых коллекторов в пределах Охотоморского бассейна, являющихся резервом, позволяющим поддерживать падающую добычу нефти, пополнять минерально-сырьевой баланс Охотоморского региона. Показано, что для выявления подобных объектов требуется проведение 3D-сейсмических наблюдений, либо система 2D-профилей, направленных вдоль направления палеопотоков, сформировавших турбидитовые отложения. В качестве методологической основы поиска перспективных турбидитовых нефтегазовых объектов в геологических условиях шельфа Охотского моря может быть использована разработанная методика и технология динамического анализа сейсмических разрезов, проведенных ОАО «ЦГЭ» и технологии моделирования этих объектов проведенных на кафедре теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа. Из студенческих научных работ интересен доклад Баркаловой А.М., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Особенности сеноманской залежи на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)». В докладе рассмотрено геологическое строение разреза и условия формирования сеноманских отложений на территории Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. На основе интерпретации генетических признаков пород, их вещественного состава, гранулометрических данных и рентгенофазового анализа установлено сложное полифациальное строение резервуара, вмещающего сеноманскую залежь, дана характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, проанализированы результаты испытаний скважин, охарактеризован состав флюида, проведен пересчет запасов.

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, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений и т.д. В частности, интерес представляет одна из лучших работ Межеловской С.В., аспиранта Института минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов РАН (г. Москва), в котором дана собственная оценка возраста и происхождения высокомагнетизальных палеопротерозойских вулканитов одного из районов Кольского полуострова, на основе авторского подхода определения их петротипов по хромовым шпинелям. Автором использованы самые современные методы лабораторно-аналитических исследований. Интересна научная работа Сержановой У.А., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета «Литолого-

фациальные и палеогеографические особенности среднеюрских нефтегазоносных отложений юго-востока Западной Сибири». В ней автором проанализирован большой объем материала, дана оценка литолого-фациальных и палеогеографических условий формирования нефтегазоносных отложений, применены современные новейшие методы минерального анализа горных пород. На секции 1 интерес представляют так же доклады студентов Национального исследовательского Томского государственного университета Канищевой Е.В., Семирякова А.С., Туманцевой Д.В. по теме: «Результаты тафономического анализа местонахождения мамонтовой фауны Красноярская Курья»; студента Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Ломоносова (г. Якутск) Протодяконова К.Е.: «Новая находка мамонта на острове «Малый Ляховский»». Интересны и другие доклады по данному научному направлению.

В секции «Космогеологические исследования. Методы, результаты перспективы» 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. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые методы оценки экологического состояния территорий, динамических режимов горных массивов соляных рудников, методов прогноза рудных полезных ископаемых и поисков месторождений нефти и газа.

Авторы для решения задач в процессе исследования использовали современные методы: статистический анализ напряженного состояния горных массивов, линементный анализ, методы улучшения, классификации и предискретизации растровых изображений. Работу секций открыл профессор, заведующий кафедрой общей геологии и землеустройства ИПР ТПУ А.А. Поцелуев интересным обзорным докладом «Дистанционные исследования – неотъемлемая часть современного геологоразведочного процесса». Актуальное и интересное сообщение сделали доцент ИПР ТПУ В.Г. Жидков по теме: «Космогеологические исследования при прогнозировании и поисках месторождений алмазов» и доцент ТПУ Ю.С. Аняев: «Рудные поля и месторождения цветных, редких и благородных металлов Центральной Азии в материалах современных космических съемок». Доклад студента Национального исследовательского Томского государственного университета Страхова А.А. «Использование инструментов пространственного анализа ArcGis Dektor при создании дистанционной основы геолокарты – 200/2 (на примере дистанционной основы листа №-45-XXX)», а также доклад студента Национального исследовательского Томского политехнического университета Маськова А.А.: «Картирование метасоматитов Федоровско-Кедровской золоторудной зоны по данным космической съемки ASTER», доклад студента Национального исследовательского Томского политехнического университета Одинцова А.В.: «Анализ данных дистанционного зондирования для целей мониторинга земель». Интересна также работа Гей Н.И., Каранеева А.Д., Кузмича Н.Н., студентов Карагандинского технического университета (Казахстан) по теме: «Спутниковый радарный мониторинг оседания земной поверхности на территории Центрального Казахстана». Интересны и другие работы по данному 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. В 2015 г. работу секции открыли пленарным докладом директора РУП «БелНИИзем» (Белорусь) Помелова А.С.: «Сравнительный анализ землепользования в мире». Интересен доклад Калужного Б. (Парижский университет, Франция): «Опыт Франции по снижению негативного воздействия на земельные ресурсы путем оптимизации обращенная с отходами (Лотарингия). Интерес представляет доклад Польшской Д.С. и Югиной Ю.А., студентов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Новая Земляная реформа 2015 г. В РФ». Интересен доклад Пастернак П.С., студента Национального исследовательского Томского политехнического университета и Бабур Г. (Дельфтский технический университет, Нидерланды): «Европейский опыт мониторинга и восстановления деградированных земель на примере Нидерландов». Интересны и другие доклады.

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 установок электропробужного 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.

В одном из лучших докладов по данному направлению Нурмакина А.В., сотрудника Тюменского государственного нефтегазового университета: «Повышение эффективности исследований газовых скважин на поздней стадии разработки» отмечено, что на месторождениях, находящихся на стадии падающей добычи часто приходится сталкиваться с проблемами эксплуатации скважин, обусловленными их обводнением и разрушением призабойной зоны. Автор отмечает, что в период падающей добычи на качество газодинамических исследований влияет ряд факторов. К ним относятся: наличие большого количества жидкости поступающей вместе с продукцией, ухудшение состояния забоя скважины, увеличение депрессии, падение пластового давления, наличие механических примесей в составе продукции, значительные гидродинамические потери. В связи с этим необходимы методы для предотвращения столь негативных фактов.

Из студенческих работ интерес представляет доклад Евдокимова А.С., студента Тюменского государственного нефтегазового университета: «Анализ усиления системы заводнения для повышения эффективности разработки залежей нефти площадными системами». В докладе отмечается, что применение площадных систем заводнения позволяет эффективно разрабатывать неоднородные низкопроницаемые терригенные коллектора Западной Сибири. Одним из важных вопросов при проектировании систем разработки является выбор соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Наибольшее распространение получили пяти-, семи- и девятиточечные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих. Для совершенствования системы разработки была создана секторная гидродинамическая модель верхнеюрских отложений Ново-Покурского месторождения. На секторной модели были рассмотрены пять вариантов с использованием девятиточечной системы разработки, отличающихся конфигурацией нагнетательной скважины. И многие другие доклады.

В области исследования бурения нефтяных и газовых скважин и технологии и техники разведки МПИ 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 адгезионные свойства, измерение термо-ЭДС в твердосплавном породоразрушающем инструменте, определение микротвердости с использованием современных компьютерных микротвердомеров, тензометрия при определении режимных параметров бурения с выдачей 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-мониторно-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.

Большой интерес вызвал доклад Мезенцева Д.Н., ведущего инженера ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» на тему: «Лабораторные исследования влияния жидкостей глушения на проницаемость терригенных коллекторов Томской области». В докладе представлены результаты исследования влияния различных жидкостей глушения проницаемость терригенных коллекторов Томской области. В исследовании рассмотрены 4 месторождения Томской области и 4 рецептуры жидкостей глушения. Доказано, что выбор рецептуры жидкости глушения является индивидуальным процессом проектирования для каждого отдельных горно-геологических условий. Это обусловлено особенностями минерального состава и структуры порового пространства месторождений; выяснение этого является предметом для дальнейших исследований. По результатам исследования доказана важность правильного подбора рецептуры жидкости глушения как залог сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта. Из студенческих работ интересна работа Цынтарюка А.И., Лесина В.С., магистрантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета «Влияние наружного трения на разрушение горных пород вдавливанием индентора». В работе представлены результаты экспериментальных исследований по оценке влияния электропроводности жидкости на силу трения в области разрушения при механическом воздействии на горную породу. Доказано, что жидкости с высокой электропроводностью снижают коэффициент трений и, как результат, позволяют облегчить процесс разрушения. Использование полученных закономерностей позволит проектировать рецептуры буровых растворов, которые будут нести дополнительную функцию – активное участие в процессе разрушения горной породы.

Интерес представляет также доклад Исаева Е.Д., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета «Разработка принципиальной технологической схемы компоновки низа бурильной колонны при шароструйном способе бурения скважин». В работе обоснована 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 секций 14 и 15.

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 центробежных 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 эхометрии; 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 Пазяка А.А., аспиранта кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» Тюменского государственного нефтегазового университета представлена методика расчета нагрузочной способности прецессирующей передачи с многопарным зацеплением зубьев по величине крутящего момента и с учетом максимального контактного напряжения материала, из которых изготавливаются колеса и шестерни. Интересны также доклады студентов Национального исследовательского Томского политехнического университета Чехлова А.Н.: «Опасность статистического электричества при хранении нефти и методы ее устранения», Пашенко А.П. «Применение наноструктурированных материалов в нефтегазовой промышленности». Интересны и другие доклады участников секции.

По направлению «Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ» 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.

Так, в одном из лучших докладов Юркина А.А., Ошлыкова В.Е., Харитоновой П.С., Бокора В.А., студентов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Проектирование автоматизированной установки для очистки углеводородов» представлено предлагаемое авторами решение по очистке углеводородов, которое обладает низкой стоимостью относительно европейских аналогов. Благодаря мобильности и малому числу необходимого обслуживающего персонала на одну установку (до трёх человек, включая оператора) становится возможным ликвидировать последствия разлива на месте методами *in situ*, что позволяет значительно снизить затраты, относительно применяющихся методов *ex situ*. Дальнейшая разработка и постановка серийного производства, при необходимом финансировании, позволит дать квалифицированным специалистам новые рабочие места, а также решить проблему небольших локальных разливов, находящихся далеко от крупных нефтеперерабатывающих предприятий. Производительность установки достаточна для того, чтобы полностью утилизировать отходы небольшого нефтеперерабатывающего предприятия.

Интересен также доклад Перфильева Н.А., Бородиной Т.В., магистрантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Автоматизация сварки неповоротных стыков при строительстве магистральных трубопроводов». В связи с выработкой ресурсов магистральных трубопроводов актуальная проблема автоматизации сварки неповоротных стыков в сочетании с

повышением надежности сварных соединений, особенно на трубопроводах большого диаметра (1020÷1420) мм и давлении до 75 атм, приобрела еще большую остроту. В настоящее время более перспективной представляется автоматизация сварки неповоротных стыков трубопроводов на базе дуговых процессов. Магистрантами, совместно с научным руководителем, предложены способы импульсного питания сварочной дуги в процессе сварки трубопровода при непрерывно изменяющемся его пространственном положении.

Интерес представляет также доклад Тишкиной Е.В., студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Анализ переходов магистральных нефтепроводов через тектонические разломы на острове Сахалин». В докладе представлен реальный проект сооружения трубопровода в горной местности. Рассмотрены этапы технологии сооружения нефтепровода. Обоснованы технические решения по повышению надежности его функционирования в случае землетрясения. Научную и практическую значимость имеют и другие доклады данного направления.

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 припятствующего 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 частности, интерес представляет доклад Васенина С.С., аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Совершенствование конструкции нового резьбового ниппельного соединения бурильных труб». Авторами усовершенствована конструкция ниппельного соединения, позволяющая повысить надежность работы бурильной колонны, улучшить условия выноса шлама из скважины и автоматизировать процесс свинчивания-развинчивания колонны. При этом увеличение коэффициента передачи энергии удара по колонне труб происходит за счет уменьшения жесткости соединительного элемента (ниппеля) при одновременном увеличении контактной жесткости соединений бурильных труб.

Среди студенческих работ интересен доклад Ефанова А.А., студента Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Энергосберегающее воздухораспределительное устройство перфоратора». В исследованиях автора была разработана конструкция ударного механизма с новым воздухораспределительным устройством применительно к колонковому перфоратору ПК-75. В данном ударном механизме в течение 18-20 % времени цикла воздух вообще не подается в цилиндр. В отличие от широко применяемых машин, где два переключения РО и впуск воздуха в цилиндр происходит непрерывно, в новом устройстве – четыре переключения РО за цикл работы, что позволило осуществить экономичный цикл рабочих процессов. По результатам испытаний нового механизма в лаборатории Криворожского опытного завода НИПИРУДМАШ расход воздуха составил 3,8 м³/мин, удельный расход воздуха меньше в 2,3 раза по сравнению с аналогом – ударным механизмом перфоратора ПК-75. Общий уровень шума перфоратора с новым ударным механизмом ниже на 8-10 дБ в сравнении с перфоратором ПК-75. Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

На секции «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, тепломассопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В 2015 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 тепломассообмена 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 тепломассообмен 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 деформациях 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 опытном 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 тепломассопереноса) 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. Одной из наиболее интересных работ в этом направлении является доклад Скуратовой К.В., инженера отдела трубопроводного транспорта ОАО «ТомскНИПИнефть»: «Оптимизация оценки объема разработки траншеи при переходе трубопровода через водные преграды». Работа посвящена практически важным вопросам: разработке программного продукта, позволяющего оперативно и с высокой степенью точности выявлять аварийные режимы и участки эксплуатации трубопроводов на переходах через водные преграды в условиях, характерных для эксплуатации промышленных трубопроводов с учетом размера дна и дефективности труб с целью оптимизации трудоемких расчетов объема разработки траншеи с учетом интенсивности донных отложений и выдачи рекомендаций по ускорению выполнения мероприятий, обеспечивающих оптимальные условия функционирования трубопроводных систем. Важно, что, написанный в популярной для инженеров-исследователей среде программирования Delphi 7 код позволяет создавать приложения различной степени сложности и в достаточно короткие сроки предлагает решения проблем с учетом варьирования данных о геометрии трубопровода, протяженности водных преград и переходов, проектной глубине и ширине траншеи без учета заносимости и балластировки, интенсивности отложений донных наносов и особенностей оборудования для разработки траншеи. Очень важно, что сибирская школа инженеров-нефтяников учла факт отсутствия подобного кода на рынке предлагаемых программных продуктов. И, как показывает автор, экономическая эффективность разработанной программы (на примере запроектированного газопровода) позволяет до 5 раз снизить затраты на проведение работ по устранению аварийных участков с учетом заносимости и балластировки. Причем для выполнения детальных расчетов трудозатраты сокращаются в 16 раз.

Из студенческих работ интересен доклад Сиротина А.Д., студента Омского государственного технического университета: «Исследование особенностей уплотнения фракций грунтов оснований резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов». Работа, выполненная в студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета и представленная коллективом авторов, посвящена комплексным проблемам экспериментального анализа и разработки новых эффективных типов фундаментов, методов улучшения свойств грунтов основания объектов нефтяной отрасли. Представлены результаты систематических исследований, направленных на уточнение влияния влажности на характер уплотнения отдельных фракций песчаного грунта произвольной крупности. В результате установлены и уяснены как закономерности, так и особенности влияния влажности на деформацию отдельных фракций образцов грунтов. Серией компрессионных испытаний для частиц грунта разных размеров (с использованием специального оборудования СНИЛ) представлены семейства распределений относительной деформации от влажности, которые аппроксимированы в критериальные полиномиальные связи, удобные для построения физико-математической модели. Выявлены зоны экстремальных деформаций грунта от влажности. Эти данные, несомненно, полезны для детального моделирования сопряженных процессов тепломассообмена на объектах ТЭК.

Кроме того, интерес представляет доклад Дедеева П.О., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Подходы и методы исследования турбулентной структуры в смесях полимеров с углеводородами». В работе изучены процессы турбулентного переноса, деформации, распада вихревых образований, закономерности снижения сопротивления в растворах полимеров – противотурбулентных присадках при взаимодействии с потоком вязких сред в трубопроводах. Критически оценены перспективы изучения сложных течений теоретическими и популярными прикладными методами. Уяснены гидродинамические эффекты, которые в области активации присадок способны ламинаризовать поток, существенно влиять на его «тонкую» структуру. Установлено, что в рассматриваемых смесях существенно искажены закономерности течения в сравнении с универсальными законами (наблюдается рост толщины вязкого подслоя в распределениях полей осреднённых и пульсационных скоростей). Кроме того, показано, что добавки полимера при достаточной концентрации (10–3 ÷ 10–4 %) способны ламинаризовать поток на участках трубопровода. Наблюдаемые аномалии (стабилизирующие и дестабилизирующие эффекты ламинаризации) при введении полимеров существенно зависят от параметров и концентрации добавки, локальных данных о пульсационной структуре входящего в ТП потока (L , ε , T и k). Особое внимание уделяется вопросам верификации результатов прогноза течений в рамках RANS подхода и моделей, опирающихся на понятия скалярной изотропной молярной вязкости, способных вносить существенные погрешности в оценки процессов неоднородной анизотропной турбулентности. Интересны в теоретическом и практическом плане и многие другие доклады данного направления.

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 растворов электронного 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}C , метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР ^{13}C , ^1H , 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 промысловой 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 саж 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 нефтегазопромысловых 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 $\text{C}_3\text{-C}_4$ на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисидами Mo и W. Показано, что введение гетерополисидами 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 аспиранта Хасанова В.В., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета на тему: «Влияние добавок гетерополисидами Fe-Mo-P на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов». В докладе представлены новые результаты исследования активности цеолитных катализаторов, модифицированных гетерополисидами Fe-Mo-P и Co-Mo-Bi, в процессе конверсии попутных нефтяных газов $\text{C}_3\text{-C}_4$ в жидкие углеводороды (смесь ароматических углеводородов $\text{C}_6\text{-C}_9$) и изученных с помощью современных методов анализа: ИК-спектроскопия, рентгенофазовый анализ, электронная микроскопия и метода термодесорбции аммиака.

Из студенческих работ интерес представляет доклад Татаркиной А.И., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета:

«Исследование процесса облагораживания прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на цеолитах типа MFI, модифицированных NiCrS_4 ». В работе показано, что введение в микропористый цеолит типа H-ZSM-5 сульфидов никеля, хрома и их шпинелей NiCr_2S_4 приводит к значительному повышению выхода ароматических углеводородов в составе получаемых высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов и увеличения их октановых чисел.

Интересен также доклад Пангиной М.В., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Получение высоконепредельных нефтеполимерных смол из вторичных продуктов нефтепереработки для адгезивных материалов». В работе было установлено, что использование каталитических систем на основе алкокситрихлоридов титана и алюминийорганических соединений позволяет решить технологические проблемы синтеза нефтеполимерных смол с получением продукта с высокими характеристиками, позволяющими рекомендовать их к использованию в качестве лакокрасочных материалов промышленного назначения.

Интерес вызвал также доклад Корнеева Д.С., аспиранта Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук: «Изменение структурных характеристик асфальтенов тяжелого углеводородного сырья в термических процессах». Данная работа посвящена исследованию направленности структурных изменений молекул асфальтенов тяжелого углеводородного сырья в термических процессах. Эксперименты проводились с использованием трех тяжелых нефтяных систем, таких как среднесмолистая нефть Барсуковского месторождения с низким содержанием асфальтенов ($\rho = 886 \text{ кг/м}^3$), высокосмолистый природный битум Ашальчинского месторождения с высоким содержанием асфальтенов ($\rho = 978 \text{ кг/м}^3$) и модельная нефтяная система, полученная смешением эквивалентных масс нефти и битума. Данные образцы существенно различаются по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ: значения для смол варьируются от 11,2 % до 25,9 % мас., для асфальтенов – в диапазоне 0,9–7,7 % мас. Установлено, что молекулы асфальтенов барсуковской нефти подвержены, главным образом, реакциям конденсации без разрушения алифатических цепей; молекулы асфальтенов модельной смеси склонны, в первую очередь, к реакциям циклизации алифатических фрагментов, а также к реакциям дегидрирования и разрушения нафтеновых циклов с образованием ароматических систем и алифатических цепей, соответственно. Молекулы асфальтенов ашальчинского битума преимущественно участвуют в реакциях конденсации с другими молекулами, а также в реакциях дегидрирования нафтеновых систем и циклизации алифатических фрагментов. Интересны и многие другие научные работы, представленные на секции 12.

По направлению «Современные технологии подготовки, освоения и 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 магниезиальных материалов на основе диопсидового 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 участниками 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. В частности, практическую значимость имеет доклад Соколовой А.Д., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование свойств и состава руды с целью усовершенствования извлечения вольфрамсодержащих компонентов». В докладе представлены результаты исследования характеристик хвостов обогащения вольфрамовых руд Бом-Горхонского месторождения. В результате исследования гранулометрического состава методом ситового анализа установлено, что в составе хвостов преобладает фракция $-2,0+1,0 \text{ мм}$. Рентгенофазовый анализ фракций позволил установить, что основным компонентом вмещающей породы является кварц, помимо которого во всех фракциях подтверждается присутствие алюмосиликата натрия, кальция и алюмосиликата натрия-калия. Исследование каждой фракции посредством атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой показало, что вольфрам неравномерно распределен по фракциям: максимальное содержание вольфрама имеют фракции $<0,25 \text{ мм}$ и более 2 мм , минимальное – фракции от $0,25$ до $0,63 \text{ мм}$. Авторы сделали вывод о необходимости доизмельчения хвостов обогащения до фракции менее $0,25 \text{ мм}$, так как это позволит вскрыть породу и доизвлечь вольфрамсодержащие минералы. Интересны также и другие доклады по данному направлению.

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 собственно самими 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 собственно самими 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. Так, интерес представляет научная работа Л.П. Говоровой, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование химико-минералогического состава и поведения при нагревании дунита Иовского (Кытлымского) месторождения». В докладе автора представлены результаты комплексного исследования дунитовых пород Иовского месторождения, расположенного на Урале. Исследования проведены с помощью современных методов анализа (рентгенофазовый и термический (ТГА/ДСК/ДТА) анализы). Подробно рассмотрены фазовые превращения, протекающие при нагревании пробы иовского дунита в температурном интервале от 600 до 1500 °С. Результаты исследования, представленные в докладе, имеют перспективу практического применения в технологии гранулированных расклинивающих агентов (пропантов), применяющихся для интенсификации нефтедобычи на основе Иовского дунита. Кроме того, проведенные исследования позволят существенно снизить стоимость пропантов за счет исключения из технологической схемы операции предварительной термодобработки. Из студенческих докладов интерес представляет работа Буймова Я.Е., студента Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование влияния модифицирующих добавок на свойство жидкого стекла для получения противопожарного остекления». В работе установлено влияние модифицирующих добавок органической (глицерин) и неорганической (аэросил) природы на свойства жидкостекольной композиции. Введение в композицию аэросила в количестве 7 мас. % увеличивает силикатный модуль до 3, что приводит к увеличению вязкости и, в конечном итоге, росту скорости гелеобразования. Наряду с химическим составом на поведение жидкого стекла активное влияние оказывает его температура. В случае использования аэросила достаточной для образования геля является температура 75 °С. Установлено, что при температуре от 350 до 530 °С прозрачный гель переходит в пористый изолирующий материал. При этом интенсивное обугливание геля наступает при температуре 500 °С и выше. Данный материал является перспективным с точки зрения применения в противопожарном остеклении.

Интересен также доклад Рыбаловой А.И., студента Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Минералогические и технологические особенности легкоплавкого глинистого сырья Красноярского края». По данным исследования автора легкоплавкие глинистые породы Первомайского месторождения (Красноярский край) представляют интерес с точки зрения применения в технологии окрашенной алюмосиликатной керамики. В докладе представлены минералогический и гранулометрический составы, проанализированы технологические свойства проб. Комплексное исследование их свойств данного глинистого сырья позволило выявить возможность его использования в технологии алюмосиликатной керамики. Интерес представляют и другие доклады по данному научному направлению.

На секции «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 нефтегазопромыслов. В представленных докладах отражены новые подходы к созданию автономных источников энергоснабжения, электрических систем и сетей управления, систем безопасности (в том числе пожарной) для объектов нефтегазопромыслов 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».

Одним из лучших докладов секции признан доклад Пискунова М.В., Щербининой А.А., аспирантов Национального исследовательского Томского политехнического университета: ««Взрыв» неоднородной капли воды в высокотемпературной газовой среде». Объектами исследования явились теплофизические основы создания технологий пожаротушения на основе эффекта «взрывного» парообразования. Эти технологии особенно важны для пожаро- и взрывоопасных объектов в нефтяной и газовой отраслях промышленности. Выполнено экспериментальное исследование особенностей испарения и кипения неподвижной капли воды с единичным непрозрачным твердым включением в потоке высокотемпературных (600–1100 К) газов. Опыты авторов проведены с каплями воды (диаметры 3–5 мм), графитовыми включениями в форме сферы, диска, параллелепипеда, многогранника с характерными размерами около 2 мм, продуктами сгорания технического спирта и керосина, движущимися со скоростью около 1,5 м/с. Применены средства высокоскоростной (до 10^5 кадров в секунду) видеорегистрации «Phantom» и программный комплекс «Тема Automotive». Установлены условия, при которых возможно интенсивное парообразование с внешней (свободной) поверхности капли и внутренних границ раздела сред. Выделен эффект «взрывного» распада гетерогенной капли при интенсивном нагреве. Определены характерные времена нагрева неоднородных капель до условий «взрывного» распада. Установлено влияние на эти времена температуры газов и размеров включения. Разработаны основные элементы технологий пожаротушения на основе эффекта «взрывного» парообразования.

Интерес также представляет доклад Няшиной Г.С., магистранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Экспериментальная оценка эффективности применения тонкораспыленной воды в автоматизированных системах пожаротушения на объектах нефтепроводного транспорта». Работа выполнена с использованием передовых кросскорреляционных методов трассерной визуализации «Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging», «Shadow Photography». Получены уникальные результаты по анализу эффективности применения тонкораспыленной воды в автоматизированных системах пожаротушения на объектах нефтепроводного транспорта. Проведены лабораторные и натурные испытания. Основным результатом – разработаны специализированные конструкции форсунок для подачи тонкораспыленной воды в зону горения. В основном разработанные технологии относятся к зданиям и сооружениям на нефте- и газопроводах.

Из студенческих работ интересна работа Цой И.С., студента исследовательского Томского политехнического университета: «Выбор силового автотрансформатора для обеспечения электроснабжения нефтегазового месторождения». Работа представляет собой программную разработку для исследования режимов работы одного из основных объектов электроэнергетической системы – силового автотрансформатора. В докладе приведены сведения об особенностях режима и выбора оборудования на основании напряжений сторон и перетоков мощности через обмотки автотрансформатора. Представлена программа-тренажер, позволяющая исследовать режимы и сделать профессиональный выбор оборудования. Программа содержит проверочные действия и имеет встроенное методическое и справочное сопровождение. Интересны и другие доклады по данному направлению.

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. Также представлены доклады по активно развивающемуся направлению – «зелёной химии»: на примере процессов эпексидирования показаны возможные пути реализации принципов «зелёной химии». Активно рассматриваются вопросы элементного и минерального состава углей различных территорий с целью их эколого-геохимической оценки. Всё вышесказанное 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 спектроскопия 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 спектроскопия 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 проходила по четырем 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-Каменогорска (Республика Казахстан) и районе Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. 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.

Научный и практический интерес по данному направлению представляет доклад Соктоева Б.Р., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Индикаторная роль элементного и минерального состава солевых отложений питьевых вод (на примере Байкальского региона)». В докладе обобщены результаты изучения солевых отложений питьевых вод – среды, которая может быть использована в практике эколого-геохимических исследований. Показано, что элементный состав накипи питьевых вод наследует химический состав воды. На примере Байкальского региона представлены возможности использования солевых отложений питьевых вод как индикаторной среды, отражающей влияние особенностей геологического строения, металлогении территории, рифтогенных процессов на формирование элементного состава накипи. Также показана информативность данного объекта исследования при оценке состояния гидросферы в зоне сильного антропогенного влияния.

Интересна также работа Есильканова Г.М., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Проявленность участков проведения подземных ядерных взрывов в северной части горного массива «Дегелен» по данным геохимического исследования поверхностных вод и донных отложений». В докладе отражены результаты изучения элементного состава поверхностных вод и донных отложений в пределах горного массива, на котором производились подземные ядерные взрывы. Показано, что формирование химического состава поверхностных вод и донных отложений контролируется несколькими факторами, в том числе подземными ядерными взрывами. Методом иерархического кластерного анализа проведено дифференцирование проб как вод, так и донных отложений. Полученные данные согласуются с литературными данными по распределению радионуклидов в донных отложениях.

Интерес вызвали также доклад Щербаковой А.Г., аспиранта Института химии нефти СО РАН: «Процессы микробиологической трансформации органических каустобиолитов нефтяного ряда в разных условиях», доклад магистранта Фиеля Микаэлла (университет Париж-Сюд XI, г. Париж, Франция): «Плутоний в природных средах», доклад магистранта Дериглазовой М.А., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Минеральный состав зольного остатка организма человека как отражение экологических условий проживания человека». Интересен также

доклад Мишанькина А.Ю., студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Очистка почв от радиоактивного загрязнения методом фиторемедиации на примере горчицы белой».

На секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное 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 горного права. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Результаты исследований молодых ученых показали возможность использования энергетической рентабельности для оценки эффективности работы энергоёмких отраслей ТЭК; экономического обоснования оптимизации фонда скважин с методикой оценки работы фонда бездействующих скважин, позволяющих эффективно управлять проблемным фондом скважин; новые идеи организации технико-внедренческих зон для России, практику использования метропольрегионов в Германии. В представленных докладах был проведен экономический анализ истощения углеводородных ресурсов Томской области, обоснован критерий энергоресурсов – энергетическая рентабельность, представлена перспективная методика их оценки с применением этого критерия, выделены инновационные аспекты альтернативных энергоресурсов и дана оценка их экономической эффективности, рассмотрены проблемы мультикультурных факторов в нефтедобывающей отрасли и проблемы утилизации попутного нефтяного газа, исследованы особенности применения CVP-анализа деятельности нефтегазовой компании. 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, посвященные 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 отчётности; рейтинговая оценка; оптимизация структуры капитала; расчёт платежей за загрязнение окружающей среды и др.

Интересным докладом в данном направлении является доклад А.В. Сизова, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Супервайзинг экологических работ». В докладе представлена актуальность использования супервайзинга за производством экологических работ. Автором была предложена идея перенести успешный опыт супервайзинга в следующие сферы деятельности: колонковое бурение в составе геолого-разведочных работ на твердые полезные ископаемые, строительство и сооружение водозаборных скважин, инженерные изыскания, проведение экологических работ. Общность, концептуальная схожесть представленных сфер деятельности со строительством и ремонтом нефтегазовых скважин, заключается в том, что производственный процесс может носить неопределенный конечный результат, а значит, и технологические процессы будут иметь волатильный характер, поэтому правильность исполнения технологии производства будет иметь основополагающее значение и является основной объединяющей стезей в вопросах внедрения супервайзинга.

Из студенческих докладов интересен доклад Воробьевой В.Р. (Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета): «Проектные риски в нефтяной и газовой промышленности». Идентификация и анализ риска имеют чрезвычайно важное значение в качестве необходимого управления стадии принятия решений в нефтяной промышленности. Под определением анализа рисков следует понимать такие факторы как выявление, определение специфичности, выделение особенностей реализации, в том числе определение размеров потенциальных экономических ущербов. Серьезной проблемой является изучение изменений в риске с течением времени, а также степень родства различных факторов риска. Без анализа рисков невозможно обеспечить эффективное и целевое управление рисками. Интерес вызывают и многие другие доклады по данной секции.

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 представлен 61 доклад. На открытии данной секции выступил представитель Британского Совета Harriot-Watt University. 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, 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.

Одним из лучших докладов является доклад Вишенковой Д.А., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «INDIRECT ELECTROCHEMICAL DETERMINATION OF HEPARIN IN PHARMACEUTICALS». В докладе представлены новые результаты исследования содержания гепарина в лекарственных формах. Для определения гепарина в лекарственной форме на ртутно-пленочном электроде (РПЭ) методом вольтамперометрии с постоянно-токовой разверткой потенциала использовался краситель катионной природы малахитовый зеленый (МЗ), способный образовать комплекс с гепарином. Подобраны оптимальные условия для электрохимического определения гепарина в лекарственной форме с использованием МЗ. Исследовано влияние вспомогательных компонентов лекарственной формы гепарина на электровосстановление комплекса МЗ-Нер.

Из студенческих работ интересна работа Тихоновой С.А., Тихоновой Св. А., студентов Института Природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета с докладом «APPLICATION OF TIME-DOMAIN ELECTROMAGNETIC SOUNDING FOR DRAINAGE BRINE LANDFILL MONITORING». В данной работе представлены результаты использования комплекса геофизических исследований, проведенных в Киенгском полигоне захоронения дренажных рассолов трубки «Удачная» с целью экологического мониторинга разработки карьера. По результатам проведенных гидрогеологических исследований проведен анализ современного состояния гидрогеологической ситуации в районе трубки «Удачная», связанной с условиями дренажа рассолов в горные выработки и захоронения промышленных стоков, что позволило определить временную ориентацию и динамику развития депрессионной воронки, а также оценить экологическую ситуацию в бассейнах рек Сытыкан и Далдын от воздействия техногенных факторов и промышленной зоны Удачинского ГОКа. Показано, что применение метода ЗМПП дает хорошие результаты при исследовании дренажных сильноминерализованных растворов и может использоваться для изучения многолетнемерзлых пород, поисков разломно-трещинных участков для обустройства полигонов захоронения, а также для наблюдения за распространением закачиваемых рассолов на полигонах. Зоны региональной тектонической раздробленности верхней части осадочного чехла, в частности, криолитосферы Западной Якутии, при определенных условиях являются благоприятными структурами для захоронения дренажных рассолов, что позволяет успешно использовать экологически безопасные интервалы для захоронения минерализованных вод. Рассмотрены методические и технологические аспекты реализуемого метода удаления дренажных рассолов в многолетнемерзлые породы. Интерес представляют и другие доклады.

Кроме того, в рамках симпозиума проведен «Круглый стол» по теме: «Патриотизм. Молодежь. Современность».

Тема «Круглого стола» была посвящена 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.

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

Открыла и вела «Круглый стол» заместитель директора Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета по научной работе и инновациям, профессор Е.И. Короткова. Представленные доклады были выполнены на высоком уровне и доложены специалистами, имеющими большой опыт научной и учебно-методической деятельности, аспирантами, молодыми преподавателями, научными сотрудниками, магистрантами и студентами. Большой интерес вызывали почти все представленные доклады, часть из них опубликованы. В частности, несет большую и интересную информацию доклад профессора Е.И. Коротковой: «Молодежная наука в современных социально-экономических условиях России». Об исторической памяти, о Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. выступила к.ист.н., доцент Сибирского государственного медицинского университета М.И. Кондаловская. Иванова Г.М., доцент, зам. начальника научного отдела ИПР ТПУ, научный руководитель молодежно-патриотического Центра ТПУ «Отечество» посвятила свой доклад проблемам патриотизма молодежи в современной России, проблемам воспитания гражданственности и патриотизма, исторической памяти у студенчества сегодня, методам и опыту воспитания гражданского самосознания молодежи на примере изучения героических подвигов Героев Великой Отечественной войны, Национальных героев, их самопожертвовании ради Отечества и будущих поколений.

Аспиранты и студенты познакомили слушателей с итогами социологических исследований и анализом полученных результатов при опросах молодежи по темам: «Что значит для современной молодежи Родина?»; «Знают ли студенты о фашизме, и чем грозил фашизм народам России и человечеству?»; «Что знают студенты о Великой Отечественной войне?». С интересным докладом выступила к.э.н., доцент ТПУ, ветеран войны, ушедшая добровольцем на фронт Е.С. Коготкова: «Во имя чего я сражалась с фашизмом?», увязав гитлеровский фашизм с современным фашизмом на Украине и опасность просыпающегося фашизма для будущего человечества. О важности разработки новых методов воспитания патриотизма при подготовке студентов и молодых ученых рассказали молодые преподаватели ТУ А.В. Епихин и М.К. Ковалев. О положительном опыте организации и деятельности молодежного патриотического Центра ТПУ «Отечество» знакомят слушателей молодые преподаватели и аспиранты: М.П. Любятинская, А.В. Анисимов, А.В. Епихин, В.В. Казина. О методах деятельности отряда «Звезда» по проведению историко-патриотической работы среди студенчества рассказывают к.ист.н., доцент Юргинского технологического института В.А. Пономарев, студенты А.И. Солоха, А.А. Попов. Об организации работы отряда «Память» по восстановлению мемориала погибшим воинам-томским политехникам в сражении под Смоленском рассказывают Т.Ю. Жарова, С.Н. Аксенов, Е.С. Зеленова, Ю.И. Головачева, В.В. Козина. Другая часть докладов: «Подвиг и бессмертие», «Сила человеческого духа», «Жизни, отданные Родине» и другие вызвали большой интерес у молодежи. Равнодушных выступающих и слушателей не было, доклады были поставлены интересно, дискуссии велись оживленно и заинтересовано. Предложения, выработанные на «Круглом столе» было решено довести до руководства разного уровня.

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, приняла решение опубликовать материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служило 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 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.Ю. Дмитриев), финансовой поддержке которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

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

**ПОСВЯЩАЕТСЯ
70-ЛЕТНЕМУ ЮБИЛЕЮ ПОБЕДЫ СОВЕТСКОГО НАРОДА НАД
ФАШИСТСКОЙ ГЕРМАНИЕЙ**

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**ПРОГРАММА ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НАЦИОНАЛЬНОГО
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА СРЕДИ ВЕДУЩИХ
МИРОВЫХ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ЦЕНТРОВ**

П.С. Чубик, профессор, ректор ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

КРАТКАЯ СПРАВКА



**П.С. Чубик, профессор,
ректор ТПУ**

Чубик Петр Савельевич — ректор Национального исследовательского Томского политехнического университета, доктор технических наук, профессор, «Отличник разведки недр РФ», «Почетный разведчик недр РФ», «Почетный работник высшего профессионального образования РФ», кавалер Почетного знака «Шахтерская слава» II и III степеней, действительный Член Международной академии наук высшей школы и Российской инженерной академии наук, а также Российской академии естественных наук. Почетный профессор Цзилинского университета (КНР, г. Чанчунь).

Вице-президент Ассоциации инженерного образования России, вице-президент Ассоциации технических университетов, председатель Совета Ассоциации «Томский консорциум научно-образовательных и научных организаций», Сопредседатель Совета Ассоциации Консорциум опорных вузов Госкорпорации «Росатом», член Совета Ассоциации ведущих университетов России, член экспертного Совета при заместителе губернатора Томской области по научно-образовательному комплексу и инновационной политике.

Стратегическая цель вуза - становление и развитие ТПУ как исследовательского университета – одного из мировых лидеров в области ресурсоэффективных технологий, решающих глобальные проблемы человечества на пути к устойчивому развитию.

Основные задачи для достижения стратегической цели ТПУ и пути их решения следующие:

ЗАДАЧА 1.

ТРАНСФОРМАЦИЯ В УНИВЕРСИТЕТ МАГИСТЕРСКО-АСПИРАНТСКОГО ТИПА.

I. Создание и реализация уникальных (не имеющих аналогов на национальном уровне) магистерских программ)

Совместные магистерские программы уровня «Двойной диплом».

Совместная образовательная программа – это программа, разработанная и реализуемая двумя университетами-партнерами (российскими или российским и зарубежным), предполагающая присвоение выпускникам, успешно освоившим программу, степеней (квалификаций) двух университетов с выдачей соответствующих документов о высшем образовании (дипломов, сертификатов) по данному направлению.

В 2014 году в университете созданы 4 уникальные совместные магистерские программы (уровня «Двойной диплом»):

НАПРАВЛЕНИЕ	ПРОФИЛЬ	УНИВЕРСИТЕТ-ПАРТНЕР
Материаловедение и технологии материалов	Производство изделий на основе наноструктурных материалов (Nanosciences and Nanostructures for Production)	Университет Жозефа Фурье, Гренобль, Франция
Приборостроение	Неразрушающий контроль в производственной и социальной сферах (Non-Destructive Testing for Industrial and Social Application)	Технический университет Дрездена, Германия
Нефтегазовое дело	Управление разработкой месторождений нефти и газа на шельфе (Subsea Engineering and Management)	Университет Ньюкасла, Великобритания
Электроэнергетика и электротехника	Проектирование и управление интеллектуальными энергосистемами (Design and Control of Smart Power Systems)	Supélec (Высшая инженерная школа электрики), Франция INPG (Политехнический институт Гренобля), Франция



Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В 2014 году в университете реализовывались:

13 совместных магистерских программ (154 студента) с вузами Германии, Франции, Великобритании, Чехии и Казахстана

11 бакалаврских программ «2+2» с Цзилинским университетом и Шеньянским политехническим университетом КНР (160 студентов)

Всего в 2014 году по совместным программам с зарубежными вузами-партнерами обучалось **314** студентов (в 2013 г. – 236).

Магистерские программы ТПУ, реализуемые по заказам предприятий.

Физика - Физика и техника низких температур (Нефтегазовая компания «Сахалин Энерджи») – 21 студент.
Электроэнергетика и электротехника - Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем (Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» ОДУ Сибири) – 9 студентов; Управление режимами электроэнергетических систем (Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» ОДУ Сибири) – 20 студентов. **Ядерная физика и технологии** - Управление ядерной энергетической установкой (ГК «Росатом») – 10 студентов. **Химическая технология** - Инжиниринг в биотехнологических и фармацевтических производствах (ЗАО «Р-Фарм») – 20 студентов. **Нефтегазовое дело** - Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа (Нефтяные компании «Роснефть», «Газпромнефть» и др.) – 25 студентов. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (Нефтяные компании «Роснефть», «Газпромнефть» и др.) – 26 студентов. Проектирование объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений (ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа») – 10 студентов. Сооружение и техническое обслуживание объектов нефтегазового комплекса (ОАО «Газпромнефть») – 20 студентов.

II. Увеличение доли магистрантов, аспирантов и докторантов.

III. Модернизация образовательных программ бакалавриата в соответствии со стандартами CDIO.

CDIO INITIATIVE - международный проект по реформированию инженерного образования, начатый в Массачусетском технологическом институте (США) с участием ученых, преподавателей и представителей промышленности.

Цель проекта – модернизация базового инженерного образования для обеспечения подготовки выпускников к комплексной инженерной деятельности (Conceive – Design – Implement – Operate / «Придумай – Разработай – Внедри – Управляй»). Участниками проекта CDIO Initiative являются более 100 высших учебных заведений по всему миру.

В 2014 г. в нашем университете начата модернизация пяти программ бакалавриата в соответствии со стандартами CDIO.

IV. Оптимизация и реструктуризация портфеля образовательных программ.

В 2014 году открыт прием по 17 профилям бакалавриата, специалитета и магистратуры.

В 2014 г. аккредитованы: В ABET (Accreditation Board for Engineering and Technology, США) программа бакалавриата «Электроэнергетика и электротехника»; в ASIIN e.V. (Akkreditierungsagentur für Studiengänge der Ingenieurwissenschaften, der Informatik, der Naturwissenschaften und der Mathematik e.V., Германия) программа магистратуры «Информатика и вычислительная техника».

В ТПУ работает ассоциация инженерного образования России (АИОР) с присвоением европейского знака качества EUR-ACE Label по 8 программам магистратуры: «Биотехнические системы и технологии» (магистратура), профиль «Медико-биологические аппараты, системы и комплексы»; «Машиностроение» (магистратура), профиль «Автоматизация технологических процессов и производств в машиностроении»; «Оптотехника» (магистратура), профили «Светотехника и источники света», «Фотонные технологии и материалы»; «Технология геологической разведки» (специалитет), специализации «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» и «Геофизические методы исследования скважин»; «Биотехнология» (бакалавриат), профиль «Биотехнология»; «Машиностроение» (магистратура), профиль «Физика высоких технологий в машиностроении».

V. Создание Интернет-лица.

VI. Развитие системы элитного технического образования (ЭТО) ТПУ.

VII. Предоставление студентам широкого выбора дополнительных дисциплин, служащих расширению их компетенций.

VIII. Создание электронной среды обучения.

Электронное обучение для очников: Организация управляемой самостоятельной работы студентов с использованием электронных курсов Moodle (13 тыс. пользователей). Разработка и введение в учебный процесс 195 новых электронных курсов. Эксперимент по использованию MOOC's – более 70 сертификатов Coursera.



Зал 3D визуализации в Международном Инновационно – научно - образовательном центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ – совместный проект Heriott-Watt с Эдинбургским университетом (Великобритания). Защита магистерских диссертаций.

Разработка 5 курсов по технологии MOOC's для онлайн-магистратуры; Повышение квалификации преподавателей по электронному обучению (более 200 чел.). Всего пользователей электронных ресурсов ТПУ – 38 715 чел.

Электронное обучение для заочников: По дистанционным образовательным технологиям обучаются 1900 чел., в том числе 712 иностранных граждан. Более 10 000 часов виртуальных занятий и вебинаров. Введена автоматизированная система

контроля знаний. **Электронные образовательные ресурсы, адаптированные для мобильных устройств.** Видеолекции – более 600 часов по 185 дисциплинам. Виртуальные лабораторные комплексы – 130. Электронные УМКД – более 1400.

IX. Организация регулярного повышения квалификации НПП на базе ТПУ.

В 2014 году на базе ТПУ реализовано 53 краткосрочных программы повышения квалификации в трех областях:

информатизация образования – 175 чел.; современные технологии образовательного процесса – 139 чел.; иностранный язык – 163 чел.

Реализуются 4 совместные программы повышения квалификации с ведущими зарубежными и российскими университетами: Университет Саутгемптона, (Великобритания); Сколковский институт науки и технологий (Skoltech).

X. Реализация программ академической мобильности обучающихся

В 2014 году в рамках программ академической мобильности 583 студента ТПУ прошли обучение в 179 университетах и компаниях 27 стран мира. Приняты на обучение 204 студента из 16 стран. 394 студента и 95 аспирантов ТПУ получили финансовую поддержку в виде стипендии «ПЛЮС (P.L.U.S.) на освоение образовательной программы, выполнение научных исследований в ведущих мировых научных и научно-образовательных организациях. Общий объем средств, направленных на поддержку академической мобильности, составил в 2014 году более 35 млн рублей.

XI. Совершенствование учебно-лабораторной базы

В 2014 году приобретено оборудования и программного обеспечения на 247 млн рублей, в том числе на 39 млн рублей из средств от приносящей доход деятельности: 30 единиц оборудования стоимостью более 1 млн рублей;

мультимедийное оборудование и компьютерная техника для 89 учебных аудиторий. Закуплено специализированное лицензионное программное обеспечение (Maple, Surfer, STATISTICA, ChemCad, Grapher, Wolfram Mathematica и др.)

Для студентов и сотрудников ТПУ организован доступ к 53 лицензионным информационным ресурсам: 16 РОССИЙСКИМ - Информационно-поисковая система «Кодекс»; ЭБС «Лань»; «Znanium»; «КонсультантПлюс» и др.

и 37 ЗАРУБЕЖНЫМ: Elsevier ScienceDirect (книги и журналы); IEEE/IET Electronic Library; SciVal; Ebrary e-books Engineering and Technology и др.

Целевые показатели и их значения

ПОКАЗАТЕЛЬ	2014
Средний балл ЕГЭ студентов вуза, принятых для обучения по очной форме обучения за счет средств из федерального бюджета по программам бакалавриата и программам подготовки специалистов	74
Доля магистрантов, аспирантов и докторантов в общем числе обучающихся по очной форме обучения, %	28
Доля иностранных студентов (с учетом студентов из стран СНГ), обучающихся по основным образовательным программам вуза, %	23,24
Доля программ, реализуемых на английском языке, %	16,5

ЗАДАЧА 2. КАЧЕСТВЕННЫЙ РОСТ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ АКТИВНОСТИ

I. Формирование международного научного Совета

II. Создание и развитие сетевого междисциплинарного Центра превосходства «Ресурсоэффективные технологии», в который входят:

Гибридное моделирование энергосистем; топливо нового поколения для ядерной и водородной энергетики; радиационные материалы и технологии для диагностики и терапии социально-значимых заболеваний; материалы для экстремальных условий; досмотровые комплексы и системы дефектоскопии объектов и сооружений; сибирский арктический шельф; трудноизвлекаемые запасы углеводородов; изучение ресурсов Мирового океана с помощью автономных подводных роботов и др.

По итогам за 2014 год получены следующие результаты по мегапроектам:

I. Мегапроект «Материалы для экстремальных условий».

Цель: разработка новых материалов для эксплуатации в экстремальных условиях космоса, гидрокосмоса и Арктики.

Бюджет проекта: 101,8 млн рублей, в том числе 55,9 млн рублей – софинансирование. Коллектив: 103 сотрудника, в том числе 12 зарубежных ученых из ведущих научно-исследовательских центров.

Главные результаты и достижения:

Получен многокомпонентный композитный двухслойный армированный материал нового поколения; разработан принципиально новый метод формирования многослойных алмазных пленок, позволяющий наносить сверхтвердые теплопроводящие алмазные слои с низкой шероховатостью независимо от толщины покрытия; получены опытные образцы не имеющих аналогов композитных материалов для создания радиационно-защитных корпусов микроэлектронных модулей ракетно-космической техники; разработаны составы наполненных теплопроводящих полимерных материалов на основе полиэтилена с техническими характеристиками, превосходящими зарубежные аналоги; разработано защитное многослойное покрытие, обладающее высокими механическими свойствами и радиационной стойкостью; опубликовано 110 статей в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, в том числе 18 - в журналах с импакт-фактором > 1.

II. Мегапроект «Телекоммуникационные системы мониторинга и управления для автономных подводных роботов».

Цель: разработка новых моделей, макетов, узлов и агрегатов, перспективных для использования в целях телекоммуникации, мониторинга и управления подводными роботами.

Бюджет проекта: 94,14 млн рублей, в том числе 74,135 млн рублей – софинансирование. Коллектив: 70 сотрудников, в том числе 1 зарубежный ученый из ведущего научно-исследовательского центра.

Главные результаты и достижения :

Разработаны новые сенсоры и датчики для автономного обитаемого подводного аппарата (АНПА) на основе современных композитных, полимерных и керамических материалов; создана модель группового управления, которая учитывает как периоды автономного плавания АНПА, так и выходы на сеансы связи; разработан макет аппаратно-программного комплекса для передачи данных по гетерогенным каналам связи; проведены испытания гидроакустического модема, обеспечивающего скорость передачи данных 1,2 кб/с при полосе частот 2 кГц; опубликовано 30 статей в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, в том числе 3 - в журналах с импакт-фактором > 1.



Исследовательский ядерный реактор ТПУ



Крупнейший электронный синхротрон, созданный в ТПУ

III. Мегапроект «Комплексное исследование нетрадиционных коллекторов нефти и газа».

Цель проекта: разработка и апробация новых методик исследования нетрадиционных коллекторов нефти и газа.

Бюджет проекта: 17,6 млн рублей, в том числе 2,8 млн рублей - софинансирование Коллектив: 37 сотрудников, в том числе 4 зарубежных ученых из ведущих научно-исследовательских центров.

Главные результаты и достижения:

Сделан прогноз нефтеперспективных участков отложений баженовской свиты (Томская область); разработаны установка и методики определения пористости и насыщенности порового пространства ультранизкопроницаемых пород; опубликовано 22 статьи в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, в том числе 6 - в журналах с импакт-фактором > 1.

IV. Мегaproект «Гибридное моделирование и управление в интеллектуальных энергосистемах».

Цель: разработка моделей и средств автоматизации безаварийной работы интеллектуальных энергосистем.

Бюджет проекта: 12,4 млн рублей, в том числе 4,1 млн рублей – софинансирование Коллектив: 30 сотрудников, в том числе 3 зарубежных ученых из ведущих научно-исследовательских центров

Главные результаты и достижения:

Разработаны математические модели и средства моделирования дифференциальных защит и дифференциально-фазных защит для всережимного моделирования работы интеллектуальных энергосистем; разработан и изготовлен гибридный процессор, моделирующий устройство статического синхронного компенсатора для всережимного моделирующего комплекса реального времени; опубликована 51 статья в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, в том числе 4 - в журналах с импакт-фактором > 1.

V. Мегaproект «Технологии и комплексы томографического неразрушающего контроля нового поколения».

Цель: разработка нового универсального многопрофильного томографического комплекса, с использованием радиационного, ультразвукового, электромагнитного и теплового методов для поиска брака в изделиях авиационной, автомобильной, космической и других отраслей промышленности

Бюджет проекта: 193,99 млн рублей, в том числе 110,49 млн рублей – софинансирование Коллектив: 102 сотрудника, в том числе 7 зарубежных ученых из ведущих научно-исследовательских центров.

Главные результаты и достижения:

Разработан макет томографического комплекса, произведены сборка, монтаж, настройка его основных компонентов; созданы макеты всех составных частей комплексного томографа; Проведены тестовые исследования по томографическому контролю эталонных образцов и изделий промышленного назначения; опубликовано 62 статьи в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, в том числе 22 - в журналах с импакт-фактором > 1.

VI. Мегaproект «Инновационные методы диагностики и терапии социально значимых заболеваний»

Цель: разработка фармакологических и радиационных наукоемких технологий для диагностики и терапии социально значимых заболеваний.

Бюджет проекта: 57,5 млн рублей, в том числе 32 млн рублей – софинансирование Коллектив: 128 сотрудников, в том числе 7 зарубежных ученых из ведущих научно-исследовательских центров.

Главные результаты и достижения:

Разработана методика химической модификации производных глюкозы для создания диагностических онкотропных радиофармпрепаратов с целью молекулярной визуализации злокачественных новообразований; на базе циклотрона ТПУ, совместно с ЗАО «Фармсинтез» (Москва), разработан лабораторный технологический регламент производства и выпущена опытная партия радиофармацевтического препарата индия [^{111}In] хлорид; разработана принципиальная схема и конструкция автоматизированного экстракционно-хроматографического модуля для получения радиофармацевтического препарата «Натрия пертехнетат, $^{99\text{m}}\text{Tc}$ »; получены результаты доклинических исследований радиофармпрепарата для диагностики септических воспалений и на основе меченных нанокolloидов для выявления сторожевых лимфатических узлов; опубликовано 83 статьи в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science и Scopus, в том числе 32 - в журналах с импакт-фактором > 1.



Ядерная медицина в ТПУ

(совместные исследования с Сибирским государственным медицинским университетом)

VII. Организация регулярных стажировок и повышения квалификации НПР в ведущих зарубежных университетах, научных организациях, на высокотехнологичных предприятиях

В 2014 году стажировку прошли **537** НПР ТПУ, в том числе **305** - в зарубежных университетах и организациях:

в университетах и научных организациях стажировку прошли **426** НПР. Это в Венском техническом университете, Университете Саутгемптона, Мюнхенском техническом университете, Чешском техническом университете, Цилинском университете, Московском государственном университете и др.

Стажировку прошли на промышленных предприятиях **111** НПР ТПУ. Это в Siemens AG, TSI Instruments Ltd., ОАО «Газпром», Госкорпорации «Росатом», Госкорпорации «Роснано», ОАО «Информационные спутниковые системы» имени академика М.Ф. Решетнёва» и др.



Научные исследования ТПУ в Арктике

VIII. Развитие практики подготовки и защиты PhD-диссертаций сотрудниками ТПУ

26 аспирантов и сотрудников ТПУ работают над подготовкой PhD-диссертаций в ведущих университетах мира: Мюнхенский университет Людвиг-Максимилиана, (Германия); Технологический институт Карлсруэ, (Германия); Берлинский технический университет, (Германия); Технический университет Дармштадта, (Германия); Гентский университет, (Бельгия); Университет Антверпена, (Бельгия); Университет Париж-Юг 11, (Франция); Университет Жозефа Фурье, Гренобль, (Франция); Королевский колледж Холлоуэй, Лондон, (Великобритания); Чешский технический университет в Праге, (Чехия); Университет Тренто, Италия и др.

В 2014 году состоялись **2** защиты PhD-диссертаций: в Мюнхенском университете Людвиг-Максимилиана (Германия) и Международной магистерской школе Жозефа Стефана (Словения).

IX. Рекрутинг ведущих зарубежных ученых для работы в ТПУ.

Среди ведущих ученых работают в ТПУ следующие специалисты: **Д. Шехтман**, Лауреат Нобелевской премии по химии за 2011, профессор Технологического института Израйля, профессор Университет штата Айова, США, председатель Международного научного совета ТПУ; **М. Титов**, специалист в области физики высоких энергий, ЦЕРН — Европейский центр ядерных исследований, Швейцария, h-index 60; **Г. Бернт**, гражданин Швеции, специалист в области исследований транспорта и трансформации углерода в гидравлической системе суша-шельф в Арктике, Институт Альфреда Вегенера, Центр полярных и морских исследований имени Гельмгольца, h-index 45; **Ф. Верпоорт**, гражданин Бельгии, специалист в области композиционных материалов, Институт материалов г. Манчестер, Великобритания, h-index 36; **В. Любовицкий**, гражданин Германии, специалист в области физики высоких энергий, Институт теоретической физики, Университет г. Тюбинген, Германия, h-index 32; **В.К. Арнольд**, гражданин Германии, специалист в области ультразвуковой инфракрасной термографии композитов, Гёттингенский университет имени Георга-Августа, h-index 28; **И. Готман**, гражданка Израйля, специалист в области нанотехнологий, Израильский технологический институт, h-index 27; **Ю.Э. Олевски**, гражданин США, специалист в области материаловедения, Государственный университет Сан-Диего, h-index 25; **И. Семилетов**, гражданин РФ, специалист в области арктического шельфа, Университет Аляска Фэрбанкс, h-index 23; **С. Кетов**, гражданин Японии, специалист в области физики высоких энергий, Токийский университет, h-index 22 и другие.

X. Создание и развитие института постдоков.

На конкурс в ТПУ в 2014 г. поступило **80** заявок, из них **36** - от иностранных граждан. Победителями конкурса стали **37** молодых ученых, в том числе **11** - из зарубежных вузов и организаций Китая, Японии, Италии, Португалии, Таиланда, Индии, США, Белоруссии и Украины.

XI. Организация поддержки и продвижения публикаций сотрудников ТПУ в рейтинговые издания

В 2014 году сотрудниками ТПУ опубликовано **3973** статьи, из них **1049** – в журналах, индексируемых **Web of Science** и **Scopus**, **211** – в журналах с **IF ≥ 1** ; Средний показатель цитируемости ученых ТПУ в **Web of Science** и **Scopus** на 1 НПП – **3,6**; Статей в **Web of Science** и **Scopus** на 1 НПП – **1,03**; Публикации в высокоцитируемых журналах: *Circulation* – **IF 14,948**; *Physics of Plasma* – **IF 9,739**; *Nature Protocols* – **IF 7,960** и др.

Внедрена **не имеющая аналогов в России** web-система продвижения статей студентов, аспирантов, молодых ученых и сотрудников ТПУ в высокорейтинговые журналы («**Ракета Хирша**»)

Выпускается ежемесячный дайджест «**Цитируемые ученые**» о публикационной активности ученых ТПУ (более 2000 просмотров каждого выпуска)

XII. Создание лабораторно-исследовательского технопарка.

В 2014 ТПУ году приобретено: **37** единиц аналитического оборудования на сумму **91,6 млн рублей**; **14** единиц технологического оборудования – на **50,7 млн рублей**; компьютеров, сетевого оборудования, мультимедиа и т. п. – на **62,7 млн рублей**.

Произведены ремонт и модернизация оборудования на сумму **16,3 млн рублей**.

Всего на закупки научного оборудования направлено более **221 млн рублей**.

Организована в ТПУ подготовка операторов оборудования.

В 2014 году открыто 6 новых научных лабораторий:

Лаборатория анализа и мониторинга опасных геологических и гидродинамических процессов на Арктическом шельфе (рук. Семилетов И.П.); сетевая научно-образовательная лаборатория «Динамическое моделирование и контроль ответственных конструкций» (рук. Псахье С.Г.); сетевая лаборатория «Медицинское материаловедение» (рук. Дан Шехтман, Псахье С.Г.); лаборатория фундаментальных основ ресурсоэффективных и безопасных технологий тушения лесных пожаров с применением авиации (рук. Кузнецов Г.В.); международная российско-китайская лаборатория радиационного и инспекционного контроля (рук. Чахлов С.В.)

XIII. Формирование эффективной системы трансфера и капитализации знаний.

Объем НИОКР в ТПУ в 2014 году составил **более 2,0 млрд рублей** (на 1 НПП – 1,07 млн рублей) из них: по хозяйственным договорам и контрактам – **1,37 млрд рублей**, в том числе по зарубежным контрактам и грантам – **160,5 млн рублей**; по программам и грантам различного уровня (ФЦП, РНФ, ПП-220; гранты РФФИ, РГНФ, Президента РФ; базовая и проектная части ГЗ «Наука») – **633 млн рублей**; доходы малых инновационных предприятий (МИП), созданных с участием ТПУ, – **310,2 млн рублей**

Наиболее крупные НИОКР ТПУ:

1.«Создание новой технологии получения вольфрамсодержащей продукции улучшенного качества» совместно с ЗАО «Закаменск» (Бурятия) в рамках проекта по Постановлению Правительства Российской Федерации № 218

2.Разработка решений, направленных на повышение надежности работы, существующей и строящейся газотранспортной сети и ее инфраструктуры, в том числе для проекта «Сила Сибири» (ООО «Газпром трансгаз Томск»)

3.Разработка установки моделирования процессов образования дуговых разрядов в бортовой радиоэлектронной аппаратуре в условиях вакуума (ОАО «Информационные спутниковые системы имени академика М.Ф. Решетнёва»)

4.Создание уникального робота-сварщика для производства элементов атомных реакторов (ОАО «НЗХК»)

5.Проведение прикладных научных исследований и экспериментальных разработок с целью создания установок газификации твердых топлив для энергетики и промышленности (Фонд «Энергия без границ», ЗАО «Компомаш-ТЭК», ОАО «Всероссийский теплотехнический институт») и др.

XIV. Результаты и достижения интеллектуальной деятельности ТПУ

1. Зарегистрирован **221** результат интеллектуальной деятельности. Получены **117** патентов, в том числе **3** евразийских, и **104** свидетельства на полезные модели и о государственной регистрации программ для ЭВМ;
2. На бухгалтерский баланс поставлено **24** объекта интеллектуальной собственности, заключено **9** лицензионных договоров;
3. Действует **51** МИП с участием ТПУ, в которых создано **210** рабочих мест, в том числе в 2014 году – **6** МИП и **32** рабочих места;
4. **24** молодых ученых стали в 2014 году победителями программы **УМНИК**. **4** участника выиграли конкурс **СТАРТ**, создав с участием ТПУ следующие МИП: ООО «Политек», ООО «Ультразвуковые технологии», ООО «Бурэфективность» и ООО «Опытно-демонстрационная площадка «Элмус».
5. В 2014 году ТПУ принимал участие в **56** выставках: из них **17** международных и **17** зарубежных (Швейцария, Франция, Индонезия, Вьетнам, Монголия, Казахстан и др.). Получено **97** наград, из них на международных и зарубежных выставках **28** медалей, в том числе **17** золотых, и **29** дипломов.
6. На выставке изобретений «**Inventons Geneva**» (Женева, Швейцария) награждены разработки ТПУ:



Автоматическая лунная станция «Луна-24» с турбобуром и заборным устройством для отбора лунного грунта, разработанные в ТПУ

Золотой медалью отмечена разработка ТПУ «Способ синтеза наномалмазов и наноразмерных частиц карбида кремния в поверхностном слое кремния»

Серебряной медалью - разработка «Установка для очистки и обеззараживания воды Гейзер ТМ»

7. На Международном Салоне изобретений «**Конкурс Ленин**» (Париж, Франция) награждены:

Бронзовыми медалями отмечены: разработка «Анализатор тиоловых соединений»; Разработка «Плазмохимическая технология получения углеродного наноматериала и водорода из природного газа».

XV. Целевые показатели и их значения

ПОКАЗАТЕЛЬ	2013	2014
Количество статей в базах данных Web of Science и Scopus с исключением их дублирования на 1 НПП	0,63	1,03
Средний показатель цитируемости на 1 НПП, рассчитываемый по совокупности статей, учтенных в базах данных Web of Science и Scopus, с исключением их дублирования	2,9	3,6
Доля зарубежных профессоров, преподавателей и исследователей в численности НПП, включая российских граждан – обладателей степени PhD зарубежных университетов, %	0,9	6,7
Доля НПП, принявших участие в программах международной и внутрироссийской академической мобильности за последние два года, %	32,12	47,6
Доля дохода от международных программ и грантов в общем объеме от приносящей доход деятельности, %	3,4	6,41

ЗАДАЧА 3.

ПОВЫШЕНИЕ РЕПУТАЦИОННОГО КАПИТАЛА И ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ТПУ

I. Система управления взаимодействием со стратегическими и сетевыми партнерами

- В ТПУ Разработан и введен в эксплуатацию **Информационно-программный комплекс «Партнеры ТПУ»**, в котором заложена возможность получения информации о всех направлениях фактического сотрудничества с каждым партнером.
- Создан **информационный портал «Партнер ТПУ»**, обеспечивающий развитие системы информационного обмена и взаимодействия с партнерами и работодателями.
- В декабре 2014г. проведено Всероссийское совещание представителей промышленности и вузов «**Инженерные кадры для промышленного развития регионов России**».
- ТПУ стал одним из учредителей Ассоциации образовательных организаций высшего образования «Глобальные университеты», созданной в рамках сетевого взаимодействия вузов-участников проекта 5-100
- ТПУ вступил в Энергетический образовательный консорциум, созданный 11 техническими университетами России, ведущими подготовку специалистов для энергетической отрасли.
- ТПУ присоединился к сетевому договору о сотрудничестве ОАО «Объединенная авиастроительная корпорация», Минобрнауки России, общественной организации «Союз машиностроителей России», МШУ «Сколково» и 13 ведущих авиационных и технических вузов России с целью содействия развитию авиастроительной отрасли.
- Создан Консорциум «Комплексные решения по водоподготовке, водоочистке и использованию водных ресурсов»: ИФПМ СО РАН, Таврический университет им. В.И. Вернадского (г. Симферополь), Институт водно-экологических проблем СО РАН (ИВЭП СО РАН), ООО «Сибстройнефтегаз».
- В 2014 году в ТПУ заключено **187** договоров о сотрудничестве, в том числе: **79 договоров с предприятиями:** SIEMENS AG, Германия; NISSAN Motor, Япония; ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Б.В., Нидерланды; НПЦЭС ТОО «Иртыш-Стандарт», Казахстан; ФГУП «НПО им. С.А. Лавочкина»; ОАО «Новосибирский завод химконцентратов»; ФГУП ПО «Маяк»; ЗАО НПО «Уральская химико-технологическая компания»; ЗАО «Русско-китайская компания по развитию торгово-промышленного сотрудничества в Томской области»; ООО «Томский кабельный завод» и др.
- **В 2014 г. в ТПУ заключен 71 договор с университетами и научными организациями:** Университет Саутгемптона, Великобритания
Миланский политехнический институт, Италия ; Технический университет Дрездена, Германия; Федеральный университет Флуминенсе, Бразилия; Университет Sathyabama, Индия; Израильский технологический институт (Технион); Институт проблем морских технологий ДВО РАН; ФГБУ «НИИ Фармакологии имени Е.Д. Гольдберга» СО РАМН; ФГБУ «НИИ онкологии» СО РАМН; ГБОУ ВПО «Тюменская государственная медицинская академия Минздрава России» и др.

II. Развитие системы взаимодействия с потенциальными академическими экспертами и потенциальными работодателями для выпускников ТПУ.

Сформирована база, включающая 1050 представителей российских и зарубежных университетов, научных организаций и предприятий, лично знакомых с ТПУ.

Более **4000** студентов приняли участие в мероприятиях, связанных с трудоустройством: «Дни карьеры ТПУ»; «Дни карьеры Росатома»; презентация ОАО «КАМАЗ»; презентация компании «Repsol» и др.

III. Позиционирование университета как международной площадки формирования и развития идей ресурсоэффективности.

Ежемесячно выпускается электронный дайджест на русском и английском языках по вопросам ресурсоэффективности; создан сайт <http://res-eff.tpu.ru> на русском и английском языках, аккумулирующий новостную информацию по тематике ресурсоэффективности, научные публикации, фильмы и пр.; Подготовлен к выпуску совместно с издательством Elsevier электронный англоязычный научный журнал «Resource-efficient technologies».

IV. Тиражирование лучших практик ТПУ

V. ТПУ в 2014 году посетили 85 делегаций, в том числе:

Министр природных ресурсов и экологии РФ; глава Представительства (Посол) Европейского Союза в России; руководитель Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки; заместитель Министра образования и науки Российской Федерации; директор Фонда перспективных исследований; Губернатор Токио; президент Microsoft в России; Сергей Крикалев космонавт, Герой Советского Союза, Герой России; Владимир Джанибеков космонавт, дважды Герой Советского Союза; член правления банка ВТБ; генеральный директор компании «Диамех 2000»; заместитель генерального директора «НПО им. С.А. Лавочкина» и другие

ЗАДАЧА 4.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УНИВЕРСИТЕТОМ

- I. Отказ от неэффективной и непрофильной деятельности.
- II. Создание кадрового резерва руководящего состава.
- III. Формирование в университете двуязычной среды. Совершенствование системы обучения английскому языку студентов и сотрудников ТПУ.
- IV. Введение системы эффективного контракта.
- V. Система и управление программой повышения конкурентоспособности ТПУ.

ЗАДАЧА 5.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЖИЗНИ СТУДЕНТОВ И СОТРУДНИКОВ

I. Создание ориентированной на международный уровень инфраструктуры университета.

1. Завершается строительство 17-этажного общежития на 722 места. Срок ввода в эксплуатацию – сентябрь 2015 года;
2. Открыт новый 400-метровый легкоатлетический комплекс олимпийского стандарта на стадионе «Политехник»;
3. Построена новая открытая многофункциональная спортивная площадка в студенческом городке ТПУ (тренировки и соревнования по мини-футболу, волейболу, стритболу, большому теннису и др.);
4. Начато строительство водного бассейна. Срок ввода объекта в эксплуатацию - 2015 год;
5. Получено положительное заключение государственной экспертизы на проектно-сметную документацию на строительство бизнес-инкубатора.

II. Развитие единой беспроводной среды университета для повсеместного использования портативных устройств в режиме «Подключись и работай».

В ТПУ 250 точек доступа WiFi, ежедневно работают около 2000 пользователей
ТПУ вошел в международный проект EDUROAM (Education roaming) по предоставлению бесплатного доступа к сетям WiFi в университетах 54 стран мира

III. Всемирная поддержка студенческих инициатив.

1. Студенческое самоуправление.

В состав Совета студентов ТПУ входят 15 студенческих объединений.

Совет студентов ТПУ победил в конкурном отборе программ развития деятельности студенческих объединений образовательных организаций высшего образования, проводимом Минобрнауки России. В 2014 году по Программе было реализовано 436 мероприятий, в которых приняли участие более 7000 студентов ТПУ. Общий объем финансирования программы составил 12 млн рублей.

2. Волонтерская деятельность.

413 студентов ТПУ работали волонтерами на XXII зимних Олимпийских и XI зимних Паралимпийских играх в Сочи.

В 2014 году проведено свыше ста уроков по ресурсоэффективности в школах города Томска, осуществляется шефство над 4 областными детскими домами.

Позиции ТПУ в рейтингах

РЕЙТИНГ	2014
QS World University Rankings	524
BRICS (QS)	67
Emerging Europe and Central Asia-EECA (QS)	45
Национальный рейтинг ИА «Интерфакс» и радиостанции «Эхо Москвы»	9
Рейтинг «Эксперт РА»	7

Основные задачи на 2015 г.

Обеспечение достижения основных показателей Программы повышения конкурентоспособности ТПУ.

Комплексная программа Национального исследовательского Томского политехнического университета 2011-2015 г.г., по которой работает ТПУ, разработана на основе системного анализа условий и факторов, оказывающих существенное влияние на стратегию развития университета в новых современных условиях России, и базируется на положениях Программы развития ТПУ на 2009-2018 г.г. как Национального исследовательского университета.

КРАТКАЯ СПРАВКА О ТПУ

ТПУ - это город-университет. Он входит в ТОП – 10 вузов России и стремится в ТОП-100 университетов мира.

Томский технологический институт, основанный в 1896 году как институт практических инженеров, является первым техническим вузом на обширной территории Азиатско-Тихоокеанского региона России. Вуз имеет богатейшие традиции в подготовке инженерных кадров высшей квалификации по широкому спектру направлений.

Здесь подготовлено более 160 000 специалистов - с момента основания вуза!

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, сегодня – это целый университетский городок. Инфраструктура университета включает **29 учебных корпусов площадью свыше 323688 квадратных метров; 14 студенческих общежитий (более 6 000 мест); научно-техническую библиотеку, фонд которой превышает 2,7 миллиона книг; свыше 200 зон WiFi в корпусах вуза, около 10 000 квадратных метров крытых спортивных сооружений; 550 мест в санатории-профилактории и центрах отдыха; около 1000 мест в университетских столовых и кафе; современные концертный, танцевальный залы и зал торжеств Международного культурного центра.**

В состав ТПУ входит 11 научно-образовательных и учебных институтов, 97 кафедр, 65 научно-исследовательских лабораторий, в т.ч. 20 - международных. На базе университета и учреждений РАН созданы и реализуют научно-образовательную деятельность 18 совместных кафедр и лабораторий, успешно действуют 12 центров коллективного пользования.

Число научно-педагогических работников университета более 2 000, из них 361 доктор наук и 1138 кандидатов наук, 24 Заслуженных деятелей науки и техники, 22 члена РАН, 6 лауреатов Госпремии, 125 членов общественно-профессиональных академий, 18 лауреатов премии Правительства РФ, из них 5 лауреатов премии Правительства РФ в области науки и техники для молодых ученых, 21 лауреат именных и международных премий, 3 лауреата премии Президента РФ.

В вузе обучается 19776 студентов, 23,2% составляют иностранные граждане из 48 стран мира. Обучение и стажировки студентов и аспирантов ТПУ проходит в 179 зарубежных университетах из 27 стран.

В 2014 г. в ТПУ и филиал осуществлялась подготовка бакалавров по **51 направлению**, специалистов по **73 специальностям**, магистров по **35 направлениям**, в т.ч. по **35 направлениям и специальностям, соответствующим приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики.** Среди специальностей и направлений – атомная и водородная энергетика, нанотехнологии, электро- и теплоэнергетика, биотехнологии, геология, разведка нефти и газа, рациональное природопользование, машиностроение, IT-технологии и другие.

По результатам 2014 г. ТПУ занимает позицию в группе **501-550** в международном рейтинге **QS World University Rankings.**

В ТПУ проходят подготовку 44 докторанта и 888 аспирантов.

Консолидированный бюджет ТПУ в 2014 г. составляет 7 млрд. 118 млн. руб.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ: ДОСТИЖЕНИЯ НАСТОЯЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ В БУДУЩЕМ

А.Ю. Дмитриев

Директор Института природных ресурсов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



**А.Ю. Дмитриев,
директор ИПР ТПУ**

Институт природных ресурсов – одно из старейших подразделений Томского политехнического университета. Свою историю он ведет от горного и химического отделений Томского технологического института, ныне Томского политехнического университета. Основателями этих отделений по праву можно считать выдающегося российского геолога академика Владимира Афанасьевича Обручева (Фото 1) и его ученика академика Михаила Антоновича Усова, создавших горно-геологическую школу в Сибири. Живейшее участие в открытии химического отделения института принимал академик, выдающийся химик современности Дмитрий Иванович Менделеев (Фото 2).

Институт природных ресурсов прошел долгий и славный путь в области подготовки профессиональных кадров. За это время два базовых направления (горное и химическое) побывали и единым подразделением, и отдельными факультетами, но при этом неизменно тесно взаимодействовали друг с другом, храня и преумножая традиции подготовки высококлассных специалистов. Сегодня они вновь объединены и составляют Институт природных ресурсов (Фото 3).

Оправдано ли объединение таких, казалось бы, совершенно разных профессий – геолога и химика? Без сомнения! Как углерод превращает хрупкое железо в прочную сталь, так и сочетание химии и геологии дает крепкую основу для всей энергетической отрасли страны. Институт природных ресурсов объединил под своей крышей научные школы, широко известные как в России, так и за рубежом. Сибирская гидрогеохимическая школа (профессор П.А. Удодов), Школа геологии и геохимии благородных металлов (профессор А.Ф. Коробейников), Сибирская научная школа в области геофизических методов поиска и разведки месторождений полезных ископаемых (профессор Д.С. Миков), Сибирская радиогеохимическая школа (профессор Л.П. Рихванов), Сибирская научная школа математического моделирования на физико-химической основе многокомпонентных промышленных процессов переработки углеводородного сырья (профессор А.В. Кравцов), Сибирская научная школа теоретической и практической электрохимии (профессор Стронберг А.Г.) – вот лишь некоторые из них. Институт по праву гордится тем, что среди его выпускников 450 первооткрывателей месторождений полезных ископаемых, один лауреат Нобелевской премии и более 50 лауреатов Ленинской и Государственной премий.



**Фото 2. Двадцатый корпус ТПУ.
Институт природных ресурсов**

Все эти факты показывают, что Институт природных ресурсов более чем за век своей деятельности сформировал и продолжает бережно хранить лучшие традиции учебной и научной работы. При этом продолжает следовать главному принципу Томского политехнического университета – соответствовать времени и быть востребованным.

Мы живем в век стремительных перемен: меняется образовательная среда, внедряются новые методы обучения, повышаются требования к научной деятельности и развитию стратегического партнерства с научно-образовательными и промышленными предприятиями, темпы научно-технического прогресса растут с каждым днем. Адекватно отвечать на вызовы современной жизни позволит только непрерывное развитие научных и образовательных направлений с учетом потребностей экономики. И сейчас Институт природных ресурсов создает все условия для того, чтобы специалисты, вышедшие из его стен, решали стратегические задачи недропользования, экологии и переработки полезных ископаемых на высочайшем профессиональном уровне.

Так что же представляет из себя институт? Сегодня это самые современные и востребованные специальности для передовых отраслей экономики и кадровый потенциал минерально-сырьевых компаний страны. 15 кафедр Института природных ресурсов ведут подготовку специалистов в различных областях геологии, нефтегазового дела, экономики природных ресурсов, нефтехимии. Это почти 4,5 тысяч студентов. Это около 120 аспирантов, которые проводят исследования в рамках 25 научных профилей. Это научно-исследовательские и образовательные лаборатории и центры, такие как Центр урановой геологии, Центр опережающей подготовки специалистов трубопроводного транспорта, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела, Научно-инновационный центр космогеологических исследований «Космогеология» и другие. Это международное сотрудничество в области науки и образования с Herriot-Watt University, Paris-Sud II University, Newcastle university, Shell, Schlumberger, Nord Imperial, ЗАО «Р-Фарм» и партнерство с такими крупными российскими производственными организациями как ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», НК «Роснефть», ОАО «Алроса», ЗАО «СИБУР Холдинг» и многими другими (Фото 4).

Достигнуто многое, но останавливаться нельзя. Как говорили древние: «Движение – жизнь». Что же в плане? Сегодня в Институте ведется широкий спектр фундаментальных и прикладных исследований, многие из которых можно назвать не просто инновационными, а прорывными. Однако особого внимания заслуживают



**Фото 1. Первый корпус ТПУ
горно-геологический**

Всех этих фактов показывают, что Институт природных ресурсов более чем за век своей деятельности сформировал и продолжает бережно хранить лучшие традиции учебной и научной работы. При этом продолжает следовать главному принципу Томского политехнического университета – соответствовать времени и быть востребованным.

Мы живем в век стремительных перемен: меняется образовательная среда, внедряются новые методы обучения, повышаются требования к научной деятельности и развитию стратегического партнерства с научно-образовательными и промышленными предприятиями, темпы научно-технического прогресса растут с каждым днем. Адекватно отвечать на вызовы современной жизни позволит только непрерывное развитие научных и образовательных направлений с учетом потребностей экономики. И сейчас Институт природных ресурсов создает все условия для того, чтобы специалисты, вышедшие из его стен, решали стратегические задачи недропользования, экологии и переработки полезных ископаемых на высочайшем профессиональном уровне.



**Фото 3. Деятнадцатый корпус ТПУ.
Центр переподготовки специалистов
нефтегазовой отрасли по магистерской
программе Herriot-Watt на базе
Эдинбургского университета
(Великобритания) и ТПУ**

следующие два направления.

Прежде всего, это Арктика. В 2014 году Институт природных ресурсов в кооперации со Стокгольмским университетом развернул масштабный проект, суть которого состоит в изучении механизма формирования над Арктикой планетарного атмосферного максимума основных парниковых газов (углекислого и метана), а также в исследовании взаимосвязи между деградирующей криосферой, круговоротом углерода и климатом. В дальнейшем это позволит давать количественную оценку потокам парниковых газов, выявлять возможные экологические и климатические последствия и идентифицировать источники массовых выбросов метана. В рамках проекта моделируется современное состояние подводной мерзлоты с поправкой на ранее не учтенные факторы, например, сложное строение осадочной толщи, оценивается отепляющее влияние термокарстовых депрессий и подозерных таликов, а также содержание незамерзшей воды в осадках разного генезиса и солёности.

Другой проект посвящен исследованию низкопроницаемых коллекторов. Общемировой интерес к нетрадиционным источникам углеводородов (низко- и ультра-низкопроницаемым), подстегнутый доказанной технической возможностью промышленной добычи «сланцевого газа» из пластов с проницаемостью в десятки нанодарси (Барнетт, Файетвилль и Вудфорд в США и др.), обусловил внимание крупнейших мировых (ExxonMobil, Conoco Philips, Shell) и национальных нефтяных компаний (Роснефть, Газпромнефть, Лукойл, Сургутнефтегаз) к проблемам изучения и разработки пластов, которые еще несколько лет назад считались неколлекторскими и даже рассматривались в качестве покрышек нефтегазовых залежей. Однако достаточно достоверной методики прогноза пока еще нет. Институт природных ресурсов ставит себе целью разработку такой методики и уже значительно продвинулся в решении этой задачи (Фото 5).

Славная история и традиции, большой опыт подготовки востребованных специалистов, высококвалифицированный профессорско-преподавательский состав позволяют нашим выпускникам, опираясь на опыт прошлого, смело смотреть в будущее, а Институту природных ресурсов на протяжении многих лет заслуженно считаться одним из лидирующих в своей отрасли.



Фото 4. Международная научно-исследовательская лаборатория гидродинамики инновационно-научно-образовательного Центра подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа ИПР ТПУ

ПОДВИГ ТОМСКИХ ПОЛИТЕХНИКОВ-ГЕОЛОГОВ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ 1941-1945 гг. (К 70 – ЛЕТИЮ ВЕЛИКОЙ ПОБЕДЫ)

Г. М. Иванова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уважаемые коллеги! Товарищи! Друзья! Приближается 70-летие Великой Победы советского народа над фашизмом. День Великой Победы, подарившей нам жизнь, свободу и независимость – День памяти бессмертному поколению, защитившему Родину от гибели и спасшему человечество от фашизма.

Подвигу бессмертного поколения посвящается и наш XIX Международный симпозиум «Проблемы геологии и освоения недр».

Что гибель нам! Мы даже смерти выше,
В могилах мы построились в отряд!
И ждём приказа нового,
И пусть не думают, что мёртвые не слышат,
Когда о них потомки говорят!



Фото 1. Общегородской митинг трудящихся г.Томска, 22 июня 1941 г.

Эти пророческие слова лейтенанта Н. Майорова, погибшего в 1941 г. на Смоленщине, обращены к нам. Мы с Вами должны сохранить память об этом героическом поколении, защитившим нас ценою своей собственной жизни.

А начиналось это так. В воскресное утро 22 июня 1941 г. в г. Томске стояла тёплая погода. Многие томичи отдыхали на природе. Студенты сдавали последние экзамены. Вдруг в 12 часов по московскому времени радио внезапно замолчало. И через несколько минут взволнованные томичи услышали: «Граждане и гражданки Советского Союза! Сегодня, в 4 часа утра, без объявления войны германские войска напали на нашу страну».

22 июня в 9 часов вечера в г. Томске на площади Революции состоялся 50-тысячный митинг, на котором томичи заявили о своей решимости отдать все свои силы на борьбу с врагом. Среди них были и политехники. На следующий день в Томском индустриальном институте (так в то время назывался наш университет) состоялось собрание коллектива, на котором было заслушано сообщение директора института К.Н. Шмаргунова о вероломном нападении фашистских войск на Советский Союз. В заключение резолюции собрания говорилось: «Красная Армия и весь наш народ поведут победоносную Отечественную войну за Родину, за честь и свободу, и это будет самая справедливая из всех войн». Политехники поклялись вместе со всем народом встать на защиту нашей Родины.

Так началась страшная по масштабам, жестокости и жертвам освободительная война. 1418 дней и ночей длилась кровопролитная битва. Она унесла миллионы жизней, но народ выстоял, победил. И свой вклад в эту Победу внесли политехники, в том числе горняки и геологи.

В первые же дни войны 631 студент и сотрудник ТПУ ушли на фронт. Это - 350 студентов, 68 преподавателей, 213 рабочих и служащих института. 60 из них ушли добровольцами. 224 политехника погибли, защищая Родину. Томские политехники сражались на всех фронтах Великой Отечественной войны: в решающих битвах с фашистами под Москвой и Ленинградом, под Сталинградом и на Курской дуге, на Днепре и в Белоруссии, Прибалтике, в странах Восточной Европы, при освобождении Манчжурии.

Политехники и среди них геологи и горняки совершили в этой жестокой борьбе ни один героический подвиг. Вот некоторые из них.

Уже в первые месяцы войны 1941 г. был сформирован под руководством профессионального разведчика, Героя Советского Союза Дмитрия Медведева особый разведывательно-диверсионный отряд, хорошо вооружённый и подвижный. Начальником штаба этого отряда был выпускник геологоразведочного факультета ТПИ – Дмитрий Староверов, отличный спортсмен. В этот отряд набирались исключительно спортсмены-добровольцы, среди них был и знаменитый боксёр – абсолютный чемпион Советского Союза Николай Королёв, и знаменитые бегуны-стайеры, многократные чемпионы и рекордсмены Советского Союза – братья Знаменские. Это был первый отряд, заброшенный в тыл к немцам в 1941 г. в Хотинский район Могилёвской области. Дмитрий Староверов, наш бывший студент, героически погиб в борьбе с карателями 11 октября 1941 г. у деревни Батаево, где ему сегодня поставлен памятник. Посмертно он награждён орденом Ленина.

Решающий удар немцев под Москвой приняли на себя сибиряки, воевавшие в составе 166 стрелковой дивизии (командир дивизии А.Н. Холзин, комиссар И.И. Русанов, начальник штаба А.Л. Стафеев), в составе

которой были и томские политехники. 30 июня 1941 г. отбыл из г. Томска последний эшелон со штабом дивизии. Первый батальон 423-го полка принял бой на станции Дно Псковской области. В этом бою погиб весь батальон. Главные силы 166 дивизии встретили врага на Смоленской земле. Бои шли в окрестностях городов Белый, Ярцево, Духовщина, у озера Щучье, в районе Вязьмы. Здесь 166 дивизия вместе с другими частями Западного фронта приняла на себя полчища генерального наступления фашистских войск под Москвой. 75 суток сибиряки стояли на смерти. Операция немцев «Тайфун» провалилась. Немцы не смогли в этом направлении прорваться к Москве.

Некоторым частям 166 дивизии удалось прорваться из окружения к своим. Часть бойцов и командиров вынуждена была рассеяться по Валдинским лесам, создав партизанские отряды. Командиром знаменитого партизанского отряда «Смерть фашизму» был выпускник горного факультета Томского индустриального (политехнического) института Василий Иннокентьевич Васильев. Он

после окончания института остался на кафедре, читал курс лекций по маркшейдерскому делу, собирался защитить диссертацию, но помешала война. Оставив жену с малолетней дочерью, младший лейтенант В.И. Васильев в составе 166 дивизии ушёл на фронт. Отряд В. Васильева «Смерть фашизму» действовал в составе партизанской бригады им. В.И. Чапаева. Он нанёс большой урон гитлеровцам. Партизанский отряд В. Васильева за шесть месяцев провёл 160 боевых операций, в которых было уничтожено 3600 немецких солдат и офицеров, 50 гитлеровцев взято в плен, взорвано и сожжено 39 танков и бронемашин, уничтожено 5 самолётов, подорвано 52 моста, пущено под откос 37 эшелонов. Уничтожение отряда В. Васильева контролировалось лично руководителем службой безопасности гитлеровского рейха в Берлине Кальтербруннером, о чём свидетельствуют документы. В тяжёлых непрерывных боях с карателями, которые вели партизаны, Васильев погиб 5 февраля 1943 г. Партизаны обнаружили изувеченное немцами тело своего командира. Посмертно В. Васильев награждён орденом Красного Знамени. Сегодня на месте гибели 166 дивизии в селе Верховье Смоленской области возвышается Монумент Славы, воздвигнутый томскими политехниками в 1983 г.



Фото 2. Д.Д. Староверов – выпускник ГРФ ТПИ



Фото 3. И.В. Васильев, преподаватель геологоразведочного факультета ТТИ (ТПИ, ТПУ)

16 августа 1943 г. в деревне Рыбки Смоленской области погибла студентка горного факультета Томского индустриального института (сегодня - ТПУ) Александра Постольская, комсорг батальона 88 стрелковой дивизии. Это была красивая жизнерадостная девушка. До войны в студенческие годы она увлекалась спортом, театром, музыкой, прекрасно пела, отлично училась. Когда началась война, Шура пошла добровольцем на фронт, сражалась на передовой. Шёл 1943 год. Бои шли жестокие за каждую пять земли. В письме матери она пишет: «Ты, мама, – жена старого коммуниста, мать троих детей, двое из которых сражаются в боях с фашистскими оккупантами. Поэтому ты должна быть готова ко всему... И пусть даже кто-нибудь из нас не вернётся, всё равно надо высоко держать голову».



Фото 5. Паиша Савельева-руководитель подпольной молодежной организации в г. Луцке

Свой подвиг Шура Постольская совершила 16 августа 1943 г. В тяжелейшем бою погиб командир. Атака наших бойцов захлебнулась и тогда впереди место командира заняла Шура. С криком: «Вперёд за мной! Ни шагу назад! За Родину!» она повела бойцов в атаку. В этом бою Шура погибла, но стратегически важная высота была нами взята. В партбилете А.С.

Постольской была найдена записка-завещание: «9/VIII-1943 г. Если погибну, то прошу сообщить моему отцу, что его наказ я выполнила, как подобает коммунисту. Александра». Посмертно А.С. Постольская была награждена орденами Отечественной войны I и II степени. Ежегодно много лет в память о Героине в канун дня Победы по улицам г. Томска проходил молодёжный городской легкоатлетический кросс имени Шуры Постольской.

Зимой 1942 г. в Хакасии группа геологов в 3 человека вела изыскания трассы для стратегически важной тогда железной дороги. Позднее она была названа «Трасса мужества». Трасса была разведана и со всеми необходимыми данными нанесена на карту. Дело было зимой. Но у геологов кончился запас пищи, стояли страшные холода, обессиленные, они пытались срочно доставить результаты изысканий, дорогу надо было строить немедленно к стратегически важному для фронта сырью, которое было необходимо, чтобы обеспечить подвоз железной руды для Кузнецкого металлургического комбината с Коршунского месторождения, расположенного в суровых таежных условиях на одном из участков БАМа. Все трое геологов погибли. Среди них бывший студент Томского политехнического института (университета) – Александр Кошуриков. Именами трёх героических геологов Александра Кошурикова, Алексея Журавлёва и Константина Стофато названы железнодорожные станции на железной дороге Абакан – Тайшет, горные вершины в Саянах и улицы сибирских городов.

О подвигах этого бессмертного поколения можно говорить долго и много. Вот слова лидера подпольной комсомольской организации в г. Луцке, помогавшей партизанской бригаде Героя Советского Союза Дмитрия Медведева, в составе которой были и молодые политехники. Это слова, обращённые к нам, которые были выцарапаны ею на стене тюремной камеры перед смертью. Вот эти слова: «**Приближается чёрная страшная минута! Всё тело изувчено – ни рук, ни ног... но умираю молча. Страшно умирать в 22 года. Как хочется жить! Во имя жизни будущих после нас людей, во имя тебя, Родина, уходим мы... Расцветай, будь прекрасна родимая и прощай. Твоя Паша**». Паша Савельева была живём сожжена во дворе средневекового монастыря, после пыток не выдав своих друзей и организацию, которая продолжала успешно действовать и после её гибели.

Свой вклад в Великую Победу внесли и учёные Томского политехнического института (университета), в том числе и учёные-геологи. Среди них профессор нашего факультета ТПИ (ТПУ) Константин Владимирович Радугин, который в тяжелое военное открыл крупное Усинское месторождение марганцевых руд в Кузнецком Алатау. Освоение этого месторождения в короткие сроки позволило на Кузнецком металлургическом заводе в годы войны изготовить и начать варить самую высококачественную броню II-ой мировой войны для знаменитых и лучших танков II-ой мировой войны – танка Т-34, сыгравшего большую роль в Победе. Константин Владимирович Радугин за своё столь важное тогда открытие получил Сталинскую премию. Большой вклад в Победу своими открытиями внесли и другие учёные-политехники.



Фото 4. А. Постольская, студентка геологоразведочного факультета ТТИ (ТПИ, ТПУ)



Фото 6. Александр Кошуриков – выпускник геологоразведочного факультета ТТИ (ТПИ, ТПУ)

В тылу большую работу вели студенты-политехники, в том числе геологи и горняки. Они работали в госпиталях, помогая и ухаживая за ранеными, сдавая им безвозмездно свою кровь, параллельно с учёбой работали на эвакуированных заводах и на хозяйственных работах в городе, помогали в уборке урожая. Страна воевала, не хватало рабочих рук. И здесь в тылу и стар, и млад трудились не покладая рук ради Победы, помогая Красной Армии и оружием, и продовольствием, и обмундированием, и лечением раненых. И это тоже подвиг народа, в одном ряду с которым были и политехники.

Боевой и славный путь от начала Великой Отечественной войны до Победы прошли много лет проработавшие с нами сотрудники нашего факультета ТПИ (ТПУ): Заслуженные профессора Степан Степанович Сулакшин, Александр Григорьевич Бакиров, Владимир Константинович Черепнин; доценты Александр Иванович Баженов, Лев Иванович Иванчура, Любим Андреевич Пухляков, Ибрагим Газизович Галеев, Валентин Александрович Рубанов, Евгений Васильевич Ярошинский, Фёдор Перфильевич Нифонтов, Сергей Сергеевич Ильенко; старшие инженеры Никифор Константинович Григорьев, Хамит Сабиорович Мустафин, Борис Иванович Мирошняк, Леонид Федорович Митрофанов. Их нет уже сегодня с нами. Низкий им всем поклон! Мы их не забыли!

Уходят в прошлое героические и трагические события Великой Отечественной войны. Но благодарное человечество всегда должно помнить, что оно обязано своей жизнью тому военному поколению советской страны, разгромившему фашизм в 1941- 45 гг. и помнить слова благодарности руководителей почти всех стран мира того военного и послевоенного периода.

Премьер-министр Великобритании У. Черчилль в 1944 г. в послании руководству Советского Союза писал: «Будущие поколения будут считать себя в долгу перед Красной Армией столь же безоговорочно, как и мы, которым довелось быть свидетелями великолепных побед русского народа». Президент США Т. Рузвельт 29 июля 1943 г. выразил своё восхищение стойкостью нашего советского народа: «Мир не видел большей преданности делу, большей решимости и самоотверженности, чем те, которые были проявлены русским народом и его армией. Спасая себя, Россия спасает весь мир от фашизма». В 1945 г. он писал руководству Советского Союза: «Мы высоко ценим великолепный вклад, внесённый могучим Советским Союзом в дело цивилизации и свободы человечества».

Перед памятью погибших мы должны сделать всё, чтобы подвиг победителей никогда не был забыт, и память о них передавалась из поколения в поколение всегда. Эта память должна быть вечной! Это гражданский долг каждого из нас.

СТУДЕНТЫ-ГЕОЛОГИ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА (УНИВЕРСИТЕТА)

В ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ

С.Ю. Максимова

Начальник отдела по социально-воспитательной работе и связям с общественностью Института природных ресурсов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

3 марта 2015 года в Томском политехническом университете в рамках реализации плана мероприятий, посвященных празднованию 70-годовщины Победы в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг., состоялась интеллектуально-историческая игра «Любя Отчизну, честно мы служили ей». Студенты Института природных ресурсов подхватили эстафетную палочку памяти, связывающую поколения, достойно представили значимость архивных документов, воспоминаний и исторических фактов, прочтя на фоне сменяющихся фото и видео кадров военных лет стихотворение Юлии Друниной «Я порою себя ощущаю связной». Ведь до сих пор поисковые отряды продолжают восстанавливать по найденным на местах боев фрагментам имена тех, кто считался пропавшим без вести.



Томский комитет ученых за разработкой программы по исследованиям для фронта

Так, по серийному номеру самолета, обломки которого были найдены 23 марта 2015 года в Калужской области, были установлены имена членов экипажа, повторивших подвиг Николая Гастелло и совершивших огненный таран механизированной колонны. На месте находки будет установлен памятный знак, который откроют 9 мая 2015 года в присутствии родственников героически погибших летчиков. Один из героев - Гришин Николай Степанович, студент МФ 1939-1940 гг., отличник учебы и староста группы. Информация о нем, как и о студентах-геологах, выпускниках ГРФ, о событиях и жизни института в годы Великой Отечественной войны размещена на портале



Фото 7. В.К. Радугин, профессор геологоразведочного факультета ТПИ (ТПУ), Лауреат Сталинской премии (1943 г.)

ТПУ «Политехники в Великой Отечественной войне», который постоянно пополняется (<http://portal.tpu.ru/tpu-veterans/personal>).

Начавшаяся Великая Отечественная война резко изменила весь ход жизни вуза. Первое ее следствие – уход на фронт значительной части сотрудников и студентов. Директор института Шмаргунов Константин Николаевич лично вручал повестки многим из призванных в ряды Вооруженных Сил, устраивал им на площадке перед Главным корпусом торжественные проводы. Его напутственные слова тем, кто оставлял институт ради защиты Родины, звучали вдохновенно и незабываемо входили в память. Как руководитель он предпринимал все меры по перестройке жизни института на военный лад. 11 сентября 1941 г. в докладе на заседании совета института содержались неумолимые требования: исключить из жизни все, без чего можно обойтись, и ввести в жизнь все, что надо для победы. Было сообщено, что в ту пору в институте учились 1700 студентов, новый прием студентов составил 413 человек. Директор оповестил коллектив, что придется работать по 16-18 часов в сутки. Руководству института удалось мобилизовать и организовать всех ученых на развитие прикладных исследований в помощь фронту и народному хозяйству. То, что институт выстоял в суровые годы войны и вышел из нее в действующем состоянии – большая заслуга Константина Николаевича Шмаргунова. Недаром в 1940 г. Томский индустриальный институт (ТПУ) был награжден Орденом Трудового Красного Знамени.

... Мы приехали в Томск.
Шаг, ребята, удвойте.
В снежном городе том
Бьют врага, как на фронте.
Бьют в просторных цехах
И умело, и ловко,
У студента в руках
Вместе с книгой — винтовка.

Заходи в институт —
Ты о многом узнаешь,
Сколько мужества тут,
Сколько силы, товарищ!..
Ты не верь тишине —
Здесь никто не спокоен.
Город наш на войне,
И воюет, как воин!
Мих. Щелоков, Томск, январь 1943 г.

В годы войны Томский индустриальный институт (ТПУ) перестроил всю деятельность на военные нужды. До войны в институте было 8 учебных корпусов и 17 общежитий. С начала войны в распоряжении вуза осталась лишь часть химического, физического и инженерного корпусов, что, в общем, составляло 15 % учебных площадей довоенного времени. Так, два корпуса (№ 8, 9), где располагался один из ведущих факультетов - горный, были отданы под размещение военных госпиталей, в первом корпусе расквартировалось Белоцерковское пехотное училище, а основные аудитории главного корпуса занимало эвакуированное в начале войны Ленинградское артиллерийское зенитное училище. В мирное время – инженеры, а в годы войны – артиллеристы. Ленинградцы располагались на втором и третьем этажах, первый этаж и подвал был отдан под спец. производство, где делали противопехотные мины, вернее, оболочку для них. Здесь в 1941-м токарем ударно трудилась студентка геолого-разведочного факультета Александра Постольская, выполняя норму на 200–400%. О стахановке Постольской писала томская газета «Красное знамя». Она была награждена Почётной грамотой Томского горисполкома. В апреле 1942-го, когда крайне обострилась ситуация на фронтах, Шура добровольно ушла на фронт. Вскоре ее назначили командиром отделения. В ходе боев присвоили офицерское звание и выбрали комсоргом батальона 88-й стрелковой дивизии. Шли непрерывные тяжелые бои: однажды за одну ночь батальон, потеряв четверть личного состава, оказался в окружении. Кольцо сжималось, Постольская подняла бойцов в атаку. 7 августа 1943 года батальон отбил еще несколько атак, но Шура погибла. Это произошло у деревни Рыбка Сафоново района Смоленской области.

Поэт Иван Краснов впоследствии написал:

... Право поднять атаку –
- у доблести комсомольской,
Готовой бросить на поле
Корчагинский клич: «Даешь!»
Было у Саши Постольской,
Водившей во имя жизни
На подвиги молодежь!..

Война не остановила подготовку специалистов для народного хозяйства. Изменились лишь масштабы этой подготовки, учебные планы и программы. К условиям войны приспособлялись формы и методы организации учебной работы. Высшие учебные заведения, несмотря на многочисленные трудности, вызванные условиями военного времени, не прекращали свою деятельность.



Студенты института на строительных работах

«О СОХРАНЕНИИ КОНТИНГЕНТА СТУДЕНЧЕСТВА ВУЗОВ И УЧАЩИХСЯ ТЕХНИКУМОВ
Постановление бюро Томского горкома ВКП(б) от 1 октября 1942 г.



*Во дворе Главного корпуса
ТГИИ, подготовка к посевной*

Проверкой установлено, что руководители заводов и учреждений препятствуют студенчеству вузов и учащимся техникумов продолжать свое образование... Бюро горкома ВКП(б) постановляет:

1) ...обязать директоров заводов, учреждений и начальников отделов кадров немедленно перевести всех студентов на 4-6-часовой рабочий день.

2) Запретить препятствовать молодежи поступать учиться в вузы и техникумы без отрыва от производства».

Из доклада директора института, профессора, доктора технических наук Александра Акимовича Воробьева на юбилейном заседании, посвященном 50-летию основания института:

- За годы войны подготовлен и выпущен 1141 инженер разных специальностей.

- Защищено 13 докторских и 40 кандидатских диссертаций.
- Собраны средства в размере 113 000 рублей на постройку авиаэскадрильи «За Родину!».

- За годы Великой Отечественной войны различным предприятиям и трестам была оказана помощь в 285 случаях. Например, специалисты физики, химики, горного дела Томска создали бригады для оказания помощи шахтерам Кузбасса. Помощь заключалась в исследовании и разрешении проблем энергоснабжения, транспорта, поисков и эксплуатации месторождений. Весомые достижения не давались сами собой, они требовали предельной концентрации всех сил.

Жить, учиться и трудиться томским студентам и ученым приходилось в тяжелейших условиях. Порой они не имели самого необходимого для своих исследований. Прекратилось плановое снабжение лабораторным оборудованием, реактивами, учебной и научной литературой. Студенты испытывали острую нужду в бумаге, конспекты лекций писались на старых журналах и книгах.

Из воспоминаний Людмилы Рождественской:

«...В 1941 году мы окончили 3-й курс. Нас ждала первая производственная практика – продолжительная полевая экспедиция. Я поехала на Алтай. Уехала в мае, а вернулась в сентябре. Естественно, связи с внешним миром у нас не было, и когда началась война, мы не знали. Приехавший рабочий сообщил нам страшную весть: «Война уже месяц идет!». Когда мы вернулись в Томск, город был неузнаваем. В воздухе висело горе. Люди ходили потерянные. Ребята, вернувшись с практики и узнав о нападении фашистов, тут же отправились в военкомат. Они проучились в военном училище 2-3 месяца и отправились на фронт. Эвакуированные заводы требовали рабочей силы. Нужно было трудиться и учиться. С утра мы ходили на работу. Мы, геологи, строили подъездные железнодорожные пути к шарикоподшипниковому заводу, в корпусах которого располагалась воинская часть. Эти корпуса и приспособлялись под размещение завода. Нам было необходимо сделать насыпь из грунта, который к тому



В Томске катастрофически не хватало электроэнергии. Чтобы избавиться от этого дефицита, было принято решение о строительстве новой электростанции - ГРЭС-2. Студенты ТПИ (ТПУ) на строительстве



*Военный госпитали на Усова,
корпус 8*

времени уже сильно промерз. Работали все: профессора, преподаватели, студенты. Работали мы часов до 3, дальше бежали домой мыться и есть, а часа в 4 мы приходили на учебу в химический корпус, где у нас проходили занятия и лекции. Студентам и служащим полагалось по 400 гр. Хлеба в день. В столовой ничего не было, кроме мороженой капусты, а полки магазинов стояли пустыми. Первая зима войны была самая ужасная. Чтобы выжить, уже весной 1942 года нужно было заниматься огородами. Были раскопаны абсолютно все улицы города Томска – всюду сажали картошку. Студентам выделили площадь,

на которой сегодня находится Дзержинский рынок. Картошка выросла замечательная, и нам хватило почти на всю зиму. Однако зима 1941-1942 гг. осталась в моей памяти как самое трудное и страшное время...»

Сегодня главная задача - сохранение исторической памяти, воспитание гражданственности, патриотизма и любви к Отечеству.

16 марта в Томском политехническом университете стартовала акция по сбору средств на строительство второй очереди мемориального комплекса, посвященного ратному и трудовому подвигу политехников — участников Великой Отечественной войны и тружеников тыла, которая разместиться на одной исторической площадке с монументом политехникам, погибшим в годы Великой Отечественной войны. Оба памятника будут представлять собой единый архитектурный ансамбль. Торжественная церемония открытия состоялось 9 мая 2015 года, в ознаменование 70-й годовщины Победы.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

П.Н. Зятиков

Профессор, доктор технических наук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вполне очевидно, что новые знания, технологии и умения применяются системно и последовательно тогда, когда у компаний отсутствует возможность получения «незаработанного дохода» (например, за счет необоснованных льгот и преимуществ, манипулирования условиями ведения бизнеса и т.д.). Поэтому наличие конкурентной среды – необходимое (но, увы, недостаточное) условие успешного развития нефтегазового сектора в инновационное ориентированное направление.

Анализ динамики процессов развития нефтегазового сектора России в инновационно-ориентированном направлении всё-таки дает оснований для оптимизма. Состояние конкурентной среды свидетельствует о значительной инерции – безусловно, доминируют «национальные» (по существу, а не только по статусу) компании – ОАО «Роснефть», ОАО «Газпром» и т.д. В результате применение новых технологий в России, в частности, новых методов повышения нефтеотдачи пластов, отличается большим разнообразием. Как отмечает академик Р.Х. Муслимов, «...рост добычи нефти (в 1980-е гг. – В.К.) за счет методов увеличения нефтеотдачи (МУН) существенно ускорился – с 1,3 млн т в 1975 г. до 11,4 в 1990 г. ...К сожалению, точные и конкретные данные по объему и эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России за годы рыночных реформ отсутствуют... Большинство ГРП (методов гидроразрыва пластов, которые широко применяются для разработки сланцевых залежей) проводится на высокопродуктивных объектах для интенсификации разработки и поэтому не может быть отнесено к категории МУН...»[3].

В России широко распространено избирательное применение новых технологий в нефтегазовом секторе, в то время как собственные технологические системы и подходы практически не создаются.

Неизбежно возникает вопрос: кто и как может обеспечить появление новых знаний, технологий, умений и т.д.? Ответ, как представляется, состоит в следующем:

- в общем случае в получении новых знаний должны принимать участие все стороны – от государства до бизнеса (включая средний и мелкий, в наибольшей степени заинтересованный в этом);
 - расходы на науку и получение новых знаний неправомерно связывать исключительно с финансированием по линии государства (включая ННК) и ТНК;
 - государственная политика должна строиться таким образом, чтобы создаваемые условия позволяли формировать конкурентную среду, обеспечивающую отечественным компаниям непрерывное получение так называемой динамической ренты.
1. В настоящее время, как никогда, возросло значение таких условий, как наличие опыта, среды и мотивации. Среди причин этого можно отметить:
- изменение размеров месторождений в сочетании с их «новой природой» привело к востребованности уникальных и специфических знаний;
 - наличие разветвленного и разнообразного сервисного сектора – от стандартных до самых сложных операций (например, в границах «Большого Ставангера» – Норвежского центра операций на шельфе Северного моря – успешно работает свыше 500 инновационно-ориентированных сервисных фирм);
 - переход к налогообложению экономических результатов; нужны не налоговые льготы, а системные рамки, которые стимулировали бы компании принимать высокие риски освоения новых источников сырья;
 - конструктивное взаимодействие финансовой системы и нефтегазового сектора – ориентация на долгосрочные результаты (прежде всего, доступность «длинных денег») – способствует повышению устойчивости инновационного бизнеса.

В мире накоплен огромный опыт взаимодействия различных компаний, есть место любым вариациям форм взаимодействия. В то же время нельзя не видеть, что в нефтегазовом секторе существенно увеличивается доля национальных нефтяных компаний. Это отражает инерционный тренд развития отрасли, связанный с распространением «традиционных» знаний, навыков и умений. В то же время транснациональные компании все больше и больше выполняют роль «системных интеграторов» и являются распространителями передовых технологий, знаний и опыта. Прямое же участие ТНК в генерации новых знаний – скорее исключение из правил. Лидерство перешло к наукоемким сервисным компаниям от самых малых до гигантов, таких как «Шлюмберже», «Бейкер Хьюз», «Халибертон», «Вестерн Атлас» и другие [2].

Мировой нефтегазовый сектор проходит через стадию смены не только технологического уклада (все большей его интеллектуализации), но и изменения всей модели функционирования и развития. В основе этого процесса – новые знания (как глобальные, так и локальные, практические). Получение знаний, их

распространение и применение невозможны без адекватной институциональной среды. Не только новые технологии и уровень цен, но также и благоприятный инвестиционный климат, степень разнообразия компаний и форм их взаимодействия, развитие конкуренции во всех сегментах нефтегазового сектора, а также адекватное меняющимся условиям освоения углеводородов взаимодействие государства и нефтегазового сектора – вот неполный перечень условий, движущих «сланцевую революцию».

Нельзя и неправомерно примитивизировать сложный и многоаспектный характер взаимодействия факторов, обеспечивающих процесс добычи углеводородов. Инвестиции в этом ряду – важное, но не всеобъемлющее объяснение феномена роста добычи углеводородов там, где такой добычи «не могло быть». Разнообразие среды и наличие возможности эффективного взаимодействия самых различных экономических агентов – вот движущая сила развития современного нефтегазового сектора.

Увеличение потребления углеводородного сырья требует комплексного и рационального подхода к использованию ценного "невосполнимого" природного сырья, сокращения его технологических потерь и утилизации при сборе, подготовке и хранении на нефтегазодобывающих предприятиях. Даже доли процента потерь составляют миллионы тонн углеводородов. Достижение потенциала стабильной нефти позволит увеличить ее выход для различных месторождений в среднем на 2,5..6,5 % мас.

Немаловажной является и другая сторона проблемы - загрязнение окружающей среды. Ископаемые углеводороды занимают первое место среди источников загрязнения окружающей среды.

Размещение основных месторождений нефти и газа в районах, удаленных от промышленно развитых регионов, требует разработки простых и эффективных технологий сокращения технологических потерь и утилизации углеводородного сырья. Анализ технологических потерь и отходов производства показывает, что сокращение потерь только наполовину позволит удовлетворить потребности промышленности без дополнительного ввода в эксплуатацию новых месторождений углеводородного сырья.

Системный подход к использованию углеводородных ресурсов с учетом отдельных источников потерь и внедрения технологий по их предупреждению является актуальным как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Анализ технологических схем сбора, подготовки и хранения углеводородного сырья показывает, что основными источниками потерь являются сепарационные установки, низконапорные аппараты и резервуары. Перспективным направлением является использование трубопровода в качестве технологической ступени подготовки углеводородного сырья.

Технико-экономические расчеты показывают, что при комплексном решении вопроса сокращения технологических потерь, вложенные средства окупаются в течение короткого времени. По данным различных источников известно, что используется не более 90-97 % добытой нефти, остальная часть безвозвратно теряется.

За последние 25 лет в мире на факелах сожжено более 300 млрд.м³ газа, что эквивалентно 420 млн. т условного топлива. Кроме того, вместе с газом сожжено более 60 млн. т жидких легких углеводородов. На протяжении многих лет сложилось положение, что объекты для сбора газа и конденсата и их промышленной переработки вводятся в последнюю очередь, когда уже потеряно более половины ресурсов нефтяного газа и газового конденсата. Поэтому при обустройстве месторождений нефти и газа основное внимание необходимо уделять промышленной стабилизации углеводородного сырья. Задача промышленной стабилизации заключается в получении двух основных продуктов - стабильного жидкого углеводородного сырья и газа. При этом необходимо сохранить в углеводородном сырье максимальное количество фракций C₅⁺, то есть добиться достижения потенциала стабильного углеводородного сырья.

Несовершенство процессов промышленной стабилизации углеводородного сырья выявило следующие основные проблемы: вынужденное сжигание на факелах газов концевых сепарационных установок (КСУ) из-за трудности их сбора; потери компонентов C₅⁺ при перекачке тяжелых нефтяных газов; потери из резервуаров из-за большой упругости паров углеводородного сырья. На межотраслевом совещании по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов было отмечено, что потери нефти и нефтепродуктов в стране достигают 35-50 млн. т/год. Кроме этого, необходимо учесть затраты на разведку, добычу, транспорт и подготовку нефти, отрицательное воздействие на экологическую обстановку. Анализ ряда месторождений Западной Сибири и Башкортостана показывает, что оптимизация процесса стабилизации позволяет увеличить выход товарной нефти на 2,6..12,0 % мас. по сравнению с одноступенчатой сепарацией нефти (данные СибНИИ НП). Достижение потенциала возможно процессом промышленной колонной стабилизации, однако, как и многоступенчатая сепарация (более 4 ступеней), в промышленных условиях такой метод является экономически нецелесообразным.

Низкая четкость разделения углеводородных смесей в сепарационных установках требует необходимости разработки новых технологических решений по стабилизации углеводородного сырья, позволяющих сохранить его потенциал и получить отбензиненный газ. Для улавливания бензиновых фракций из нефтяного газа и возврата их в нефть предлагается использовать процесс однократной абсорбции. Процесс осуществляется в трубопроводе путем смешения с частью нефти (абсорбентом) с последующим охлаждением и разделением на осушенный газ и насыщенный абсорбент. Насыщенный абсорбент закачивается в основной поток стабильной нефти.

Разработаны технологические схемы сепарации нефти с рециркуляцией различных технологических потоков. Установлено, что чем выше давление начального разгазирования P_н и ниже к.п.д. сепараторов, тем меньше выход стабильной нефти. Кроме того, рост величины P_н и снижение к.п.д. резко повышают потери из резервуаров. Так, увеличение P_н от 0,3 до 0,8 МПа при к.п.д., равном 0,3, удваивает потери (2,8 % мас. вместо 1,4 % мас. для условий Сергеевского месторождения).

При потребности в широкой фракции легких углеводородов практически незаменимы стабилизационные установки, в которых используются колонны. При эксплуатации этих установок получается стабильная нефть требуемого качества. Установки характеризуются высокой энерго- и капиталоемкостью.

При сепарации нефти дополнительно вводимым в систему газом увеличивается доля отгона и уменьшается давление насыщенных паров стабильной нефти на 12,5...32,7 кПа. Это позволяет сократить технологические потери из резервуаров в случае утилизации газа. Подача газа позволяет увеличить отбор от потенциала низкокипящих углеводородных фракций до 50-70 %. Однако процесс однократного испарения с подачей газа в систему характеризуется низкой четкостью разделения, большим уносом бензиновых фракций и капельной нефти с газом сепарации и эффективен только при полной утилизации нефтяного газа, насыщенного бензиновыми фракциями.

С целью сокращения энергетических затрат предлагается технология стабилизации нефти в промысловых колонных аппаратах с подачей газа в промежуточное сечение отгонной секции.

2.

Литература

1. Кудрявцев Н.А. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных метаморфических породах. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1959. – С. 12.
2. Крюков В.А. Институциональные барьеры развития нефтегазового сектора России (на примере Восточной Сибири)// Журнал Новой экономической ассоциации. – 2012. – № 4 (16). – С. 151 – 157.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – С. 383 – 384.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Н.С. Абраев

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Одними из наиболее сложных с точки зрения разработки являются нефтегазоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи[1], которые на сегодняшний день не в полной мере вовлечены в разработку. Например, такие залежи содержатся в уникальных по запасам ачимовских отложениях Уренгойского месторождения. Если разработка газоконденсатной шапки, как правило, не вызывает больших проблем, то выработка запасов нефтяных оторочек в таких залежах – крайне сложная задача. Обычно они отличаются небольшой толщиной, что приводит к наличию осложняющих факторов эксплуатации скважин, таких как поступление воды и газа вследствие образования конусов со стороны водонефтяного и газонефтяного контактов. Одним из возможных способов избежать преждевременного поступления газа в добывающие нефтяные скважины является режим эксплуатации при критических безгазовых дебитах. В случае применения вертикальных скважин этот режим оказался не практичным, так как соответствующие дебиты нефти являлись низкими и нерентабельными. Поэтому добыча нефти из нефтяных оторочек производилась при значительных депрессиях и быстро растущих газовых факторах. С появлением горизонтальных скважин ситуация изменилась, поскольку такие скважины позволяли получать большие дебиты при более низкой депрессии, в результате чего стала возможна разработка нефтяных оторочек достаточно большой мощности, однако если нефтенасыщенный интервал не превышает 5-10 м, то в этом случае возможные безгазовые дебиты также нерентабельны.

Однако конусообразование это не единственная проблема, осложняющая разработку нефтяных оторочек. Вторым важным фактором, оказывающим значительное влияние на эффективность добычи нефти из нефтяных оторочек, является «косая слоистость». Косая слоистость в пределах нефтяной оторочки связана с углом наклона продуктивных отложений к линии горизонта. Этот угол наклона малый по своей величине может быть отнесен к малым параметрам. Малый параметр в отдельных случаях никак себя не проявляет. Но в случае нефтяных оторочек он оказывает решающее влияние на протекающие в пласте фильтрационные процессы. Фактор, приводящий к снижению КИН при эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей на естественном режиме снижения давления и неравномерность его падения по зонам залежи вызывают перемещение контактов фаз. При опережающей и более интенсивной добыче газа нефтяная оторочка может внедряться в газонасыщенную зону пласта. Применение других систем разработки сопряжено с возможностью возникновения градиента давления, направленного в сторону нефтяной оторочки. При том газонефтяной контакт опускается, причем его движение происходит крайне неравномерно вследствие неоднородности пласта и неустойчивости процесса вытеснения нефти газом. [2]

Но все же, самой серьезной проблемой разработки нефтяных оторочек, остается конусообразование газа после первых лет эксплуатации скважин. Одним из известных способов, направленных на борьбу с конусообразованием, является барьерное заводнение. В результате нагнетания воды в пласте должен быть образован водяной барьер между газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Однако создание равномерного барьера практически невозможно, особенно в неоднородных низкопроницаемых коллекторах. Также при этом требуются большие объемы закачиваемой воды и необходимость бурения специального нагнетательного фонда, что существенно ухудшает экономические показатели.

В целом, методов разработки нефтяных оторочек достаточно много, однако практически ни один из них нельзя назвать эффективным. Практика проектирования нефтегазоконденсатных месторождений Ямала показала,

что единственным способом разработки остается бурение горизонтальных скважин на максимальном удалении от газонефтяного контакта.

Необходимо создание новых методов эффективных для разработки нефтяных оторочек, которые не будут повторять недостатки используемых сейчас. В нашей работе предлагается один из способов разработки, который может быть использован для избегания конусообразования газа.

Суть метода заключается в следующем.

При бурении скважины перед проводкой основного горизонтального ствола бурится дополнительный ствол по длине и направлению совпадающий с основным, однако его необходимо расположить на границе газонефтяного контакта (рис). Данный ствол служит для временных целей, поэтому его заканчивание цементированием или фильтром-хвостовиком не обязательно, что существенно упрощает конструкцию скважины и уменьшает стоимость работ. После завершения строительства вспомогательного ствола производится закачка воды. причем закачка ведется до тех пор, пока приемистость не снизится более, чем в десять раз.

Снижение приемистости будет свидетельствовать о начале гидратообразования в пласте.

В результате закачки в пласте образуется водяной экран эллипсоидной формы. в дальнейшем при взаимодействии с газовой шапкой происходит образование гидратов. Сформировавшиеся гидратный экран непосредственно над областью дренирования скважины, непроницаем как для нефти, так и для газа. Стоит отметить, что в данной области будут наименьшие значения пластового давления, а, значит, здесь велика вероятность образования конусов газа. Полученный экран позволит предотвратить данное негативное явление.

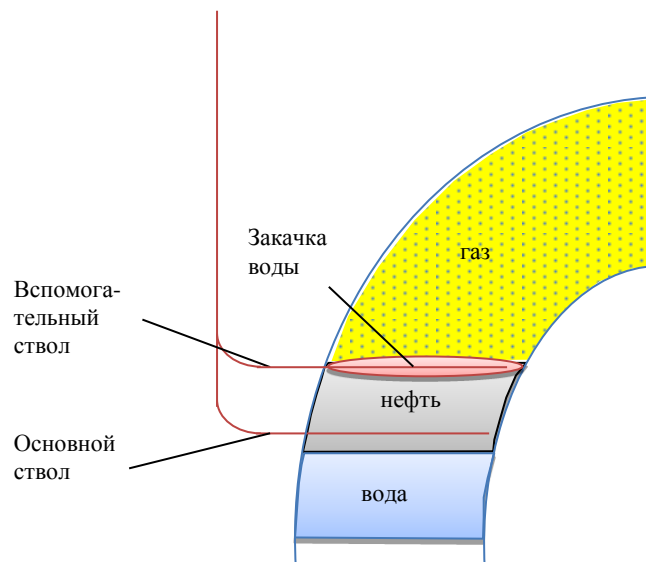


Рис. Схема расположения скважины

На следующем этапе от вертикального основания этого горизонтального ствола бурится еще один горизонтальный ствол, расположенный ближе к водонефтяному контакту. Данный горизонтальный ствол заканчивается спуском щелевого хвостовика. После этого добывающая скважина начинает эксплуатироваться с забойным давлением, которое соответствует минимальному давлению области гидратообразования при заданной пластовой температуре. В результате этого гидратный экран будет сохраняться, пока не возникнет необходимость снижения давления ниже давления распада гидратов. Система разработки и расположение скважин определяется, исходя из геолого-физических особенностей пласта и флюида.

Для осуществления данного способа разработки коллектор должен соответствовать определенным условиям. Соотношение давления и температуры должно находиться в зоне гидратообразования для метана, поскольку метан является наиболее распространенным углеводородным газом. Таким условиям соответствует ряд месторождений Восточной Сибири.

Литература

1. М.Т. Абасов, Ф.Г. Оруджалиев Газогидродинамические методы расчетов разработки нефтегазоконденсатных месторождений. – М: Недра, 1989 – 262 с.
2. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений/ Под ред. Ю.В. Желтов, В.Н. Мартос, А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Издательство, 1979. – 254 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕВЫТЭСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПРОДУКТА ПРОИЗВОДСТВА СУЛЬФОНАТНЫХ ПРИСАДОК

К.И. Бабицкая

Научные руководители заведующий кафедрой В.В. Коновалов, инженер В.П. Городнов
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН) играют ключевую роль в удовлетворении растущего спроса на углеводородное сырье. Наиболее широкое распространение получили физико-химические методы воздействия на пласт, позволяющие вовлечь в разработку слабодренлируемые запасы нефти и повысить коэффициент извлечения [8].

подавляющее большинство технологий ПНП и ИДН, например, таких как ASP-заводнение, ПАВ-заводнение, мицеллярно-полимерное заводнение и др. для повышения нефтеотдачи [3,6,8], а также пенокислотные, «самоотклоняющие» кислотные составы, гидрофобизаторы призабойной зоны и др. для интенсификации добычи нефти, основаны на применении поверхностно-активных веществ (ПАВ) различных классов [1,8].

Несмотря на то, что процессы повышения нефтеотдачи приобретают все большее значение, решение об их внедрении находится под сильным влиянием экономики и цен на нефть. Основным ограничением широкого применения ПАВ является их высокая стоимость [5,8].

В настоящее время синтезированы, исследованы и внедрены в процессы добычи нефти множество ПАВ различных классов (в т.ч. их смесей), известны основные критерии выбора (поверхностное поведение, толерантность к минерализации вод, мицеллообразование, солибилизирующая активность, адсорбционные свойства, термическая стабильность, молекулярная масса и т.д.) и оценена их технологическая эффективность. Несмотря на существенный научный задел, накопленный к настоящему времени, вопросы поиска крупнотоннажных и дешевых источников ПАВ остаются актуальными и сегодня.

Как показано в работах [4,7] наибольший интерес представляют анионные ПАВ, и особенно в сочетании с неионогенными и амфолитными ПАВ, когда в смесях проявляются синергетические эффекты в физико-химических и реологических свойствах растворов. Среди анионных ПАВ особое внимание заслуживают нефтяные сульфонаты с широким молекулярно-массовым распределением, которые в отличие от синтетических индивидуальных анионных ПАВ способны образовывать в пласте больший спектр многообразных водных и углеводородных мицеллярных систем, являющихся эффективными в изменяющихся геолого-физических условиях пласта.

В целях расширения перечня доступных анионных ПАВ для процессов повышения добычи нефти, в настоящей работе исследована возможность использования анионного ПАВ – нефтяного сульфоната, промежуточного продукта производства сульфонатных присадок к маслам и топливам, в качестве реагента для приготовления эффективных композиций для процессов ПНП и ИДН. Технология производства сульфонатных присадок к маслам и топливам включает блок газозаводного сульфирования масляных фракций [2], продуктом которого является промежуточная фракция, содержащая нефтяной сульфонат аммония (не менее 15 мас.%, со средним эквивалентным весом 600-630), углеводородный растворитель (не менее 30 мас.%, смесь бензина с несulfированным маслом) и имеющую плотность не ниже 0,830 г/см³ при 20°C. Анализ партий промежуточного продукта, отобранных в разное время, показал, что он характеризуется стабильными показателями качества (табл.1).

Таблица 1

Состав и физико-химические свойства промежуточного продукта производства присадок различных партий

Номер партии	Содержание, % мас.		Плотность при 200С, г/см ³	Динамическая вязкость, МПа×с
	сульфоната аммония	бензина		
1	18,1	30,7	0,838	6,8
2	15,0	38,4	0,830	5,1
3	18,9	31,1	0,841	7,5

Отличительной особенностью применения данного продукта в качестве компонента нефтевытесняющих составов является отсутствие необходимости дополнительного ввода в состав реагента углеводородного растворителя и наличие в его составе маслорастворимых анионных ПАВ различного строения с широким молекулярно-массовым распределением. Экспериментальные исследования по нефтевытесняющей способности приготовленных композиций выполняли на насыпных песчаных моделях ядра длиной 12-34 см и диаметром 1,4 – 2,5 см с измерением давления на входе и в середине модели. Опыты проводили при температуре от 20 до 900С с использованием закачиваемой воды, содержащей 0,034-24,0 % мас. смеси солей (электролитов) по следующей методике. Модель пласта насыщали пластовой водой плотностью 1.02 г/см³ (3.4 % мас. смеси солей) или 1.17 г/см³ (24.0 % мас. смеси солей), затем нефтью вязкостью 8,3 МПа×с до неснижаемой водонасыщенности и закачиваемой водой до остаточной нефтенасыщенности. Затем в насыпную модель ядра

закачивали испытываемый реагент или реагенты последовательно (П) или после их смешения (С) и 3 объема пор модели закачиваемой воды.

Нефтьвытесняющую способность определяли по отношению количества нефти, вытесненной реагентами, к количеству нефти, оставшийся после заводнения модели (($\Delta\eta_n$, % от остаточной нефти). Реологические свойства определяли по остаточному фактору сопротивляемости ($R_{ост}$) в средней точки модели при прокачке закачиваемой воды после реагентов, рассчитываемого по формуле

$$R_{ост} = \frac{P}{P_0}$$

где P и P_0 – давление в средней точке керна при прокачке воды до и после закачки реагентов, атм.

Эффективность промежуточного продукта производства присадок в нефтьвытеснении изучали в сочетании с промышленными образцами неионогенных ПАВ (НПАВ - неонол АФ 9-12), алкилбензосульфатами (АБС), спиртовой фракцией производства капролактама (СФПК по ТУ 2433-017-002-05311-99), углеводородным растворителем (УР-01-М по ТУ 2411-038-00151688-2004), очищенным маслом ПОД (ТУ 2433-016-002-05311- 99) и водными раствором неорганических кислот (НСІ и глинокислота - ГК) и солей (В). Результаты лабораторных испытаний представлены в (табл.2).

Таблица 2

Способ использования промежуточного продукта производства сульфатной присадки с неионогенными поверхностно-активными веществами (НПАВ) и в сочетании с несколькими различными реагентами

№ опыта	№ реагента (см. табл.1.)	Содержание исх. продукта в смеси (С), % мас.	ПАВ		Водный раствор электролитов		Органический растворитель		Объем реагента/ВРЭ/ОР единицы объема пор	Температура опыта, 0С	Способ сочетания реагентов	Rост	(Δη _n , % от остаточной нефти)
			Шифр	Содержание, % мас.	Наименование	Содержание электролита, % мас.	Наименование	Содержание электролита, % мас.					
1	1	1,8	НПАВ	0,2	В	12,0	-	-	0,5	25	С	0,67	26,1
2	1	1,8	НПАВ	0,2	В	1,8	-	-	0,5	60	С	0,38	33,0
3	1	1,8	НПАВ	0,7	В	24,0	-	-	0,2	50	С	0,60	65,0
4	3	3,7	НПАВ	1,3	В	24,0	-	-	0,2	25	С	0,47	50,0
5	2	3,4	НПАВ	1,2	CaC 12	30,0	-	-	1,0	30	С	0,68	39,0
6	2	1,6	НПАВ	0,4	ГК	2,5	-	-	1,0	60	С	0,41	52,0
7	2	1,6	НПАВ	0,4	ГК	2,5	УР-01-М	100	0,2/1/0,2	60	С,П	0,64	72,0
8	3	0,9	НПАВ	0,1	НСІ	12	-	-	0,7	90	С	0,81	24,0
9	3	2,4	НПАВ	0,35	В	0,034	χ - масла	0,5	1,0	50	С	0,61	40,0
10	3	3,6	НПАВ	0,25	В	0,034	СФПК	0,9	1,0	50	С	0,73	50,0
11	1	1,6	АБС	0,4	В	0,034	-	-	0,5	25	С	0,66	71,0
12	1	0,8	АБС	0,4	В	0,034	-	-	0,5	60	С	0,56	52,0
13	1	0,8	АБС	0,4	В	0,034	УР-01-М	100	0,5/0,2	60	С	0,33	68,0

Таким образом, композиции для ПНП и ИДН, на основе промежуточного продукта производства сульфатной присадки при различных способах закачки (последовательная, совместная) и в сочетаниях с водными растворами электролитов, органическим растворителями и ПАВ (НПАВ и АБС) могут быть использованы для обработки призабойной зоны пласта скважины и вытеснения остаточной нефти, а также эффективно регулировать нефтьвытесняющую способность углеводородных, водных растворов нефтяных сульфатов в различных геолого-физических условиях нефтяного пласта на различных стадиях заводнения месторождения.

Литература

1. Глуценко В., Силин М. Нефтепромысловая химия. Том 4. Кислотная обработка скважин.- Интерконтакт Наука, 2010. – 704 с.
2. Капустин В.М., Тонконогов Б.П., Фукс И.Г. Технология переработки нефти: Учеб. пособие. В 4-х частях. Часть третья. Производство нефтяных смазочных материалов. – М.: Химия, 2014.– 328 с.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы, управления разработкой нефтяных месторождений' с применением заводнения.-Казань, 2003. – 596 с.

4. Русанов А.И. Мицеллообразование в растворах поверхностно-активных веществ / А.И. Русанов. - СПб.: Химия, 1992. – 280 с.
5. Alvarado Vladimir, Manrique Eduardo. Enhanced Oil Recovery Field Planning and Development Strategies// Gulf Professional Publishing. 2010. – P 187
6. Babitskaya K.I., Gorodnov V.P., Kononov V.V., Tsarkov I.V. Generalized analysis of the field test results of the micellar-polymer flooding method// Ciencia E Tecnica. 2014. – Vol.29. – P.183 – 193
7. Holmberg K., Jonsson B., Kronberg B., Lindman B. Surfactants and Polymers in Aqueous Solution /Chichester: John Wiley and Sons, 2003. – 545 p.
8. Sheng James Enhanced Oil Recovery Field Case Studies// Gulf Professional Publishing. – 2013. – P 712

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ – БУДУЩЕЕ РОССИИ

Р.М. Баев, Э.А. Ахмедов

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

На сегодняшний день в нефтегазодобывающей отрасли существует проблема снижения запасов легкодобываемых углеводородов, и возникает вопрос пополнения запасов. Ответом на этот вопрос могут послужить мелкие, со сложной структурой залежи месторождения, а также нетрадиционные источники углеводородного сырья. Наиболее актуальным из таких источников является так называемая «сланцевая нефть». Под сланцевой нефтью понимается природное скопление углеводородов в плохопроницаемых (непроницаемых) породах, обогащенных органикой и имеющих возможные прослои, линзы алевролитов, а также песчаников. Зачастую, такие нетрадиционные залежи обогащены тяжелыми фракциями нефти (битумы, асфальты).

Целью данной статьи является: рассмотрение методов извлечения сланцевой нефти и перспектива развития ее добычи в России.

Из всех нефтегазоносных провинций России с точки зрения присутствия нетрадиционных пород-коллекторов наиболее перспективной является Западно-Сибирская провинция. Гигантским геологическим объектом, обеспечивающим эту перспективность является Баженовская свита, отложения которой распространены на площади в 2,5 млн. км² и представлены глинами и аргиллитами. Причина нефтегазоносности данной формации объясняется нефтегенерирующими процессами, протекающими в самой свите, что подтверждают многочисленные исследования и кернопробования. Таким образом, нефтегазоносность баженовской свиты давно известна и ясна, однако острым вопросом на сегодняшний день выступает проблема развития методики извлечения и технологий добычи нефти из непроницаемых пород данной формации.

Опираясь на опыт добычи сланцевой нефти в мире, стоит отметить США, которые сумели достичь немалых результатов в этом вопросе. Так им удалось значительно пополнить запасы за счет извлечения сланцевой нефти. Феноменом США в добыче углеводородов из сланцевых пород является высокая технологичность процесса разработки подобных месторождений, а также лидирующее положение по технологиям бурения с привлечением современных методик и инноваций. Так как пласты, содержащие сланцевую нефть в США находятся на достаточно больших глубинах, применяется метод бурения горизонтальных скважин с последующим множественным гидравлическим разрывом пласта. Очень часто требуется предварительный разогрев пласта (термический или химический), который проводится посредством ввода в пласт агентов, тепловой градиент которых также увеличивает нефтеотдачу нетрадиционных коллекторов.

В странах, в которых пласты, содержащие сланцевую нефть, находятся на малых глубинах (Саудовская Аравия, Китай), возможна добыча сланцевых пород открытым или шахтным путем с ее последующей переработкой. Этот метод весьма затратный с высокой себестоимостью конечной продукции. Также возникает проблема утилизации углекислого газа, выделяющегося в процессе извлечения сланцевой смолы из пород-сланцев. На данный момент в России все большее внимание уделяется развитию технологий добычи сланцевого газа и успешной адаптации этих технологий для извлечения нефти из нетрадиционных коллекторов. Баженовскую формацию в ближайшем будущем планирует разрабатывать компания «Роснефть» совместно с американской ExxonMobil и норвежской Statoil. Из рассмотренных методов подходящим для разработки Баженовской свиты является добыча сланцевой нефти непосредственно из пласта, так как она находится на глубине более 2 тысяч метров.

Подводя итог вышеизложенному, хочется отметить высокую себестоимость добычи сланцевой нефти рассмотренными путями, поэтому в настоящее время для рентабельной разработки месторождений сланцевой нефти очень важно обратить внимание на развитие новых технологий, на привлечение инвестиций в сферу научного сегмента нефтегазодобывающего сектора российской экономики.

Литература

1. Аронов С.Г. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР
2. Безмозжин Е.С. Химия и технология горючих сланцев и продуктов их переработки
3. Кузнецов Д. Т. Энергохимическое использование горючих сланцев

**ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ С
ЦЕЛЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

А.А. Барышников, Н.М. Паклинов, А.М. Ведменский

Научный руководитель доцент А.В. Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В тюменском государственном нефтегазовом университете была собрана лабораторная установка для проведения исследований. Данная установка состояла из высоковольтных трансформаторов, конденсаторов, разрядника, сосуд с имитированным образцом нефтесодержащей горной породы, мерный стакан для замера вытесненной жидкости. Мощность данной установки 6кВт, частота электромагнитных колебаний 1 МГц

Гидродинамическая часть включает в себя емкость, нижняя часть которой представляет собой искусственную модель насыпного зерна. Для создания модели использовался среднезернистый кварцевый песок. Пористость модели была рассчитана по формуле Слихтера для фиктивных грунтов[1]

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos\theta)\sqrt{1 + 2\cos\theta}}$$

где θ – угол упаковки ($60^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$).

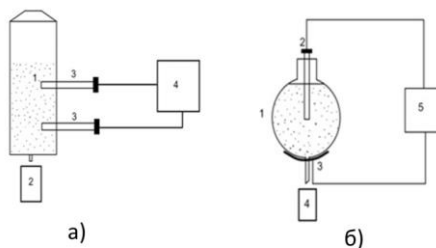
Угол упаковки составил 67° . Таким образом, пористость насыпного зерна

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos 67^\circ)\sqrt{1 + 2\cos 67^\circ}} = 0,35 \text{ д.ед.}$$

Абсолютная проницаемость искусственного зерна составила 0,5 Д.

Верхняя часть емкости служит для добавления вытесняющего флюида и создания гидростатического напора. Для проведения исследований использовалось два варианта емкости:

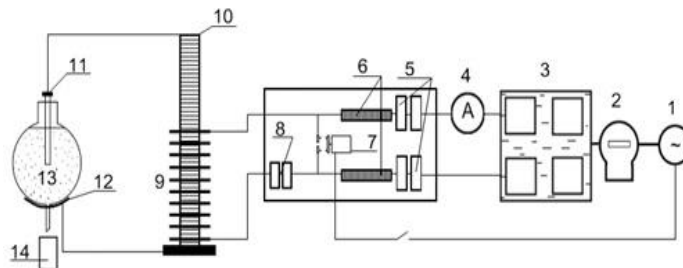
- пластиковая бутылка объемом 2000 см³ (рис.1);
- стеклянная колба объемом 523 см³ (рис.1).



**Рис. 1 а) 1-ый вариант гидродинамической части установки
б) 2-ой вариант гидродинамической части**

Емкость (1) подключена к электрической части установки при помощи электродов, представляющих в первом варианте – два стальных болта (3) диаметром 9 мм, длиной 15 мм, расположенных в насыпной части на расстоянии 110 мм друг от друга в вертикальной плоскости. Во втором варианте один электрод (2) погружен в насыпную часть колбы сверху, второй (3) представляет собой медную пластину (25 см²), расположенную снаружи под колбой. Данный тип подключения позволяет обосновать эффект именно электромагнитного воздействия на насыщенный коллектор.

Полная схема собранной лабораторной установки представлена на рисунке 2. Здесь гидродинамическая часть представлена стеклянной колбой, которая была описана выше.



1 – источник переменного тока (50 Гц, 220 В), 2 – счетчик электрической энергии, 3 – емкость с повышающими микроволновыми трансформаторами, погруженными в моторное масло, 4 – амперметр, 5 – высоковольтные конденсаторы Сараситор, 6 – катушки фильтров ВЧ, 7 – динамический разрядник, 8 – батарея конденсаторов К-75-25 первичного контура, 9 – первичная катушка, 10 – вторичная катушка, 11 – электрод, погруженный в модель зерна, 12 – медная пластинная, 13 – стеклянная колба, 14 – мерная колба.
Рис. 2 Схема лабораторной установки

На приведенной выше установке были проведены исследования на искусственной модели насыпного керна, такие как:

- А-1. Выявление изменения подвижности нефти при электромагнитном воздействии;
- А-2. Вытеснение технического масла под воздействием электромагнитного поля;
- А-3. Вытеснение нефти при помощи магнитной жидкости в электромагнитном поле.

Заключение

Проведенные испытания показали, что без использования вспомогательных агентов электромагнитное воздействие ослабевает и дает более низкий результат, чем при использовании магнитной жидкости (токопроводящая поляризуемая в магнитном поле среда), которые усиливают глубину распространения электромагнитного поля на нефтесодержащий пласт и способствуют увеличению нефтеотдачи (до 37,9 % по отношению к просто заводнению). При использовании магнитной жидкости в качестве вспомогательного агента вытеснения коэффициент подвижности нефти увеличился в 9,3 раза. Одним из основных достоинств использования электричества как способа воздействия на нефтяную залежь, является экологическая безопасность и неразрушающие последствия.

Литература

1. Табаровский Л.А. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов // Геология и геофизика, 2006. – Т. 47. – №5. – С. 568 – 578.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

А.А. Барышников, А.М. Ведменский, Н.М. Паклинов

Научный руководитель доцент А.В. Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Среди всех методов воздействия различными электрическими устройствами, наиболее эффективным является электромагнитный метод воздействия. Электромагнитные волны оказывают влияние на нефтесодержащий пласт для определения конкретных показателей необходимо проведение экспериментов, которые смогут выявить качественные и количественные зависимости: повышение коэффициента вытеснения, коэффициента подвижности, снижение критического градиента давления начала фильтрации.

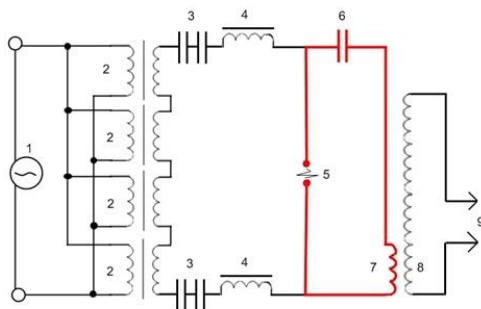
В работе «Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам» (1988г) С.И. Кицис, П.Л. Белоусов и М.В. Ульянов сообщают о проблемах засорения в призабойных зонах скважин асфальтенами, парафинами, битумами и методах интенсификации притока нефти [2]. Являясь хорошим проводником электрического тока, солевой раствор способствует повышению температуры в продуктивном пласте, под воздействием электромагнитного поля. Усиление термического эффекта, в особенности в приближенной к призабойной зоне пласта, провоцирует уменьшение вязкости и очистки от тяжелых углеводородов порового пространства пласта под воздействием давления. Так же осуществляется практически полное снижение фильтрационных потенциалов статического электричества, которые возникают в нефтесодержащих коллекторах и препятствует течению нефти. Находясь в области действия переменного электрического поля, скопления молекул жидких углеводородов начинают колебаться с частотой, зависящей от источника электроэнергии. Это приводит к снижению вязкости нефти, способствующему увеличению добычи [3].

В тюменском государственном нефтегазовом университете была собрана лабораторная установка для проведения исследований. Данная установка состояла из высоковольтных трансформаторов, конденсаторов, разрядника, сосуд с имитированным образцом нефтесодержащей горной породы, мерный стакан для замера вытесненной жидкости. Мощность данной установки 6кВт, частота электромагнитных колебаний 1 МГц.

Система работает в импульсном режиме, состоящем из двух фаз. В первую очередь происходит заряд конденсатора до определенного напряжения, необходимого на пробой воздушного пространства между контактами разрядника, параллельно включенного в цепь. Заряд конденсатора осуществляется при помощи внешнего источника питания повышенного напряжения, собранного, в данной установке, из повышающих трансформаторов.

После исключения из контура источника питания, в нем (первичном контуре) инициируются затухающие высокочастотные колебания. При подборе всех параметров эти колебания должны совпасть с колебаниями во вторичном контуре, образуемом вторичной катушкой (и ее собственной емкостью), в которой также начинаются электромагнитные колебания вследствие индукции напряжения. Когда контуры входят в резонанс, амплитуда во вторичной катушке многократно умножается, и трансформатор генерирует высокое напряжение на выходе. Данный процесс можно рассматривать в качестве второй фазы работы системы. На описанной выше установке был проведен ряд экспериментов, направленных на обнаружение влияния электромагнитных волн на нефтесодержащий коллектор. Объектом экспериментов является искусственная модель песчаного насыпного керна. Для насыщения модели использовалась нефть пласта Ю1 Вынгапуровского месторождения, плотностью 852 кг/м³, динамической вязкостью 2,8 мПа·с, а также техническое масло в одном из опытов. В качестве насыпного вещества использовался кварцевый песок. Насыщенность модели флюидом во всех случаях составила 0,8 д.ед. Воздействие производилось продолжительностью 5 секунд и с интервалами отключения установки – 5 секунд. Общее время обработки модели – 10 минут. В ходе экспериментов были

сделаны замеры потребляемого электричества при помощи счетчика электроэнергии, а также силы потребляемого тока. Эти данные необходимы для оценки рентабельности применения технологии на промысле. Колебания силы тока регистрировались при помощи цифрового амперметра, включенного в схему последовательно элементам установки, после повышающих трансформаторов. Изменения показаний амперметра фиксировались цифровой видеокамерой. В дальнейшем это позволило точнее представить картину работы лабораторной установки [1].



1 – источник переменного тока, 2 – повышающий трансформатор GAL-700E/4, 3 – высоковольтные конденсаторы, 4 – фильтры высоких частот, 5 – динамический разрядник, 6 – батарея конденсаторов колебательного контура, 7 – первичная катушка, 8 – вторичная катушка, 9 – выходы для подключения к объекту ЭМ воздействия.

Рис. 1 Схема установки

Заключение

В данной статье были рассмотрены общие принципы и характеристики электромагнитного воздействия на пласт и насыщающий его флюид.

Ввиду необходимости проведения испытаний электромагнитного воздействия на нефтесодержащий пласт была разработана, собрана лабораторная исследовательская установка, работающая в различных диапазонах высоких частот, сил тока и напряжений.

Литература

1. Барышников А.А. Метод повышения нефтеотдачи пластов посредством нагнетания магнитной жидкости/ Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. ТюмГНГУ, 2012. – №5. – С.45 – 47.
2. Кицис С.И., Белоусов П.Л., Ульянов М.В. Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам. 1988г./ Сборник научных трудов «Проблемы освоения энергетических ресурсов Западно-Сибирского нефтяного комплекса» ТГУ ТИИ им.Ленинского Комсомола. 1988. – С.100 – 104.
3. Фатыхов М.А., Худабердина А.И. Комбинированные методы воздействия на нефтяные пласты на основе электромагнитных эффектов // Монография / М.А. Фатыхов, А.И. Худабердина. – Уфа. – из-во БГПУ. 2010. – 112с.

ПОДБОР ЭФФЕКТИВНОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ, ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ И ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Ю.С. Березовский, П.Ю. Гусев

Научный руководитель профессор С.М. Слободян

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент большая часть месторождений в России, разрабатываемая базовыми технологиями, находится на поздних стадиях разработки, поэтому необходимо искать новые методы для добычи трудноизвлекаемых запасов, считавшихся ранее экономически нерентабельными. Одним из примеров таких месторождений являются высоковязкие нефти, содержащиеся в тонких пластах с подошвенной водой. Высокая стартовая обводненность приводит к снижению дебита нефти ниже экономически рентабельного предела, а подошвенная вода ограничивает применение тепловых методов.

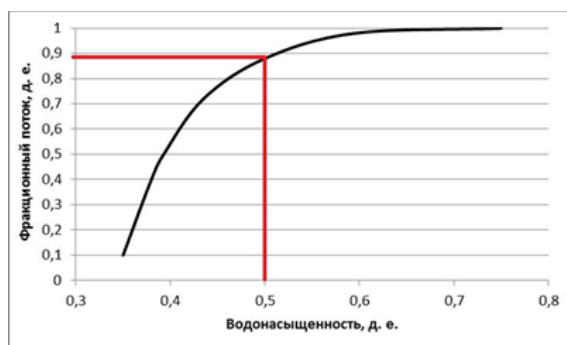


Рис. 1 Кривая фракционного потока

Как видно из кривой фракционного потока, построенной по одному из месторождения Западной Сибири (рис. 1), стартовая обводненность для данного месторождения составит 88% (при вязкости нефти 70 сПуаз).

Для выбора наиболее перспективной технологии был изучен мировой опыт разработки месторождений со схожими проблемами (табл. 1) [2], [3].

Таблица 1

Месторождения с аналогичными сложностями

Параметр	Русское	Ван-Еганское	Северо-Комсомольское	Viking kinsella Wainwright B
Глубина залегания, м	900	900	1100	700
Нефтенасыщенные толщины, м	35	9	8,6	5
Пористость, %	32	32	32	30
Проницаемость, мД	1000	3000	250	150
Вязкость, сПуаз	250	400	115	150
Газовая шапка	+	+	+	-
Подошвенная вода	+	+	+	-
Текущая стратегия	ГС + заводнение	ГС + истощение	-	ННС + заводнение

Наиболее перспективными технологиями, учитывая наличие подошвенной воды и незначительную толщину пласта, являются: «Vарех», «SAGD», Микроволновый метод.

Технология «Vарех» подразумевает бурение пары горизонтальных скважин одна над другой и закачку специального реагента-растворителя в верхнюю из них. Нефть, становясь более мобильной, мигрирует в нижнюю добывающую скважину, тем самым увеличивая добычу. Технология «ES-SAGD» также подразумевает бурение пары горизонтальных скважин. В течение нескольких месяцев в обе скважины закачивается пар, после чего из скважины располагающейся ниже начинается добыча. Вязкость нефти, находящейся в постоянном контакте с горячим паром, существенно снижается и она под действием гравитации мигрирует в нижнюю добывающую скважину, в то время как пар, из-за меньшей плотности, поднимается к кровельной части. После ее достижения происходит боковое расширение, что приводит к увеличению коэффициента охвата.

Технологии «Vарех» и «SAGD» имеют мировой опыт объединения в технологию «ES-SAGD» - одновременная закачка пара и растворителя в верхнюю нагнетательную скважину. Данная модификация позволяет использовать преимущества обоих методов, а также сократить необходимое количество нагнетаемого пара.

Для пластов с высокой расчлененностью возможно бурение «J-образных» скважин для соединения расчленённых пропластков. Также данная технология позволяет снизить негативный эффект вызываемый конденсацией подошвенной воды.

Другим перспективным методом является технология микроволнового нагрева – энергия от источника ВЧ-излучения расположенного на поверхности через сеть коаксиальных труб (может использоваться система «обсадная колонна – НКТ»), изолированная диэлектрическими шайбами) передается к забою скважины, где за

счет электрических свойств породы, происходит нагрев призабойной зоны. Данная технология может быть усовершенствована при помощи закачки растворителя, существенно увеличивающего охват метода. Имеются удачные промысловые испытания в Восточном Техасе – дебит нефти увеличивался в среднем в 1,7 раз. [1], [4]

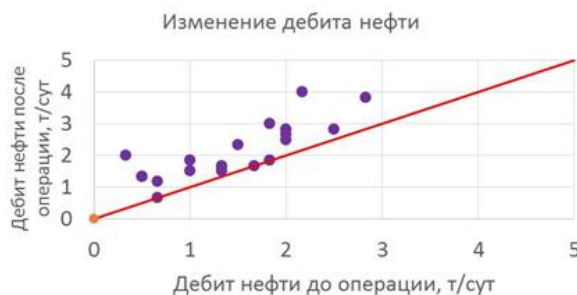


Рис.2 Результаты промысловых испытаний микроволнового метода

Результаты расчета данного метода на секторной модели одного из месторождений Западной Сибири позволили получить за 5 лет коэффициент извлечения нефти 0,069 при чистом дисконтированном доходе 43 млн р, с коэффициентом дисконтирования 20% (учитывающего высокие риски мероприятия). Для добычи нефти без применения нагрева горизонтальной скважиной коэффициент извлечения нефти составил 0,040 при чистом дисконтированном доходе -7 млн р., что говорит о перспективности технологии микроволнового нагрева

Однако для успешного применения необходимо проведение опытно-промышленных испытаний, и решения технологических проблем, с целью повышения эффективности.

Литература

1. Ковалева Л., Давлетбае А., Миннигалимов Р. Способы извлечения высоковязкой нефти и битума с применением высокочастотного электромагнитного воздействия // SPE Москва, Россия, 26 – 28 октября 2010. – Башкирский Государственный Университет, ОАО «Татойлгаз», 2010 – SPE 138086.
2. Орлов А., Климов М., Самороков С., Осипенко А., Лямкина О., Близнюк А.. Варианты разработки и обоснование технологий воздействия на пласты с повышенной вязкостью нефти в рамках Мессояхского проекта в осложненных условиях ЯНАО // SPE Москва, Россия, 16 – 18 октября 2012. – ООО « Газпромнефть НТЦ», 2012 – SPE 162103.
3. Эдельман И., Иванцов, Н. А., Шандрыгин, Е. Подходы к разработке месторождений высоковязкой нефти в арктических условиях на примере Русского месторождения. // SPE Москва, Россия, 18 – 20 октября 2011. – ОАО«ТНК-ВР Менеджмент», ООО «ТННЦ», ОАО «ТНК – ВР Менеджмент», ЗАО «Роспан Интернешнл», 2011 – SPE 149917.
4. Brown J.M., Becker H.L., Darby G.Quantum Effects Imparted by Radio Frequencies as a Stimulation Method of Oil Production – Part I and II;; SPE124144 and SPE133085

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

И.Н.Валиев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный этап развития нефтедобывающей промышленности характеризуется снижением эффективности разработки месторождений углеводородов. В последнее десятилетие отмечается рост интереса специалистов нефтяной отрасли к практическому использованию новых высокоэффективных и рентабельных технологий, обеспечивающих как прирост, так и стабильное поддержание добычи нефти в сложных геолого-промысловых условиях. Вводимые в разработку новые залежи, как правило, представлены низкопродуктивными, высококонденсатными и слабопроницаемыми коллекторами, а запасы нефти в них относятся к категории трудноизвлекаемых – с повышенной вязкостью нефти, со значительными водонефтяными и подгазовыми зонами.

Сегодня расходуются огромные финансовые ресурсы на поддержание добычи на старых месторождениях, где обводненность превышает 80%. Одна только компания «ЛУКОЙЛ» добывает в Западной Сибири 600 млн.т жидкости в год и из неё получает лишь 52 млн.т нефти. Традиционные методы и технологии эксплуатации нефтяных залежей с заводнением во многих случаях оказываются недостаточно эффективными. Угрозу падению добычи нефти при росте её потребления испытывают многие ведущие нефтедобывающие страны мира.

Необходимо признать, что в сложившейся обстановке только широкомасштабное, повсеместное внедрение новых технологий, существенно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит уменьшить темп падения добычи нефти. Во всём мире в программах и проектах развития и применения методов увеличения нефтеизвлечения с каждым годом возрастает внимание к расширению физико-химических методов воздействия на продуктивные пласты.

Цель работы: Рассмотрение методов увеличения нефтеотдачи на примере потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах.

В настоящее время разработаны и реализованы в промышленности технологии закачки в продуктивные пласты полимер-дисперсных систем (ПДС), полимер-гелевых систем (ПГС) и их модификаций (МПДС); эмульсионных композиций (ЭМКО) и эмульсионно-дисперсных составов (ЭПДС) на основе углеводородного сырья; гелеобразующих композиций (ГОК) ГАЛКА, МЕТКА и их аналогов; сшитых хромовыми сшивателями полимерных составов (СПС) и больше объёмных гелевых составов (СБГС) на основе полиакриламида (ПАА); геле - или осадкообразующих (ООС) систем. Реализуемые в нефтедобывающей промышленности новые технологии направлены на регулирование неоднородности пластов по проницаемости, выравнивание профиля приёмности нагнетательных скважин и отклонение потоков нагнетаемой воды на изоляцию водопритока, повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ и качества вскрытия продуктивных пластов. [1].

Большинство нефтяных месторождений России разрабатывается с применением методов заводнения. Основные из них уже вступили в позднюю стадию разработки, сопровождающуюся добычей огромных объемов воды. Только в 2010 г. вместе с нефтью на поверхность было извлечено более 2,6 млрд. т воды. Вынужденная добыча такого количества воды увеличивает себестоимость добычи нефти. Иногда эксплуатация высокообводненных объектов находится на грани рентабельности. Указанные факторы заставляют нефтяные компании искать пути решения данной проблемы.

Анализ оценки работ по применению потокоотклоняющих технологий в нефтяных компаниях страны осуществляется по шести показателям:

- Удельная эффективность обработок – отношение дополнительной добычи нефти к числу обработок за анализируемый период;
- Охват обработками фонда скважин – отношение числа обработок к числу действующих добывающих скважин.
- Удельная добыча на фонд скважин – отношение дополнительной добычи нефти к числу действующих добывающих скважин;
- Удельная добыча на общую добычу нефти - отношение дополнительной добычи к общей добыче нефти по компании;
- Число обработок;
- Объем дополнительной добычи нефти за счет обработок.

На основании оценки был установлен удельный вес (коэффициент значимости) каждого из перечисленных выше показателей: первый показатель имел коэффициент значимости 1,0; второй и четвертый - 0,9; третий - 0,7; пятый и шестой - 0,5. По каждому показателю определялся рейтинговый параметр от 10 до 1,0 который соответствовал величине этого показателя, от наибольшего к наименьшему. Затем рейтинговые параметры по показателям умножались на соответствующие коэффициенты значимости и суммировались.

В настоящее время, эти исследования повторяются с оценкой активности вертикально интегрированных нефтяных компаний отрасли, с точки зрения использования потокоотклоняющих технологий за последние 5 лет.[3] Распределение объемов применения и эффективности потокоотклоняющих технологий показана на (рис. 1.1). Методика анализа осталась практически неизменной, за исключением ввода еще одного (седьмого) показателя: охвата обработками нагнетательного фонда скважин - отношения числа обработок к числу действующих нагнетательных скважин с коэффициентом значимости 0,9.

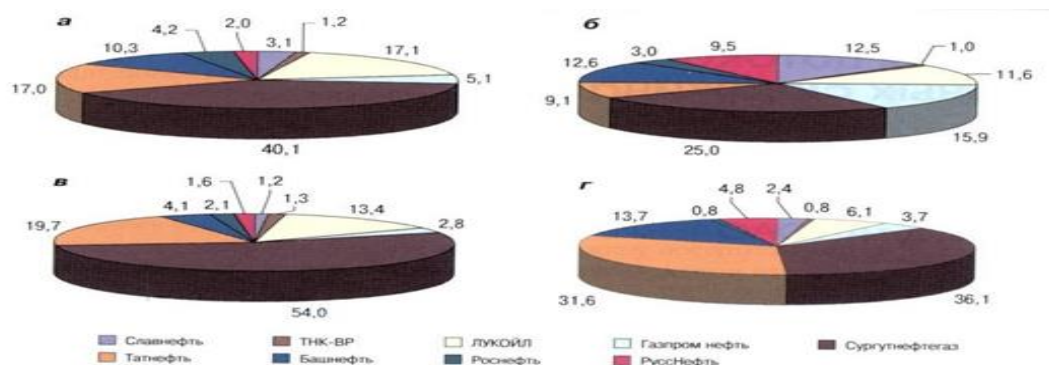


Рис. Распределение объемов применения (а, б) и эффективности (в,г) потокоотклоняющих технологий по нефтяным компаниям, %: а, б - объем применения соответственно за последние 5 лет и с учетом действующего фонда; в, г - эффективность применения соответственно за последние 5 лет и с учетом добычи нефти

Из рисунка видно, что наибольшее число работ было выполнено на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть» и ОАО АНК «Башнефть». Однако с учетом действующего нагнетательного фонда в компаниях картина несколько меняется. ОАО «Сургутнефтегаз» по-прежнему находится на первом месте в этом показателе рейтинга, а на вторую позицию выходит ОАО «Газпром нефть». По остальным нефтяным компаниям, за исключением ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «ГНК-ВР», объемы применения составили 9,1-12,5 %.

Но эффективности работ несомненное лидерство также принадлежит ОАО «Сургутнефтегаз», 54 % нефти, дополнительно добытой с применением потокоотклоняющих технологий на нефтяных месторождениях девяти компаний, было получено на объектах ОАО «Сургутнефтегаз». Второе и третье места по этой позиции в рейтинге занимают соответственно ОАО «Татнефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» (табл.1).

Таблица 1

Итоговые рейтинговые показатели

Нефтяная компания	Рейтинговые показатели применения потокоотклоняющих технологий					
	2008	2009	2010	2011	2012	Итого
ОАО АНК «Башнефть»	30,2	25,4	23,5	23,5	25,4	128
ОАО «Газпром нефть»	31,5	30,3	31,2	27,7	30,9	151,6
ОАО «Лукойл»	26,8	33,3	32,7	34,6	32,9	160,3
ОАО «НК «Роснефть»	15,9	13,8	12,2	13,2	13,9	69,0
ОАО НК «Русснефть»	25,6	22,8	22,8	20,1	23,9	115,2
ОАО «Славнефть»	11,1	22,5	22,1	25,8	18,4	99,9
ОАО «Сургутнефтегаз»	48,6	48,6	48,6	47,6	46,6	240,0
ОАО «Татнефть»	40,4	36,9	35,4	36,5	36,2	185,4
ОАО «ТНК-ВР»	12,9	9,4	14,5	14,0	14,8	65,6

На основании данных представленных в (табл.1) можно сделать вывод о том, что более последовательно и системно потокоотклоняющие технологии на нагнетательном фонде скважин применялись в последние годы на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО АНК «Башнефть» и ОАО НК «РуссНефть».

Эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения Майское месторождение, пласт Ю13-4. Участок №1. Для воздействия рекомендуются скважины 202, 204, 205, 206, 392.

Геологические запасы, оцененные объемным методом составляют 3,4 млн.т, начальные извлекаемые запасы в пределах контура участка составляют 1,5 млн.т. На 01.11.12 г. накопленная добыча нефти составляет 549,6 тыс. т, отбор извлекаемых запасов 36,4 %. Интенсивное обводнение началось с 2010 г. Средняя обводненность продукции составляет 73,8 %. Прогнозный Коэф. по участку 0,408, прогнозные отбор НИЗ 50,0 %, т.е., при текущей системе разработки существует риск недостижения проектных показателей. Средняя проницаемость по участку составляет 0,011 мкм2. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м. Отметим, что в разрезе скважин присутствует подошвенная вода. В целом, участок соответствует критериям применимости потокоотклоняющих технологий как с геологической, так и с технологической точки зрения.

Среднесуточный прирост добычи нефти составил 2,64 тонн/сут, для семи добывающих скважин, учитывая, что они работали за год в среднем 335 суток. Прирост добычи нефти составил 6200 тонн/год.

Заключение

В данной работе приведена качественная характеристика композиций и составов, используемых при применении потокоотклоняющих технологий, и на её основе – классификация физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Анализ результатов использования потокоотклоняющих технологий (ПОТ) в России показывает, что их эффективность существенно различается. Как правило, она оценивается в виде или удельной добычи тонны нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину.

Потокоотклоняющие технологии будут широко применяться и в дальнейшем ввиду простоты и низких затрат на их реализацию, а также благодаря эффекту сокращения обводненности скважин во многих случаях. Тем не менее, не следует считать их кардинальным средством для воздействия на весь объем пласта и существенного увеличения охвата пласта. Необходимо применять комплексные технологии.

Литература

1. Филин В.В. Потокоотклоняющие технологии. Теория и практика. –М.: Издательство «Спутник+». 2009. – с. 6–18
2. А.Я. Соркин, к.т.н., В.Е. Ступоченко, д.т.н., В.А. Кан (ООО «НТЦ «КОРНТЕХ»), С.А. Жданов, д.т.н. (ОАО «ВНИИнефть»), Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2013. – №3 – с. 67– 69
3. <http://burneft.ru/archive/issues/2009-01/2>

«КРИОГЕЛИ – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ»

А.М. Васильева

Научный руководитель профессор В.Н.Манжай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

При эксплуатации нефтяных скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород главным специфическим осложнением является оттаивание и проседание грунта с образованием приустьевых воронок. Проседание грунта является одной из наиболее актуальных проблем нефтедобывающей промышленности в северных районах. Превосходными материалами для ликвидации приустьевой воронки являются криогели, обладающие необходимыми теплофизическими и механическими свойствами.

Целью данной работы является изучение механических и теплофизических свойств криогелей. Ставятся следующие задачи:

- Изучение процесса образования криогелей
- Изучение динамической вязкости водных растворов ПВС
- Исследование модуля упругости криогелей
- Анализ свойств криогелей наполненных различными добавками

Образование криогеля происходит следующим образом: водный раствор поливинилового спирта замораживают при температуре ниже 0°C и размораживают полученный ледяной образец при положительной температуре получают упругие каучукоподобные тела. Механические и теплофизические свойства криогелей зависят от состава и концентрации компонентов исходного раствора, молекулярной массы полимера, а также от режимов и способов криогенной обработки исходных растворов

Исходные водные растворы ПВС являются типичными неньютоновскими жидкостями (рис 1) и их вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига.

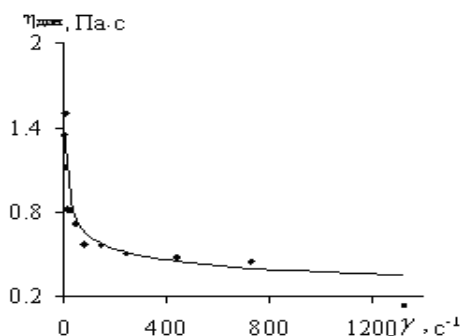


Рис. 1 Зависимость динамической вязкости раствора ПВС (10 %, масс.) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$)

С ростом концентрации и молекулярной массы полимера вязкость возрастает, по степенному закону

$$\eta_p = \eta_s \cdot (1 + [\eta] \cdot C + k \cdot [\eta]^2 \cdot C^2 + \dots)$$

Где η_p – вязкость полимерного раствора, η_s – вязкость чистого растворителя, C – концентрация полимера, $[\eta]$ – характеристическая вязкость (рис 2).

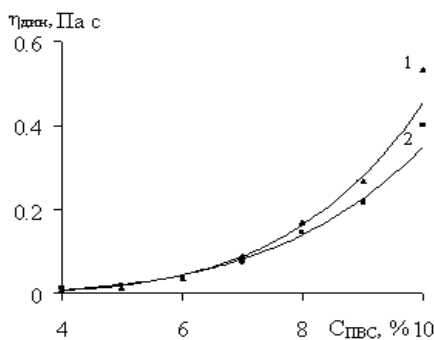


Рис. 2 Зависимость динамической вязкости (η) растворов ПВС от концентрации для образцов разных молекулярных масс: $M_1 = 95 \cdot 10^3$ и $M_2 = 75 \cdot 10^3$

Из результатов измерений модуля упругости криогеля, полученного после проведения цикла замораживания-оттаивания следует, что модуль упругости при увеличении концентрации ПВС от 5 до 16 % заметно возрастает от 10 до 120 кПа.

Многочисленное замораживание и оттаивание способствует упрочнению и стабилизации криогеля, что особенно эффективно в районах с резко континентальным климатом. Наибольшее увеличение модуля упругости криогелей приходится после первых 2-5 циклов замораживания-оттаивания, далее значение остается постоянным (рис. 3).

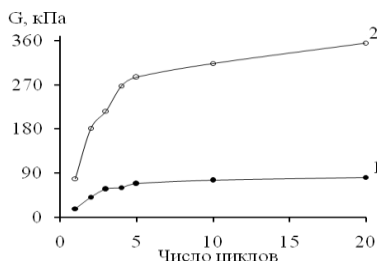


Рис. 3 Зависимость упругости криогелей ПВС от числа циклов замораживания - размораживания: 1 - ПВС 5 % мас.; 2 – ПВС 10 % мас.

Экономически целесообразным будет применение криогелей с наименьшим содержанием в них основного (дорогостоящего) компонента – поливинилового спирта. Поэтому для получения более прочных криогелей в раствор, содержащий 5% ПВС, вводятся различные добавки: неорганические соединения (соли), глицерин, сажа (мелкодисперсный технический углерод), кварцевый песок, глина (бентонит) и цемент. Присутствие в криогеле хлорида натрия повышает упругость криогеля даже при малом содержании ПВС (рис. 4).

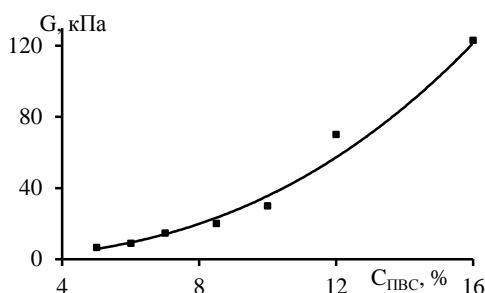


Рис. 4 Зависимость модуля упругости криогелей (G) от концентрации поливинилового спирта (C_{ПВС})

Как видно из таблицы модуль упругости криогеля, содержащего 5 % поливинилового спирта без наполнителей 10 кПа, а у образцов криогеля с твердодисперсными нерастворимыми наполнителями модуль упругости возрастает до десятков и сотен килопаскалей. Теплопроводность криогелей при этом уменьшается в два раза по сравнению с водой, что позволяет использовать криогели в качестве теплоизоляционного материала.

Таблица

Составы и свойства наполненных криогелей

№	Состав исходного раствора для формирования криогеля, %	Свойства криогелей	
		G, кПа	λ, Вт/(К·м)
1	Водный раствор ПВС (5%)	10	0,33
2	Водный раствор ПВС (10%)	40	0,31
3	Водный раствор ПВС (10%) + песок	775	0,35
4	Водный раствор ПВС (5%) + песок	629	0,36
5	Водный раствор ПВС (10%)+песок + нефть	270	0,34
6	Водный раствор ПВС (5%)+песок + нефть	150	0,35
7	Водный раствор ПВС (10%) + бентонит	587	0,34
8	Водный раствор ПВС (5%) + бентонит	465	0,35
9	Водный раствор ПВС (10%)+бентонит + нефть	589	0,33
10	Водный раствор ПВС (5%)+бентонит + нефть	345	0,34
11	Водный раствор ПВС (10%) + цемент	963	0,37
12	Водный раствор ПВС (5%) + цемент	885	0,38
13	Водный раствор ПВС (10%)+цемент + нефть	677	0,34
14	Водный раствор ПВС (5%)+цемент + нефть	416	0,35

Итак, в результате проделанной работы сделаны следующие выводы:

- Упругость двухкомпонентных криогелей (ПВС - вода) увеличивается с ростом содержания полимера в криогеле и с ростом числа циклов замораживания – оттаивания.

- Введение в исходный полимерный раствор дополнительных химических компонентов и твердодисперсных частиц многократно увеличивает упругость криогелей.

Криогели с сыпучими наполнителями (грунт, глина, песок, цемент) целесообразно применять при обустройстве и ремонте добывающих скважин, особенно в условиях вечной мерзлоты. Для приведения в порядок рабочей площадки вокруг скважины рекомендуется возникающие воронки «пломбировать» криогелями с механическими наполнителями.

Литература

1. Алтунина Л.К., Манжай В.Н., Фуфаева М.С. Механические и теплофизические свойства криогелей и пенокриогелей, полученных из водных растворов поливинилового спирта // Журнал прикладной химии. – 2006. – Т.79. – №10. – С.1689–1692.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИМИ ПОЛЯМИ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ

А.М. Ведменский, А.А.Барышников, Н.М.Паклинов

Научный руководитель профессор А.В. Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

На поздних стадиях разработки месторождений с геологически обусловленными трудноизвлекаемыми запасами нефти, так и на ранних стадиях разработки с физически определенными трудноизвлекаемыми запасами с целью извлечения наибольшего количества нефти за короткие сроки необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи пластов, отличающиеся повышенной управляемостью, энергоэффективностью и экологичностью.

Для залежей нефти с геологическими условиями, выраженными в макронеоднородности коллекторов, множественных водонефтяных контактах, разломах, тектонических экранов, применение заводнения не позволяет адресно воздействовать на зоны с остаточными запасами.

Например, для месторождений с физически определенными затруднениями вытеснения, вызванными высокой вязкостью нефти, реологическими свойствами, высокой долей микрокапилляров, требуется прямое длительное действие на флюиды для стимуляции фильтрационных процессов за счет снижения вязкости, градиента сдвига и капиллярных сил.

Учитывая опыт экспериментов, проводимых в СССР и, несмотря на то, что они не получили широкого внедрения из-за большой доли «легкоизвлекаемых» запасов в то время, следует полагать, что эффективным методом повышения нефтеотдачи является воздействие на продуктивные пласты физическими полями.

К технологиям воздействия физическими полями относятся воздействия: электрическим током, плазменно-импульсное, электромагнитное и звуковое вибрационное воздействие[1]. Влияние электрическим током промышленной частоты и напряжения путем спуска электродов в скважины не дало особых результатов и в связи с этим не было внедрено на промысле. Плазменно-импульсное воздействие является перспективным методом, но для интенсификации притока нефти.

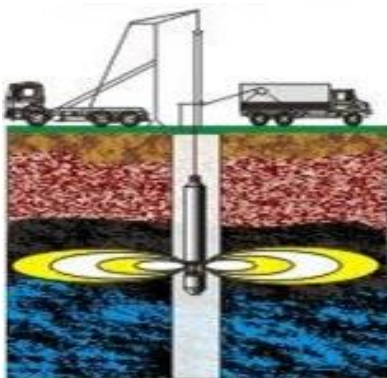


Рис.1 Плазменно-импульсное воздействие

Учеными России, в том числе и учеными Тюменского индустриального института была разработана технология воздействия на пласт электромагнитными полями разных диапазонов частот и напряженности, которая положительно влияет на рост нефтеотдачи. При внедрении технологии электромагнитного воздействия на промысле были получены положительные результаты по добыче дополнительной нефти [2]. Данная

технология (рисунок 2) не была доведена до полной реализации на месторождениях Западной Сибири, но все еще является перспективным направлением.

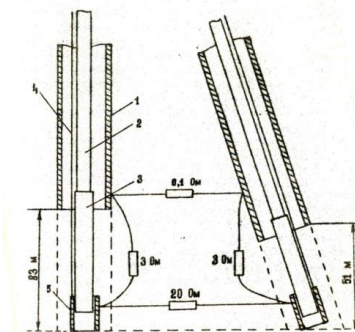


Рис.2 Схема электровоздействия на призабойную зону пласта

Инfrasound – звуковые волны, частота которых лежит ниже диапазона, воспринимаемого человеческим ухом (от 16 до 20 000 Гц, рисунок 3). Нижняя граница инфразвукового диапазона принята за 0,001 Гц. Как и слышимый звук, инфразвук представляет собой распространение в среде механических колебаний в форме упругих волн. Поэтому для инфразвука характерны свойства звуковых волн, а также определенный набор особенностей, таких как большие амплитуды колебаний, дальнее распространение в воздушной среде[3]. Вступая в резонанс с крупными объектами, инфразвук вызывает в них вибрацию. Большая длина волны позволяет инфразвуковым волнам распространяться на большие расстояния в жидкостях, газах и твердых телах.

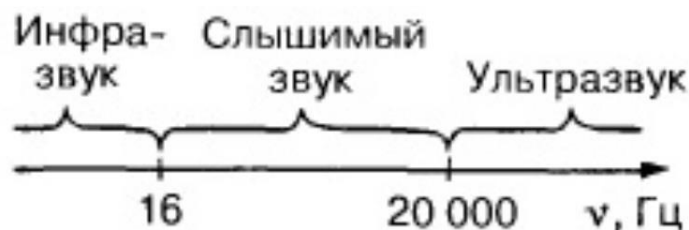


Рис.3 Виды звуковых колебаний в зависимости от частоты

Инfrasound используется в качестве средства, обнаруживающего землетрясения и приближающиеся штормы. Инfrasound, распространяющийся в жидкой среде, используют для ускорения процессов диффузии и растворения.

Значительное расстояние распространения инфразвуковых колебаний, вибрационные эффекты, оказываемые на массивные объекты, могут послужить полезными свойствами для применения инфразвука в качестве способа извлечения дополнительной нефти, за счет расположения источника излучения волн в нагнетательной скважине, а также повышения ее приемистости. Инfrasoundовые колебания предположительно будут способствовать увеличению скорости и выравниванию фронта вытеснения нефти водой. Вибрации, передаваемые скелету горной породы, могут привести к освобождению капиллярно-удерживаемой нефти, тем самым способствуя повышению коэффициента извлечения нефти.

Ведущие нефтяные компании России сегодня заинтересованы в развитии новых, мобильных и наиболее эффективных технико-технологических решений для увеличения нефтеотдачи, позволяющих их использовать за пределами одного промысла и без необходимости длительного формирования инфраструктуры. Важно отметить, что применение таких технологий должно проводиться с научно-техническим сопровождением, так как данные исследования в этой области пока нельзя считать удовлетворительными для отраслевой, вузовской и академической науки.

Литература

1. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 80 с.
2. Кицис С.И. Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам / С.И. Кицис, П.Л. Белоусов // Проблемы освоения энергетических ресурсов западно-сибирского нефтяного комплекса 1988. – С.100 – 104.
3. Чедд Г. Звук : пер. с англ. / под ред. С.Б. Гуревича. М.: издательство «МИР», 1975. 206 с. [Graham Chedd. Sound: From communication to noise pollution. New York : Doubleday and Co., Inc., 1970.]

ТЕХНОЛОГИЯ ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ДИЛАТАНСИИ

А.В. Гоголев

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы запасы легко добываемых углеводородов подходят к исчерпанию, и значительная часть эксплуатационного фонда нефтегазовых скважин на крупных месторождениях большинства добывающих стран находится на завершающей стадии разработки.

Соответственно в общей структуре запасов нефти и газа существенно увеличилась доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с нефтеотдачей, не превышающей 30-35%. По этой причине резко актуализируется создание и развитие эффективных методов увеличения отдачи нефте- и газоносных пластов. В настоящее время существует ряд геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение проницаемости пласта коллектора в призабойной зоне скважины: кислотная обработка пласта, гидроразрыв пласта, обработка пласта поверхностно-активными веществами, термические методы обработки пласта, плазменно-импульсное воздействие, импульсно-ударные и взрывные методы [3].

Целью данной работы является обзор технологии интенсификации добычи углеводородов путем импульсной обработки призабойной зоны скважин нефтегазовых месторождений в режиме дилатансии.

Дилатансионная технология разуплотнения пород (ДТРП) — один из методов интенсификации притока нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

В основу метода положен эффект дилатансионного разуплотнения горных пород при импульсном неравномерном нагружении. Технология была разработана группой ученых под руководством д.т.н. Михалюка А.В. (1934-2012 гг.) на базе исследований, выполнявшихся отделом скважинных технологий отделения геодинамики взрыва Института геофизики НАН Украины им. Субботина.

Дилатансионное разуплотнение пород носит характер образования и подрастания микро- и макродефектов их структуры за счет увеличения площадок скольжения и разрыва с ненулевым раскрытием, которое может рассматриваться как искусственная пористость породы.

Важно, что, в отличие от процессов разрушения, увеличение пористости дилатансионного происхождения происходит достаточно равномерно по всему деформируемому объему, что обуславливает равномерное изменение геотехнологических свойств породы [1].

Сущность метода заключается в дилатансионном торпедировании скважин торпедами с размещенными в них зарядами взрывчатого вещества (ВВ), которые детонируют с интервалом замедления [2]. Перед производством проектных взрыво-прострелочных работ определяют диаграмму объемного сжатия горной породы пласта. По результатам испытаний определяют диаграммы объемного деформирования породы, а по ним нагрузку (σ_1 осевое и σ_3 - боковое напряжение и коэффициент неравномерности $\zeta = \sigma_3/\sigma_1$, при которых появляется остаточная объемная (дилатансионная) деформация породы.

Зная законы затухания взрывных волн, тем самым определяют необходимые массы зарядов, которые обеспечивают дилатансионное разуплотнение породы пласта.

После этого, используя данные о распространении волн радиального $\sigma(t)$ и тангенциального напряжений $\sigma_\Theta(t)$ при взрывах зарядов химических ВВ или ядерных зарядов в данной горной породе, определяют то время замедления взрывания соседних зарядов, которое обеспечивает максимальное дилатансионное разуплотнение пород за пределами зоны макротрещин.

Интервал замедления Δt выбирают из условия совпадения фазы сжатия в волне напряжения $\sigma(t)$ от второго заряда с фазой сжатия в волне напряжения $\sigma_\Theta(t)$ от первого заряда.

При таких условиях суперпозиции волн реализуется максимальная неравномерность объемного напряженного состояния пород в массиве и возникает максимальная по размерам зона дилатансионного разуплотнения. Время замедления находят по формуле:

$$\Delta t = t_n + (0,3 \div 0,5)t_t, \quad (1)$$

где t_n время нарастания давления во фронте взрывной волны, с;

$$t_n = a_n Q^{1/3} + b_n r \quad (2)$$

t_t – время действия взрывной волны, с;

$$t_t = a_t Q^{1/3} + b_t r \quad (3)$$

$$a_n = 2,31 * 10^3 (\rho V_p)^{1,21} \quad (4)$$

$$a_t = 5,01 * 10^4 (\rho V_p)^{-1,3} \quad (5)$$

$$b_n = 7,59 * 10^{12} (\rho V_p)^{-2,36} \quad (6)$$

$$b_t = 1,66 * 10^9 (\rho V_p)^{-1,86} \quad (7)$$

Q – масса зарядов взрывчатого вещества, кг;

ρ – плотность породы в продуктивном пласте, кг/м³;

V_p – скорость звука в продуктивном пласте, м/с.

Наиболее широко применяемой в настоящее время технологией повышения продуктивности нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин (в том числе для добычи сланцевого газа и метана каменноугольных пластов) является технология гидроразрыва пласта, которая состоит в закачке под большим давлением воды с

растворенными химическими веществами до появления трещин в газоносном пласте и увеличения выхода флюидов из скважин. В таблице 1 показаны преимущества ДТРП над технологией гидроразрыва пласта.

Таблица 1

Сравнение технологий интенсификации: гидроразрыв и дилатансионное разуплотнение пород

Параметры	Гидроразрыв	Дилатансия
1. Стоимость	Сильно зависит от глубины скважины	Малое увеличение стоимости обработки от глубины скважины
2. Длительность позитивного эффекта	От 3 до 6 мес, не более года	В течение 2 и более лет
3. Скорость обработки скважин.	Несколько дней	Не более одного дня
4. Величина позитивного эффекта	Увеличение продуктивности нефтяных скважин в среднем в 3,7 раза	Увеличение продуктивности в среднем нефтяных скважин - 2-3 раза, газовых - 3-7 раз и более.
5. Экология	Значительные эколого-социальные издержки из-за загрязнения водоносных пластов и необходимости утилизации, откачиваемых вредных разрывных жидкостей на водной и углеводородной основе. Необходимость землеотвода больших площадей.	В подземные пласты не вносятся никакие загрязняющие химикаты. Возможное уменьшение количества скважин ведет к снижению общей экологической нагрузки на месторождение, степени риска возникновения техногенных аварий, влекущих выплаты значительных экологических штрафов.
6. Увеличение коэффициента извлекаемости	По большинству скважин выше максимальной продуктивности скважины до ГРП. Степень увеличения продуктивности больше при малых значениях продуктивности до ГРП	В зависимости от типов горных пород месторождения нефти или газа использование дилатансионной технологии позволяет увеличить коэффициент извлекаемости запасов на 3-10%.

Дилатансионная технология является наиболее эффективной на сегодняшний день технологией интенсификации подземной добычи. Она значительно превосходит все существующие технологии по эффективности и долговечности воздействия.

- Рост производительности в нефтяных скважинах составляет от 1,8 до 3,5 раз, в газовых скважинах - от 2 до 7 раз;

- Продолжительность сохранения эффекта составляет в среднем 2,5 года, что значительно больше по сравнению с технологией гидроразрыва пласта и другими технологиями интенсификации добычи;

- Дилатансионная технология является технологией, которая позволяет увеличить коэффициент извлечения подземных флюидов (КИН) из месторождений на 3-10 %. Это особенно актуально для «истощенных» и «замороженных» месторождений и скважин.

Дилатансионная технология является наиболее безопасной с экологической точки зрения, ввиду незначительного возмущающего воздействия и отсутствия каких-либо загрязняющих веществ.

Более того, для достижения проектной производительности при использовании дилатансионной технологии количество эксплуатируемых скважин может быть сокращено, а, следовательно, уменьшена и экологическая нагрузка на эксплуатируемое месторождение.

Уникально короткий промежуток работ непосредственно на скважине – 1-2 дня, после чего скважина может эксплуатироваться в обычном промышленном режиме.

Объемы использования ДТРП в настоящее время невелики, но учитывая, что стоимость применения ДТРП в 2 – 4 раза ниже стоимости широко применяемого метода ГРП, можно ожидать существенного расширения сферы использования ДТРП в ближайшие несколько лет.

Литература

1. Михалюк А.В., Мухин Е.А., Михалюк С.А., Захаров В.В. Дилатансионные технологии торпедирования скважин для интенсификации добычи подземных флюидов. – Киев: ВИПОЛ, 1999. – 66 с.
2. Михалюк А.В. Дилатансия и ее влияние на свойства горных пород при допределных динамических нагрузках. – Киев: ВИПОЛ, 2001. – 102 с.
3. Николаевский В.Н. Собрание трудов. Геомеханика. Том 1. Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010. – 640 с.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ ЛАБОРАТОРНОЙ ОЦЕНКИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ УЛЬТРАНИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

А.М. Горшков

Научные руководители зав. лабораторией физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть»
А.Г. Скрипкин; зав. лабораторией геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть»,
профессор И.В. Гончаров
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время баженовская свита рассматривается как один из стратегически важных объектов для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли России. Оценка ресурсов по пласту Ю₀ по мнению многих авторов колеблется от 600 млн. до 30 млрд. т. [4].

Однако, несмотря на значительный потенциал баженовской свиты более чем 40-летний опыт изучения этих отложений так и не дал однозначного ответа о генезисе этого уникального природного резервуара нефти и газа. На данный момент отсутствует методика поиска скоплений углеводородов в этой свите, способ геометризации ловушек, методика подсчета запасов и способы разработки этих отложений [5].

На сегодняшний день основным способом разработки таких нетрадиционных коллекторов является бурение горизонтальных скважин. Приток флюида происходит за счет фильтрации нефти по системе естественных трещин, а также системе наведенных вторичных трещин, создаваемых множественным гидроразрывом пласта (МГРП) [4]. Для успешного применения данной технологии необходимо точное определение основных петрофизических свойств пласта (прочности, минералогической плотности, пористости, проницаемости и т.д.). Для плотных пород отложений баженовской свиты использование стандартных методик определения проницаемости образцов-цилиндров керна приводит к высокой продолжительности экспериментов по времени (порядка нескольких недель), а также из-за развитой естественной трещиноватости пород значения проницаемости образцов завышены в $10 - 10^6$ раз по сравнению с проницаемостью матрицы [6].

Стандартный метод определения пористости образцов баженовской свиты методом жидкостенасыщения [3] (по керосину ввиду гидрофобности керна) также дает некорректные результаты из-за дорастворения битума и керогена во время насыщения образца жидкостью. Все это приводит к необходимости разработки новых методов и методик лабораторной оценки петрофизических свойств отложений баженовской свиты.

В настоящее время большой прогресс в развитии методов определения пористости и проницаемости сланцевых формаций достигнут институтом Gas Research Institute в г. Чикаго, который разработал целую методику оценки сланцевых коллекторов «Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs» [1]. Основной подход для определения пористости и проницаемости сланцевых формаций в данной методике заключается в дроблении керна на фракции одинакового размера и определение параметров на дезинтегрированном керне.

Данный метод позволяет значительно сократить продолжительность экспериментов по определению проницаемости, а также исключить влияние естественной трещиноватости на значения исследуемого параметра. Однако основным недостатком этого метода является проведение всех экспериментов в атмосферных условиях (без создания горного давления).

Несмотря на то, что многие авторы проводят аналогию между сланцевыми формациями в Америке и отложениями баженовской свиты в России данные природные резервуары сформировались абсолютно в разных обстановках осадконакопления и имеют разный литологический состав. Следовательно, необходимо адаптировать данный метод GRI для отложений баженовской свиты и оценить возможность его применения для данных коллекторов.

Цель данной работы: разработать методику лабораторной оценки петрофизических свойств ультранизкопроницаемых коллекторов отложений баженовской свиты. Для выполнения поставленной цели решались следующие задачи:

- Исследование влияния размера фракции образца на значения петрофизических параметров, определяемых методом GRI. Оценка повторяемости искомых величин.

- Изучение влияния массы навески образца на значения фильтрационно-емкостных свойств, определяемых методом GRI. Воспроизводимость полученных результатов.

- Проницаемость образцов ультранизкопроницаемых коллекторов определялась по методу «Pressure Pulse Permeability» в соответствии с методом GRI [1]. Открытая пористость, а также объемная и минералогическая плотность определялись методом газонасыщения. В качестве объекта исследования была выбрана кремнисто-глинистая порода отложений баженовской свиты одного из месторождений Томской области. Перед началом исследования полноразмерный керн дробился и просеивался на ситах с размером ячеек 10, 5, 2 и 1 мм для получения нескольких фракций частиц диаметром 1 – 2 мм, 2 – 5 мм и 5 – 10 мм. Затем в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 [2] перед определением фильтрационно-емкостных свойств образцы исследуемых фракций очищались в центрифужном экстракторе спиртобензольной смесью от пыли и остатков углеводородов в течение 4 часов и высушивались в вакуумном термощкафу при температуре 70 °С до постоянного веса.

Все эксперименты по определению петрофизических параметров проводились на приборе SMP-200, разработанным компанией CoreLab Reservoir Optimization. По существу эксперимент по определению объемной

и минералогической плотности ничем не отличался от эксперимента по определению матричной проницаемости измельченных образцов. Основное отличие заключалось в данных, которые использовались для получения искомым величин. Значения объемной и минералогической плотности рассчитывались по формуле (1) и формуле (2) соответственно:

$$\rho_{об} = \frac{M}{V_1} \quad (1)$$

$$\rho_{мин} = \frac{M}{V_2} \quad (2)$$

где

$\rho_{об}$ – объемная плотность образца, г/см³;

$\rho_{мин}$ – минералогическая плотность образца, г/см³;

M – вес сухого образца в воздухе («сухой вес»), г;

V_1 – объем образца в начале эксперимента (до насыщения матрицы газом), см³;

V_2 – объем образца в конце эксперимента (после насыщения газом), см³.

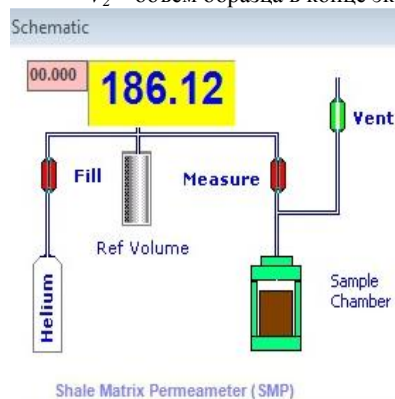


Рис.1 Принципиальная схема прибора SMP-200

В основе работы прибора лежит закон Бойля, по которому происходит определение мертвого объема и калибровка всех рабочих емкостей (рис. 1) перед каждой серией экспериментов. Все это позволяет с высокой точностью определять объем образца во время всего эксперимента. Необходимо отметить, что одним из основных условий корректного измерения петрофизических параметров является термостабилизация прибора. При проведении экспериментов прибор помещался в термошкаф, в котором поддерживалась постоянная температура 30 °С. Также перед определением петрофизических свойств образца проводился тест на утечки газа для повышения достоверности полученных результатов. Сущность эксперимента по определению объемной, минералогической плотности и матричной проницаемости образца заключалась в следующем: почищенный и высушенный измельченный образец с измеренной массой (M) загружался в емкость для образца (Sample Chamber), а оставшийся пустой объем камеры заполнялся калибровочными дисками.

Затем гелий, находящийся под давлением ~200 psi из эталонной емкости известного объема (Ref Volume) подавался в емкость с образцом (рис. 1).

Давление практически сразу падало до значения, обусловленного объемом образца (V_1), и затем уменьшалось со временем из-за проникновения гелия в поры каждой отдельной частицы до значения P_2 .

В конце эксперимента рассчитывался минеральный объем образца V_2 .

Расчет коэффициента открытой пористости K_{II} для дезинтегрированного образца производился по формуле (3):

$$K_{II} = \frac{(\rho_{мин} - \rho_{об})}{\rho_{мин}} \cdot 100 \quad (3)$$

Проницаемость образца рассчитывалась из экспериментальных данных падения давления со временем (за 2000 с). На рис. 2 представлена экспериментальная кривая падения давления от времени и теоретическая зависимость, аппроксимирующая эти данные для одного из экспериментов.

Для решения первой поставленной задачи были просеяны три фракции образца с размером частиц 1 – 2 мм, 2 – 5 мм и 5 – 10 мм. Вес фракций образца во всех экспериментах был постоянным и составлял около 30 г. в соответствии с [1]. Для определения метрологической характеристики повторяемости измеряемых петрофизических параметров было проведено по 7 экспериментов на каждой фракции образца. Статистическую обработку данных проводили следующим образом: – для каждой фракции рассчитывалось среднее значение искомой величины (M); S – среднее квадратичное отклонение (СКО) повторяемости; δ – относительное значение СКО повторяемости, %. В процессе исследования было выявлено, что время между двумя последовательными экспериментами с одной и той же фракцией должно составлять не менее 2000 с (время эксперимента) в связи с дегазацией образца.



Рис.2 Расчет проницаемости кремнисто-глинистого образца с размером фракции 1 – 2 мм

На рис. 3 представлены типичные статистические данные объемной и минералогической плотности, полученные на фракции 1 – 2 мм за всю серию экспериментов. На рис. 4 представлены результаты определения проницаемости образца для фракции размером 1 – 2 мм за 7 экспериментов. Сплошными линиями показаны средние значения петрофизических параметров и диапазон изменения этих величин, рассчитанный через СКО повторяемости.

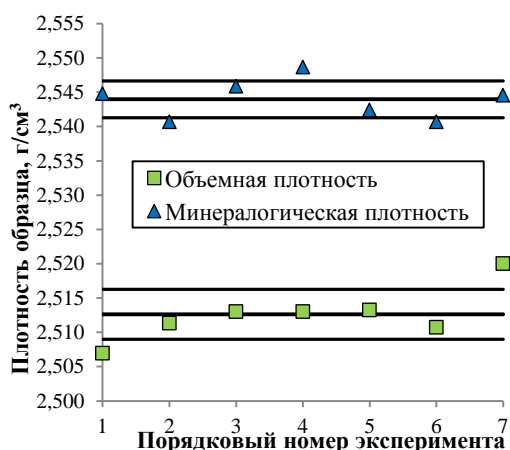


Рис.3 Значения объемной и минералогической плотности, полученные на фракции 1 – 2 мм

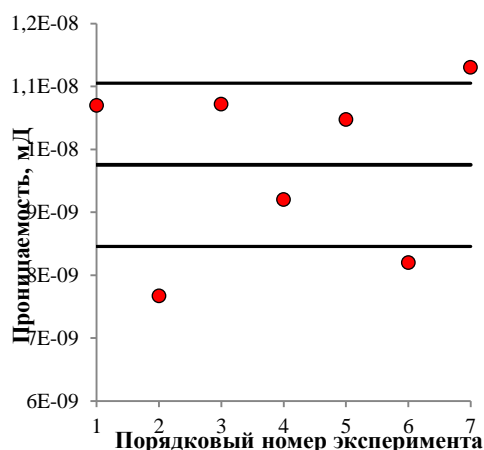


Рис.4 Значения проницаемости образца в серии экспериментов, полученные на фракции 1 – 2 мм

Рис. 3 показывает хорошую повторяемость объемной и минералогической плотности, определенной методом газонасыщения (СКО повторяемости около $0,004 \text{ г/см}^3$), что позволяет говорить о пригодности данного метода для определения и объемной и минералогической плотности. Из рис. 4 видно, что значения проницаемости за всю серию экспериментов имеют больший разброс и, в процентном соотношении, разброс составляет приблизительно 13% относительно среднего значения.

Статистические данные и метрологические характеристики повторяемости основных петрофизических параметров полученных на разных фракциях представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что измеренное среднее значение объемной плотности образца практически не меняется при увеличении размера фракции. При этом измеренная минералогическая плотность уменьшается при увеличении размера частиц фракции. В итоге расчетные значения открытой пористости уменьшаются в 4 раза при увеличении размера частиц от 1 – 2 мм до 5 – 10 мм. Это происходит из-за того, что при увеличении размера частиц во фракции время проникновения гелия во все открытые поры образца намного дольше, чем время эксперимента (2000 с) что в конечном итоге приводит к некорректному определению минералогической плотности. Еще одним подтверждением данного предположения является то, что проницаемость фракции образца 5 – 10 мм не измеряется данным методом. Матричная проницаемость кремнисто-глинистой породы составляет порядка 10 пД (пикодарси) и 7 пД для фракции 1 – 2 мм и 2 – 5 мм соответственно. Относительные

значения СКО повторяемости проницаемости составляют порядка 13–15 %. В ходе решения поставленной задачи также был проведен эксперимент, моделирующий раздробленный полноразмерный керн, в котором находятся частицы разного размера. Для этого три исследуемые фракции были смешаны в равных пропорциях по массе (около 10 г каждая).

Таблица 1

Статистические данные и метрологические характеристики повторяемости основных петрофизических параметров, определяемых на приборе SMP-200

Размер фракции, мм	Объемная плотность $\rho_{об}$, г/см ³	Минералогическая плотность $\rho_{мин}$, г/см ³	Открытая пористость $K_{п}$, %	Проницаемость $K_{пр}$, мД
1–2	M=2,513	M=2,544	M=1,23	M=9,75·10 ⁻⁹
	S=0,0036	S=0,0027	S=0,162	S=1,298·10 ⁻⁹
	δ =0,14 %	δ =0,11 %	δ =13,12%	δ =13,31 %
2–5	M=2,508	M=2,537	M=1,12	M=6,79·10 ⁻⁹
	S=0,0085	S=0,0061	S=0,231	S=1,073·10 ⁻⁹
	δ =0,34 %	δ =0,24 %	δ =20,73 %	δ =15,80 %
5–10	M=2,502	M=2,510	M=0,305	не измеряет
	S=0,0052	S=0,0055	S=0,028	
	δ =0,21 %	δ =0,22 %	δ =9,06 %	
Смесь исследуемых фракций*	2,447	2,473	1,05	9,39·10 ⁻⁹

* Эксперимент проведен на смеси трех фракций, имитирующей раздробленный керн, масса каждой фракции около 10 г.

Эксперимент показал, что для определения проницаемости необходимо измельченный керн отделять только от мелкой фракции менее 1 мм, дальнейшее фракционирование не увеличивает точность измерения. Однако значения объемной и минералогической плотности, измеренные на смеси фракций, уменьшились на 2,6% и 2,8% соответственно, что в конечном итоге не сильно повлияло на коэффициент открытой пористости. Проанализировав полученные данные в таблице 1, можно сделать вывод, что оптимальный размер фракции для определения петрофизических свойств является размер частиц 1 – 2 мм. В дальнейшем варьирование различных факторов будем проводить относительно фиксированного размера фракции 1 – 2 мм для оценки воспроизводимости значений петрофизических параметров. Для решения второй поставленной задачи была выбрана фракция размером 1 – 2 мм, и изменялась масса навески от 15 до 50 г. В результате работы было проведено по одному эксперименту с каждой навеской разной массы для оценки воспроизводимости полученных петрофизических параметров (табл. 2).

Таблица 2

Воспроизводимость основных петрофизических параметров, определяемых на приборе SMP-200 для фракции размером 1 – 2 мм при изменении массы навески

Вес фракции образца, г	Объемная плотность $\rho_{об}$, г/см ³	Минералогическая плотность $\rho_{мин}$, г/см ³	Открытая пористость $K_{п}$, %	Проницаемость $K_{пр}$, мД
15	2,413	2,453	1,64	1,99·10 ⁻⁸
30	2,513	2,544	1,23	9,75·10 ⁻⁹
50	2,466	2,502	1,44	1,20·10 ⁻⁸

Из таблицы 2 видно, что уменьшение массы навески в 2 раза относительно массы указанной в методике [1] приводит к уменьшению объемной и минералогической плотности приблизительно на 4 %. Также некорректные значения имеют коэффициент открытой пористости и проницаемость, которая увеличилась в 2 раза. Увеличение массы навески до 50 г. приводит к более корректному измерению по сравнению с маленькой навеской, так как значения попадают в доверительный интервал, рассчитанный для навески 30 г. фракции 1 – 2 мм.

В ходе проделанной работы можно дать следующие методические рекомендации по исследованию ультранизкопроницаемых коллекторов баженовской свиты на приборе SMP-200:

1. Объемную плотность можно определять на любых однородных фракциях образца независимо от их размера с точностью 0,1 %.
2. Минералогическую плотность необходимо определять на фракции образца размером 1 – 2 мм, либо использовать большие по размеру фракции, но для этого необходимо увеличивать время эксперимента (более 2000 с). Точность измерения на фракции 1 – 2 мм составляет 0,1 %.
3. Матричную проницаемость образца необходимо определять на фракции образца 1 – 2 мм либо на исходном раздробленном керне (при отделении от него мелкой фракции менее 1 мм). Точность определения проницаемости образца на фракции размером 1 – 2 мм составляет около 13%.

эффективной. Для визуальной оценки объемов добычи и закачки сегодня создаются карты текущего состояния разработки (рис. 1), которые отражают информацию о работе скважин лишь за один месяц.

По отображаемым данным невозможно установить наличие или отсутствие влияния нагнетательных скважин на работу добывающих. К тому же по современным картам невозможно провести оперативный анализ динамики добычи и закачки, по ним сложно судить об изменениях в системе разработки.

Целью работы является разработка методики анализа влияния нагнетания воды на работу добывающих скважин для оценки её эффективности.

Задачи работы:

- разработать методику оперативного визуального анализа состояния разработки;
- на примере разработанной методики показать оценку влияния закачки воды в нагнетательную скважину на работу добывающей скважины;
- оценить степень эффективности методики.

Научная новизна работы

Впервые на основании фактических промысловых данных эксплуатации скважин разработана новая форма динамических карт разработки. На карте компактно отображается изменение дебитов и закачки по каждой скважине в виде диаграмм. Дополнительно с помощью предложенной методики анализа закачки предоставляется возможным выявление и оценка эффективности программ циклического воздействия, химических обработок и ГРП.

Разработка методики анализа

При создании методики оценки эффективности закачки воды исходили из того, что добывающая скважина должна фиксировать импульс, создающийся в нагнетательной скважине при изменении объемов закачки, либо должна присутствовать взаимосвязь между скважинами.

Методика основана на самостоятельной разработке динамических карт (Рис. 2), для создания которых использовались ранее не применявшиеся лепестковые диаграммы, которые наглядно отображают изменение дебитов и закачки по каждой скважине.

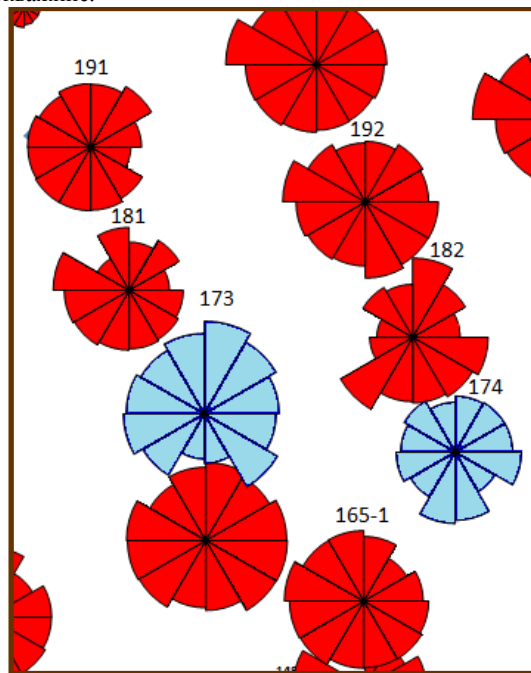


Рис. 2 Динамическая карта разработки, среднесуточные промысловые данные по месяцу на участке пласта БС10

Для изображения динамики полный круг диаграммы принимается за какой-либо период времени, который подвергается анализу. В предложенной работе за анализируемый период принимается 2013 год. Область диаграммы делится на 12 секторов (лепестков), которые являются временными отрезками, месяцами с января по декабрь 2013 года. Площадь каждого сектора соответствует объему закачки (для нагнетательных скважин) или добычи (для добывающих скважин) за временной отрезок. В рассматриваемом случае – это среднесуточные данные по скважинам за месяц (Рис. 3). Возможны и другие варианты.

При разработке данной методики возникла следующая проблема: ни в одном из офисных приложений нет подобных лепестковых диаграмм, с помощью которых планировалось строить динамические карты разработки. В итоге для решения этой задачи в данной работе был самостоятельно создан программный макрос для Microsoft Excel. Далее, чтобы осуществить построение самих карт с диаграммами использовались стандартные промысловые данные по работе добывающих и нагнетательных скважин (информация о ежемесячной добыче нефти, жидкости и закачки воды), а также координаты скважинных пластопересечений.

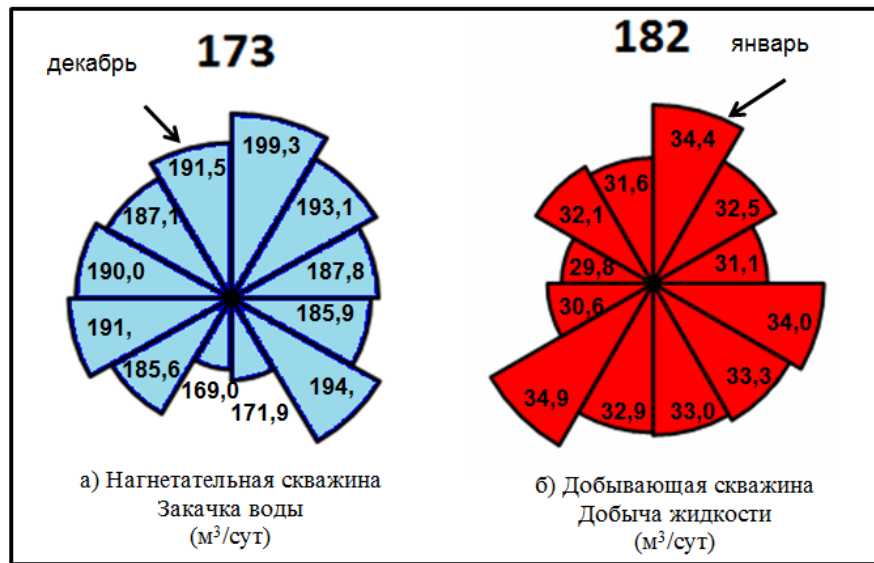


Рис. 3 Диаграммы нагнетательной и добывающей скважин со среднесуточными данными по месяцу

Были построены две карты пласта БС10, отличающиеся данными для добывающих скважин. На одной карте площадь каждого сектора у добывающих скважин соответствует объему добычи по жидкости, на другой – по нефти.

Выделение зон влияния закачки

Теперь благодаря динамической карте разработки, созданной по жидкости, предоставляется возможным выделить зоны влияния нагнетательных скважин на добывающие. На выбранном участке (Рис. 4) мы видим, как многие из диаграмм добывающих скважин по жидкости повторяют форму лепестковых диаграмм соседних нагнетательных, например, 686ГР повторяет 694, 667Гр – 695.

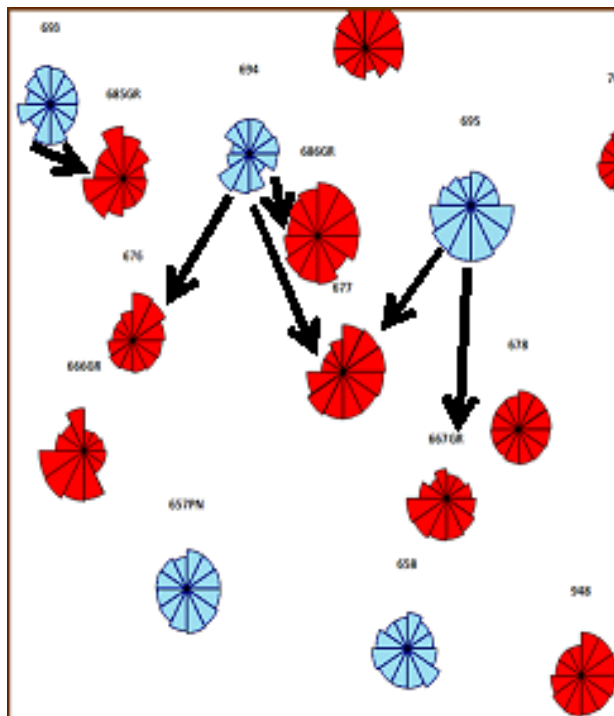


Рис. 4 Выделение зон влияния закачки нагнетательных скважин на добывающие (диаграммы по жидкости)

Несложно заметить, что и другие эксплуатационные скважины реагируют на скачки нагнетания. Так в 677 скважине падает добыча жидкости в ноябре, потому что в ближайших нагнетательных скважинах к этому времени уменьшаются объемы закачки. Следует отметить, что чем дальше находится скважина, тем соответственно дольше до неё доходит импульс. Так в нагнетательной скважине 694 уменьшение объемов закачки было в сентябре, а в скважине 676 добыча уменьшилась лишь в октябре из-за перераспределения

давления. Видно, что с помощью лепестковых диаграмм можно определять скорость прохождения импульса, а также выделять фациально-экранированные участки залежей, на которых соответственно не наблюдается влияние нагнетания.

Оценка степени эффективности методики

Дополнительно с помощью предложенной методики анализа закачки предоставляется возможным выявление и оценка эффективности программ циклического воздействия, химических обработок и ГРП.

За. Иллюстрация эффективности ГРП

Помимо выделения зон влияния закачки, данный метод позволяет наглядно проиллюстрировать эффективность гидроразрыва пласта. После того, как в скважине 327 пласта БС10/0 Конитлорского месторождения в сентябре 2013 года провели ГРП, происходит повышение уровня добычи. На разработанных динамических картах это легко заметить как по жидкости (рис.5, а), так и по нефти (рис.5, б), а также возможно оценить максимумы и минимумы добычи по времени.

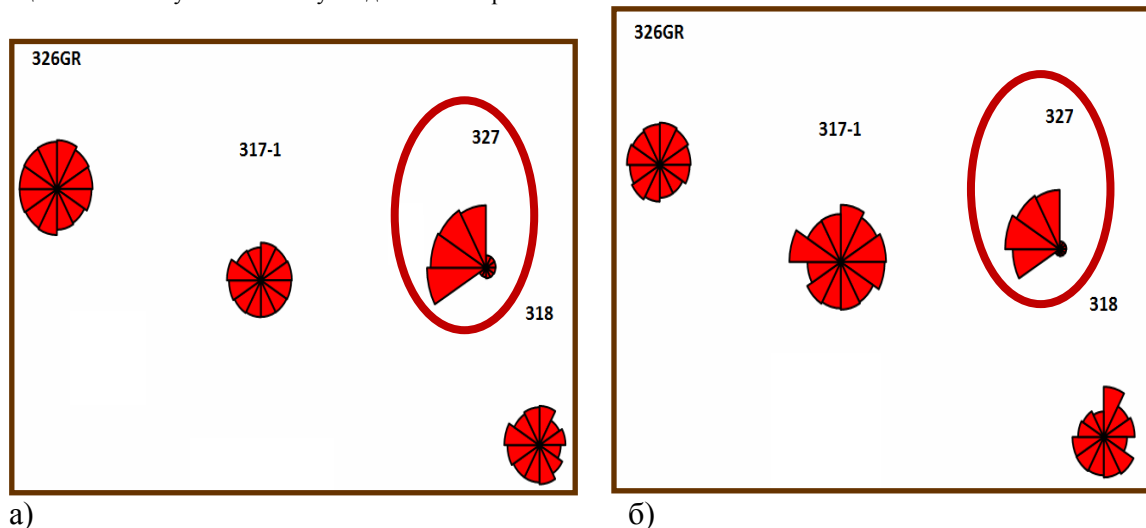


Рис. 5 Повышение уровня добычи после ГРП, диаграммы объемов добычи по жидкости (а) и по нефти (б) в м3/сут

На боковом стволе добывающей скважины 564 можно продемонстрировать возможное направление трещины при гидроразрыве пласта, произведенном в марте 2013 года (рис. 6). По диаграммам видно, что в боковых стволах соседних скважин (578-1 и 562-2) с апреля месяца произошло падение добычи (по жидкости и по нефти) за счет её увеличения в обработанной скважине.

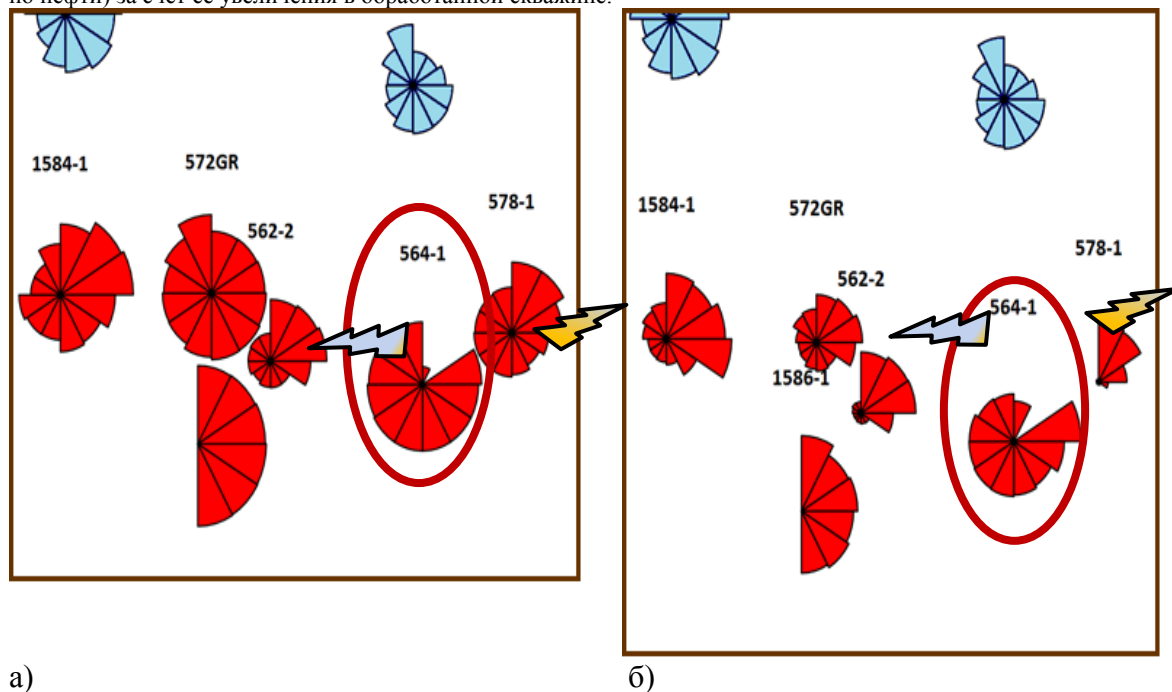


Рис. 6 Возможное направление трещины ГРП, диаграммы объемов добычи по жидкости (а) и по нефти (б) в м3/сут 3б. Выявление влияния химических обработок нагнетательных

скважин

С помощью разработанной методики построения динамических карт нетрудно наблюдать за эффективностью химических обработок. В работе были рассмотрены обработки, направленные на увеличение нефтеотдачи пласта: ПАВ-3 (неонол БС-1); ГКО+ПАВ (соляная кислота, неонол БС-1, Композиция РХП-52); СКО+ПАВ (неонол БС-1, соляная кислота, ингибитор 100).

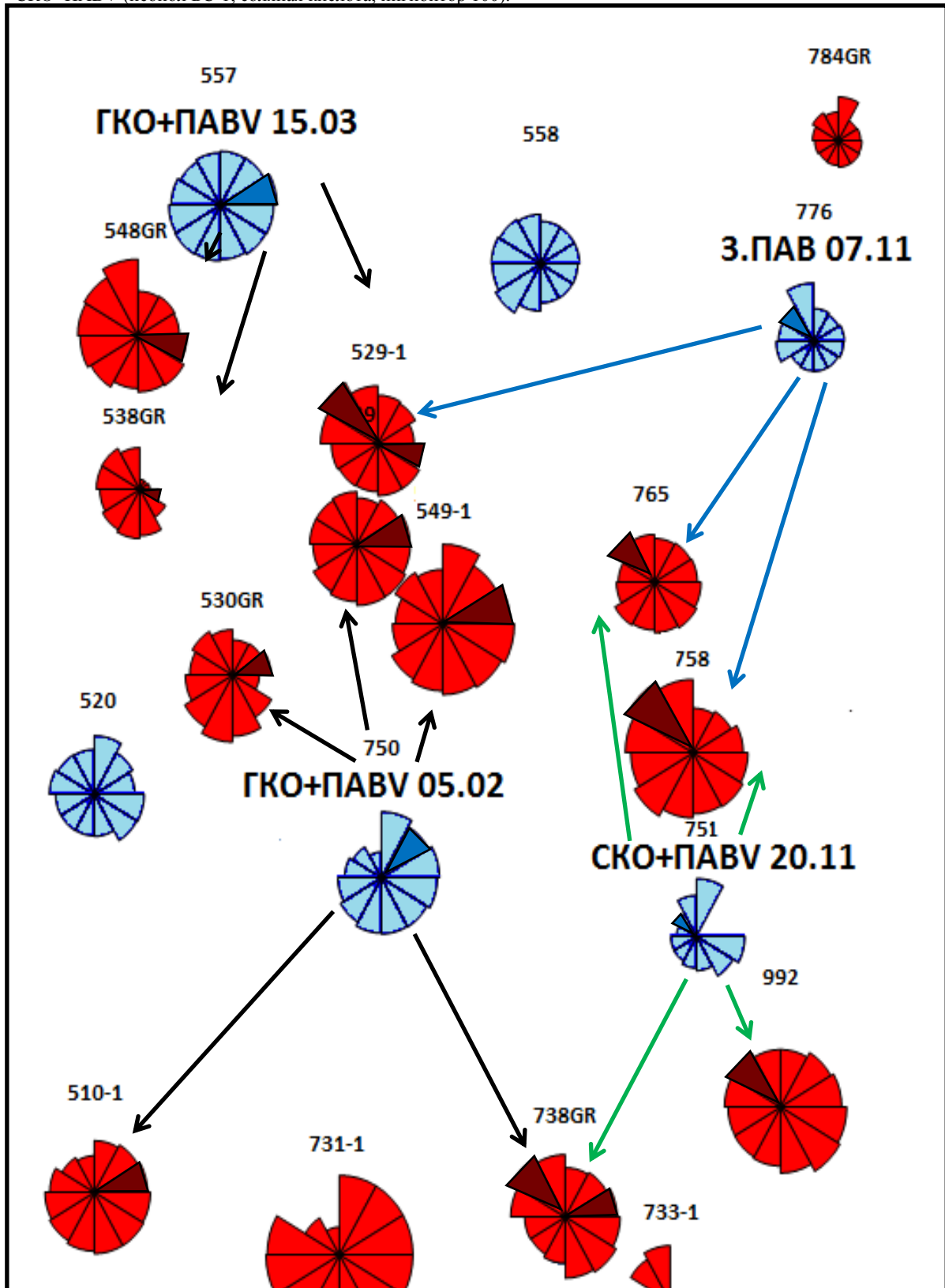
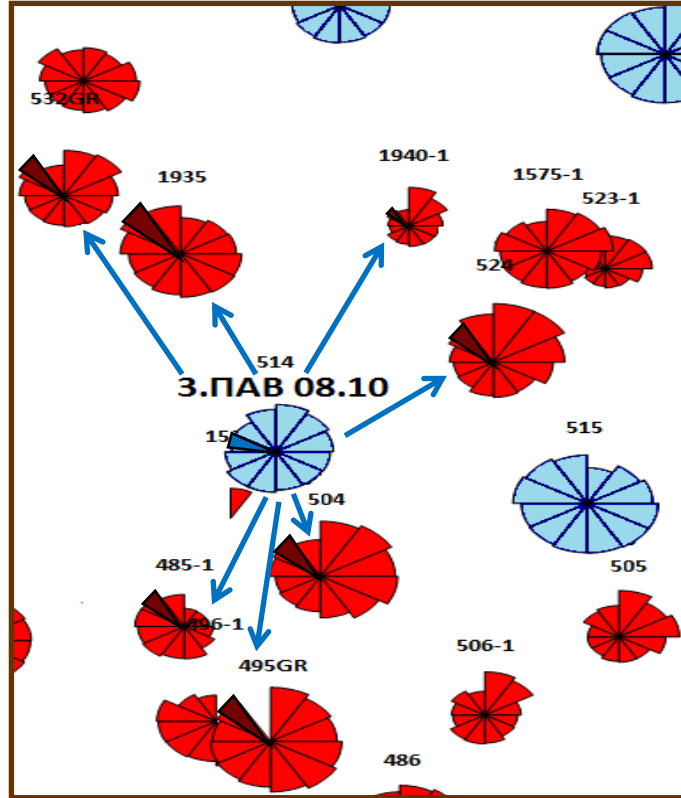
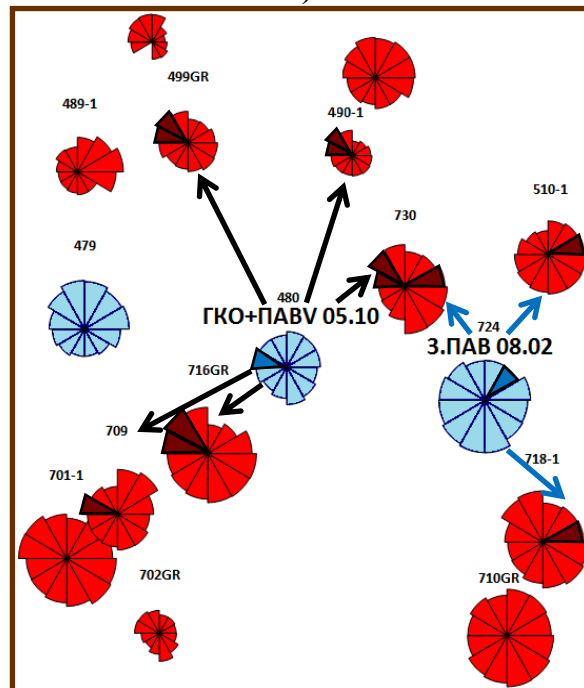


Рис. 7 Выделение зоны влияния химических обработок, диаграммы объемов добычи по нефти в м³/сут

Действенность хим.обработок нагнетательных скважин подтверждается на приведенном участке (рис. 7) скачками добычи в те сроки, когда обработки соответственно были проведены. Нагнетательная скважина 557 была обработана ГКО+ПАВВ в марте месяце, и уже в апреле в соседних добывающих скважинах было зарегистрировано увеличение объемов добычи. Такой же процесс происходит и в других нагнетательных скважинах, подверженных прочим химическим обработкам: 750 – ГКО+ ПАВВ в феврале, 751 – СКО+ ПАВВ в ноябре, 776 – 3.ПАВ в ноябре.



а)



б)

Рис. 8 Выделение зоны влияния химических обработок, диаграммы объемов добычи по нефти в м³/сут

На других выделенных участках пласта БС10/0 (рис.8, а,б) влияние от химических обработок в нагнетательных скважинах 514 (З.ПАВ в октябре), 480 (ГКО+ ПАВУ в октябре) и 724 (З.ПАВ в феврале) также подтверждается на лепестковых диаграммах увеличением объемов добычи в нефтяных скважинах.

Уместно отметить, что благодаря разработанной методике можно выявить и оценить эффективность обработок во времени не только в нагнетательных, но и в добывающих скважинах.

3в. Выделение баровых тел

Также с помощью лепестковых диаграмм предоставляется возможным выделить на участке схожие по динамике добычи скважины (схожие формы диаграмм). Такая информация указывает на однородность пласта, допустимо выделение баровых тел (Рис. 9). На объектах другого генезиса таким методом возможно обнаружение потенциальной русловости.

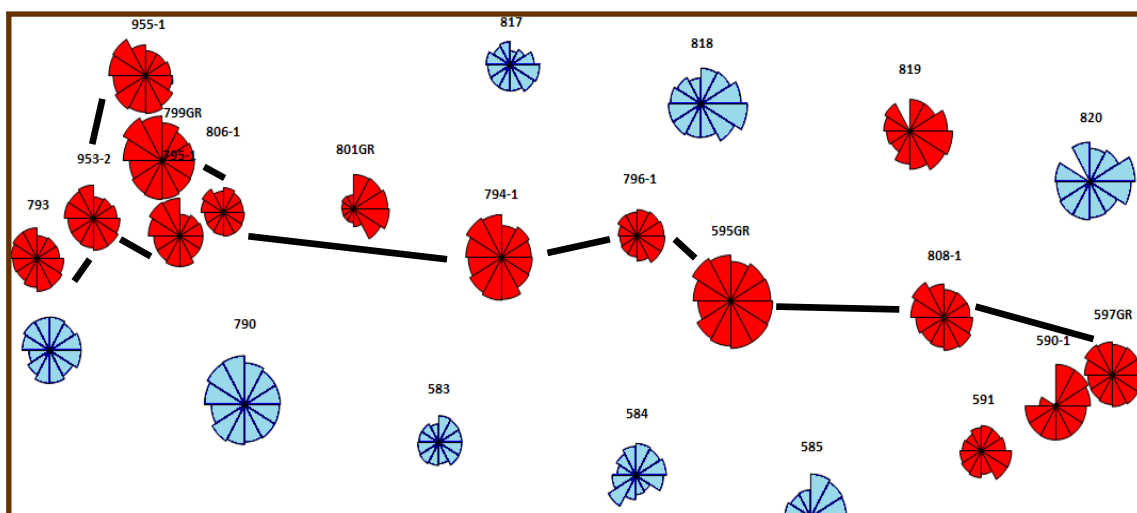


Рис. 9 Выделение баровых тел, диаграммы объемов добычи по нефти в м3/сут

На другом участке (рис. 10) тоже видны схожие по форме динамики добычи диаграммы, причем выделенные скважины расположены недалеко друг от друга в виде скопления, что указывает на возможную линзовидность пластового тела.

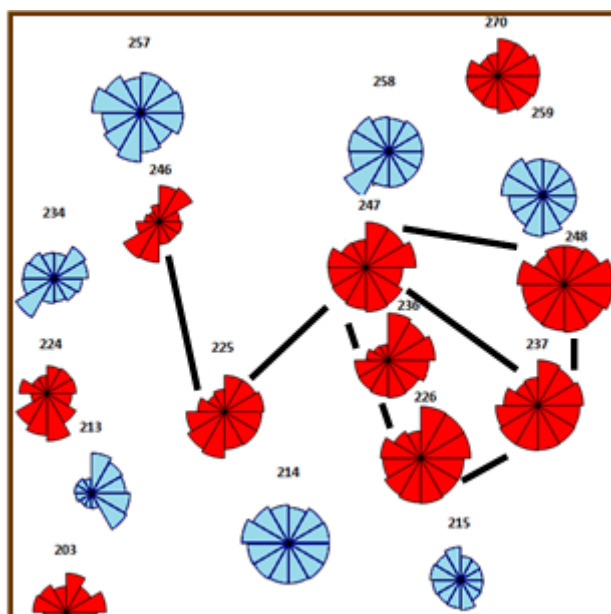


Рис. 10 Выделение линзовидных тел, диаграммы объемов добычи по нефти в м3/сут

Экономическая эффективность

Экономическая эффективность метода рассчитывалась из экономии финансовых средств на реализацию трассерных (индикаторных) исследований (747 460 руб./год) и на гидропрослушивание (375 000 руб./год). В результате целесообразность проявляется в сэкономленных денежных средствах, а это около 1,12 млн.руб в год (табл. 1).

Экономия на проведении только трассерных исследований за три года (с 2013 по 2015 гг.), в том числе плановых, по НГДУ «Комсомольскнефть» составит 2,3 млн. руб., не считая возможное осуществление гидропрослушивания.

Таблица 1

Экономическая эффективность за 2013 год

Заменяемый метод		Количество реализаций в год	Сумма финансовых затрат (руб./год)
Гидропрослушивание		1	375 000
Трассерные (индикаторные исследования)	Гр-1(Роданид аммония)	4	438 892
	Гр-2(Тринатрий-фосфат)	4	308 568
Итого			1 122 460

Вообще сложно посчитать весь экономический эффект, так как часто важна скорость принятия решений при управлении за разработкой, а так же скорость и качество планирования ГТМ. Разработанная методика поможет это осуществить.

Разработанная методика визуального анализа закачки обладает инновационным подходом к решению проблем анализа разработки месторождений. Методика владеет многими достоинствами, к которым относятся:

- малые временные затраты на построение динамических карт;
- наглядность, легкость в анализе карт;
- отсутствие финансовых затрат;
- анализ периодов разработки любой продолжительности, а также сравнение карт разных периодов;
- выявление и оценка зон влияния закачки и циклических программ закачки;
- иллюстрация эффективности ГРП;
- выявление и оценка влияния химических обработок;
- замена гидропрослушивания и трассерных (или индикаторные) исследований.

Также методика может является эффективным способом анализа не только объемов добычи и закачки, но и температур, давлений и других параметров.

Предложенная методика проста в реализации и готова к внедрению в производство.

Литература

1. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 312 с.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтепромысловая геология: Учеб. для вызов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 2000. – 414 с.: ил.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и Гидродинамический контроль разработки месторождений УВ, 2005.
4. Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Графические методы анализа при добыче нефти. – М: Недра, 1986.
5. Нефтепромысловый комплекс «Альфа» для хранения технологических, геологических, геофизических и промысловых данных ОАО «Сургутнефтегаз».
6. Проект разработки Конитлорского месторождения. ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2012.
7. Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата. Справочное пособие. Приложения. ОАО «Сургутнефтегаз» РИИЦ «Нефть Приобья». – Сургут, 2010.

**ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ЗАЛЕЖЬ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ДЛЯ СКВАЖИНЫ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ
СТВОЛОВ**

С.И. Губанов

Научный руководитель доцент В.А. Ольховская

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В большинстве случаев добыча высоковязкой нефти невозможна без тепловых методов и увеличения депрессий на пласт. Тепловые методы часто комбинируют с технологиями вскрытия пласта горизонтальными

скважинами, что увеличивает капиталовложения. При использовании наземных парогенераторных установок происходят выбросы в атмосферу загрязняющих веществ, изменяются фильтрационные свойства пород, обусловленные эффектом капиллярной пропитки и увеличением объёма глинистых включений, не исключён прорыв пара по высокопроницаемым интервалам или трещинам в добывающие скважины.

Более предпочтительны тепловые методы, которые могут быть реализованы без применения наземных парогенераторов, с размещением источника тепла непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважин. Для локального прогрева пласта разработаны такие технологии, как термогазохимическое воздействие, термокислотная обработка, термобарохимическая обработка, закачка в скважину жидких гидроокислительных реагентов, горюче-окислительных составов, способных к воспламенению после срабатывания высокотемпературного инициатора горения, водородные импульсные термобарохимические технологии, основу которых составляют химические реакции с выделением атомарного водорода, и ряд других. За рубежом широко распространены технологии внутрипластового горения, в результате которых тепло генерируется непосредственно в продуктивном пласте путём инициирования и поддержания горения пластовой нефти закачкой воздуха. Общий недостаток данных технологий - перегрев приствольных и удалённых от скважин зон пласта до температур, приводящих к спеканию пород и коксованию тяжёлых углеводородов, т.е. к снижению проницаемости. Кроме того, на месторождениях высоковязких ванадиеносных нефтей возможно снижение попутного извлечения ванадия и других ценных металлов, которые концентрируются в коксовом остатке из сгорающего топлива.

К альтернативным «холодным» методам добычи относится метод, при котором нефть извлекается вместе с песком из вертикальных, наклонных или наклонно-направленных скважин, оборудованных винтовыми насосами. Однако увеличение депрессии приводит к образованию песчаных пробок, ускоренному обводнению пласта, частым отказам и износу оборудования, пластическим деформациям пород. Другая низкотемпературная технология, основанная на применении горизонтальных скважин и закачке в пласт паров углеводородных растворителей в режиме гравитационного дренажа, осложняется выпадением асфальтенов и снижением проницаемости.

Техническое решение, предусматривающее вскрытие пласта скважиной с дуальной системой стволов, ставит задачей периодический прогрев пласта с помощью высокотемпературного источника, размещённого на забое вертикального ствола. Для добычи используется малогабаритное глубинно-насосное оборудование, которое, как показано на рис. 1, может располагаться в боковом стволе.

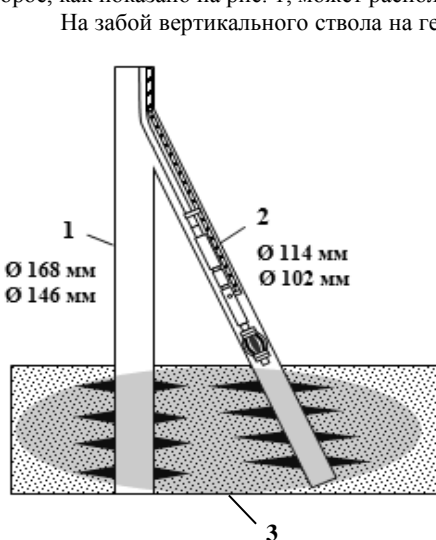


Рис. 1 Скважина с дуальной системой стволов: 1 – вертикальный ствол; 2 – боковой ствол; 3 – зона прогрева пласта

На забой вертикального ствола на геофизическом кабеле или порожних насосно-компрессорных трубах доставляются высокотемпературный источник, контейнер с гидроокислительным или горючеокислительным составом в комплексе с пакерно-якорным устройством. В известных технологиях с использованием скважинных аккумуляторов давления [1] пласт в призабойной зоне подвергается тепловому и химическому воздействию при горении пороховых зарядов и одновременно - ударно-механическому воздействию за счёт образования большого количества пороховых газов. В изолированном пакером интервале происходит существенный рост давления. Нагретый газообразными продуктами сгорания топлива химический реагент через перфорированный вертикальный ствол 1 поступает в пласт в едином газожидкостном потоке. По завершении цикла термообработки прогрев прекращается, запускается насос, и начинается отбор продукции из бокового ствола 2. Продолжительность цикла варьируется в зависимости от темпа снижения дебита, затем отбор продукции прекращается и повторяется цикл прогрева пласта без подъёма насосного оборудования из скважины. Затем вновь продолжают эксплуатировать боковой ствол 2 в режиме отбора продукции. Поскольку боковой ствол, через который осуществляется отбор пластовой жидкости, расположен за пределами зоны

ожидаемого повреждения породы, вызванного её механическим разрушением или коксованием тяжёлых компонентов нефти, блокирование притока нагретого пластового флюида исключается, и эффект от обработки повышается.

На примере терригенного пласта Б2 Волгановского месторождения, расположенного на территории Самарской области (Россия), выполнен расчёт параметров термобарического воздействия для скважины с дуальной системой стволов.

Нефть пласта характеризуется высокой вязкостью (52 мПа·с) и залегает в условиях умеренных температур и давлений (33 °С и 16,7 МПа). Для расчёта глубины прогрева пласта использованы способ Ловерье, позволяющий определять координату температурного фронта в случае закачки в скважину теплоносителя, и уравнение скорости ударной волны, представленной в виде функции давления и плотности нефти [3].

Полученное значение предельного радиуса прогрева составляет порядка 30 м. При проведении гидродинамических расчётов ориентировочно таким же считалось расстояние от теплового источника до забоя бокового ствола - точки отбора.

С учётом возможности регулирования прогрева целевая температура в точке отбора варьировалась от 40 до 80 °С при температуре источника 800 °С, также находилась средневзвешенная температура в области фильтрации радиусом 250 м.

Для оценки влияния температуры на показатели добычи рассчитывались парные значения «дебит – депрессия», при этом использовались уравнение притока нефти к скважине по закону Дарси и уравнение стационарного притока нелинейно вязкопластичной нефти к скважине, предложенное специалистами Уфимского государственного нефтяного технического университета [2]. В процессе расчётов учитывалось влияние температуры на вязкость и реологическую характеристику пластовой нефти.

Фильтрационная модель включала такие параметры, как градиент динамического давления сдвига H , градиент давления предельного разрушения структуры H_m и критической градиент давления парафинистой нефти $H_{кр}$. Реологические параметры рассчитывались по известной методике [2], их зависимость от температуры показана на рис. 2. Индикаторная диаграмма скважины представлена на рис. 3.

Видно, что нелинейно вязкопластичное течение нефти в широком диапазоне температур возможно лишь при небольших депрессиях (менее 2 МПа). Для пласта со средней проницаемостью свыше 3 мкм² это вполне естественно. Однако в пластах или отдельных пропластках с меньшей или низкой проницаемостью влияние вязко-структурных свойств нефти на фильтрацию будет намного сильнее.

Проектный дебит 143 м³/сут, который фактически достигнут при депрессии 7,6 МПа, может поддерживаться при депрессии 4 МПа, если температура в точке отбора будет доведена до 40 °С. С увеличением температуры до 80 °С относительный прирост дебита скважины дополнительно составит 29%, что в экономическом отношении также может оказаться выгодным.

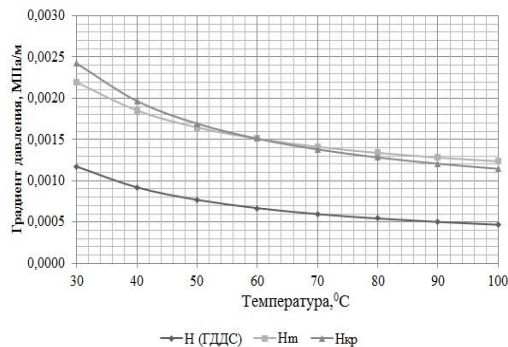


Рис. 2 Зависимость граничных градиентов давления от температуры

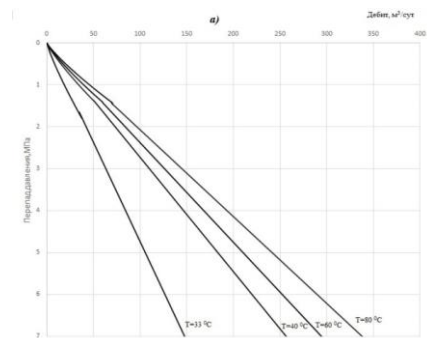


Рис. 3 Индикаторная диаграмма в диапазоне депрессий до 7 МПа

Таким образом, рассматриваемый способ разработки залежи высоковязкой нефти с использованием периодического прогрева пласта, включающий строительство скважины с дульной системой стволов, размещение высокотемпературного источника на забое вертикального ствола и отбор пластовой жидкости через дополнительный боковой ствол, расположенный в радиусе прогрева за пределами зоны ожидаемого повреждения породы, теоретически позволит осуществлять добычу при меньших депрессиях, а с ростом депрессий - интенсифицировать отбор нефти с потенциально большими дебитами.

При этом эффект достигается за счёт снижения вязкости нефти и улучшения реологической характеристики пластовой системы.

Снижение депрессий с одновременным поддержанием уровней добычи нефти для пласта Б2 Волгановского месторождения весьма актуально, поскольку коллектор представлен слабосцементированным песчаником и при увеличении градиентов давления разрушается. Ограничение депрессий позволит уменьшить попутный вынос песка в скважины, но при более высокой температуре сохранится возможность эксплуатировать пласт с высокими дебитами нефти.

Литература

1. Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М. Абдуллин М.М., Курмаев С.А. Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2004. - (http://www.ogbus.ru/authors/Agliullin/Agliullin_1.pdf).
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра, 1975. - 168 с.
3. Ольховская В.А., Зиновьев А.М., Губанов С.И. Способ разработки месторождений высоковязкой нефти с возможностью прогрева пласта. - Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». - Самара, СамГТУ. - Октябрь, 2014. - № 3 (43). - С. 163 – 173.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ СЕКТОРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ X С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**П.Ю. Гусев, Ю.С. Березовский**

Научный руководитель профессор С.М. Слободян

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данный проект посвящен оптимизации разработки сектора месторождения X (Казанского НГКМ) с использованием интегрированной модели. Месторождение X имеет два раздельно разрабатываемых пласта. Отказ от совместной эксплуатации пластов (имеющих схожий характер насыщения и близкие гипсометрические отметки) вызван значительным различием, как физико-химических свойств, насыщающих УВ флюидов, так и ФЕС коллекторов рассматриваемых объектов.

В вышележащем пласте выявлена - нефтяная залежь (летучая нефть), а в нижележащем – нефтегазоконденсатная залежь с газоконденсатной шапкой. Очень низкая вязкость нефти и относительно высокая проницаемость пласта Ю11 определяет почти на порядок более высокую подвижность его нефти по сравнению с пластом Ю12.

В целом месторождение имеет единый совместный узел сбора и подготовки нефти и газа. 80% начальных запасов сосредоточено в нижележащем пласте. Поэтому разработка данных пластов должна проектироваться таким образом, чтобы достичь оптимальных максимальных потенциальных показателей по каждому пласту. Моделирование этих пластов отдельно друг от друга приводит к неверным результатам, т.к. не учитывает граничные условия системы сбора и приводит к завышению показателей разработки.

Для удовлетворения условий узла подготовки приходится снижать уровень добычи по одному из пластов. Создание интегрированной модели «пласт-скважина-система сбора» в этом случае позволяет оптимизировать и систему сбора, и систему разработки для достижения максимальных показателей по каждому из пластов. В работе приводится алгоритм оптимизации добычи месторождения, обсуждаются варианты разработки с учетом ограничений, накладываемых единой системой сбора.

В результате проведенных расчетов был получен оптимальный вариант совместной разработки пластов, который учитывает характеристики системы добычи, сбора и подготовки продукции при обосновании уровней добычи.

Литература

1. Bischoff R. and Bejaoui R.: "Integrated Modeling of the Mature Ashtart Field, Tunisia", paper SPE 94007, presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, 13-16 June 2005
2. El-Khawas K.M. and El-Ashry M.: "Gas Field Integrated Modeling: A Practical Example of How To Optimize Production in a Mature Asset", paper SPE 10552, presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 21-23 November 2005
3. Moitra S.K., Subhash Chand, Santanu Barua, Deji Adenusi, Vikas Agrawal: " A Fieldwide Integrated Production Model and Asset Management System for the Mumbai High Field", paper SPE 18678, presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 30 April-3 May 2007

ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ФОРМЫ ЧАСТИЦ НА АНАЛИЗ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОШКОВ**П.С. Дозморов**

Научный руководитель профессор Зятиков П.Н.

Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гранулометрический анализ порошковой промышленности является фундаментальным исследованием и применяется во множестве отраслей промышленности. Так, например, от гранулометрического состава зависят не только пористость коллекторов, но и другие свойства пористой среды: проницаемость, удельная поверхность и др.[1].

Анализ научно-исследовательской литературы позволяет сделать вывод, что размер частиц, чаще всего, выражается одним числом и шарообразной формой частицы. Поскольку в реалии форма частицы отличается от шарообразной, при расчете гранулометрического состава наблюдается искажения. В данной статье рассматривается две методики определения размера частиц: метод микроскопии и метод седиментации из стартового слоя.

Метод микроскопии [2] позволяет определить размер частиц прямым методом, который предусматривает получение размера частиц без дополнительных вычислений (рис. 1). Метод микроскопии рассматривает частицу как двухмерную проекцию трехмерного объекта, что позволяет получить размер в одной плоскости, не учитывая полного описания частицы как трехмерного объекта

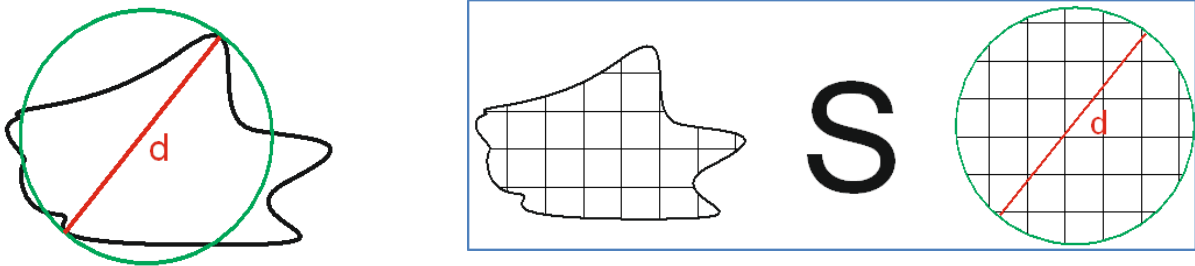


Рис. 1 Метод микроскопии для определения размеров частиц

Способ седиментации частиц из стартового слоя [3] обеспечивает осаждение с одной высоты всех частиц анализируемой пробы порошка. В результате фиксируются все, даже самые крупные частицы, которые при обычных методах седиментационного анализа успевают достигнуть дна кюветы до начала измерений. Для реализации данного метода используется прибор «Весовой седиментометр ВС-4» (рис. 2).

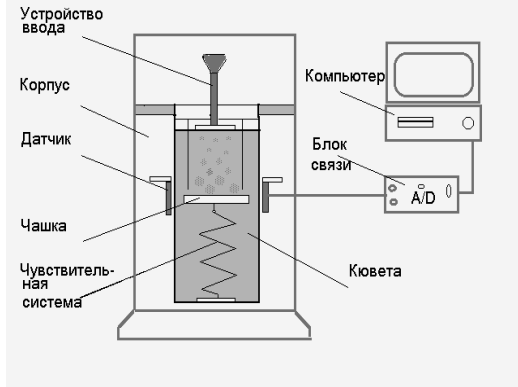


Рис. 2 Блок схема прибора «Весовой седиментометр ВС-4»

Метод преобразования полученных данных с «Весового Седиментометра ВС-4» в показания гранулометрического состава реализованы методом Розина-Рамллера-Бенета [3]. Данный метод работает следующим образом: на вход алгоритма поступает декартово произведение времени и показания прибора. Алгоритм моделирует систему осаждения облаков частиц и подбирает такой диаметр частиц, который соответствует реальным показаниям исходных данных [4].

Если включить в данный анализ данные, полученные методом микроскопии и подбирать высоту частицы, то возможно представить частицы в виде эллипсоидальных форм (см. рис.3). Причем каждое облако частиц будет иметь различную высоту и, следовательно, в итоге получаем коэффициент не сферичности для каждого из осажденных облаков. Разработанный на данной идеи метод позволяет комплексировать методы седиментации и микроскопии, при этом, не имея возможности определять коэффициента формы частиц порошка в методах по отдельности, комплексировав данная возможность появляется.

На рисунке 3 представлен гранулометрический состав методом седиментации и методом, полученным комплексированием.

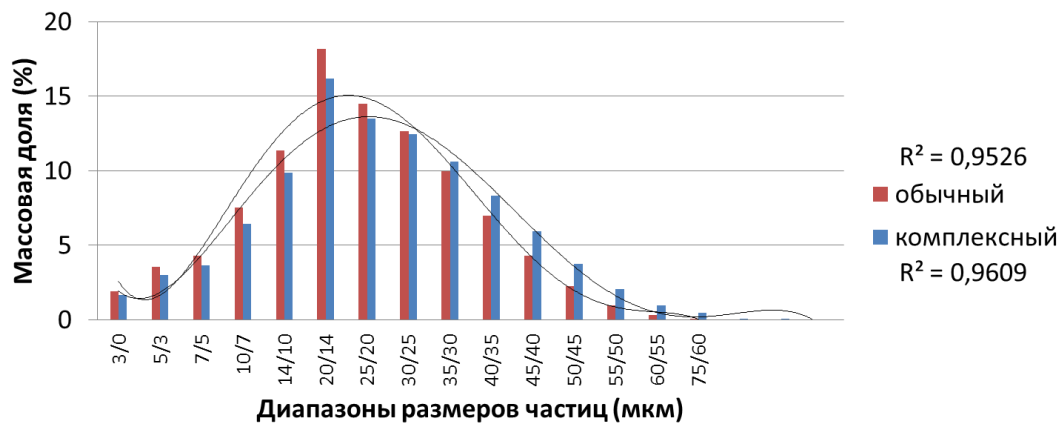


Рис. 3 Гранулометрический анализ кварцевого песка обычным методом седиментации и комплексным

Как видно из графика (рис. 3), распределение частиц после комплексирования сместилось в правую сторону и распределения получило более точное среднее квадратичное отклонение (96%).

Таким образом, комбинируя методы микроскопии и седиментации предложенным методом возможно увеличить точность получаемой информации о размере частиц и их распределении, а также получить коэффициент формы от которого зависит множество параметров, например удельная поверхность или анизотропия проницаемости.

Литература

1. Алексеев, Е.В. Совершенствование прибора и метода анализа гранулометрического состава порошков на основе слоевой седиментации частиц: дис. канд. техн. наук: 05.17.08, 05.11.13 / Алексеев Е.В. – Томск. 2006. – 140 с.
2. Музыченко, Д.А. Локальная оптическая микроскопия и поляриметрия ближнего поля для исследования оптических свойств поверхностных наноструктур: дис. к.ф.-м.н.: 01.04.01 / Музыченко Д.А. – Москва., 2008. – 169 с.
3. Квеско, Н.Г. Методы и средства исследования / Квеско Н.Г., Чубик П.С. – Томск: издательство Томского политехнического университета. – 2007. – 124 с.
4. Коузов, П.А. Методы определения физико-химических свойств промышленных пылей / Коузов П.А., Скрыбина Л.Я. – Л.: Химия. 1983. – 143 с.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СЕПАРАТОРОВ

П.С. Дозморов, А.А. Решетько

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С процессом разделения газожидкостной смеси приходится иметь дело специалистам в различных отраслях, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Существует проблема, заключающаяся в трудности понимания основ процесса. Это связано, **во-первых**, со сложностью и недостаточной формализованностью математической модели. **Во-вторых**, до сих пор явно недостаточно внимания уделяется компьютерному моделированию, хотя и существует программа Aspen hysys, которая выполняет данную задачу, но имеет некоторые минусы: нерусифицированное меню, определенные сложности в понимании программы и загруженный интерфейс.

Целью данной работы является создание программы, моделирующей работу гравитационного газового сепаратора, позволяющей подбирать сепараторы и их количество, в зависимости от необходимой задачи для моделирования реальных условий эксплуатации оборудования.

Все расчеты проводятся в предположении, что в процессе сепарации происходит однократное испарение компонентов смеси и при этом достигается состояние равновесия [2,3]. Однократное испарение (равновесная дистилляция) характеризуется испарением части жидкости и продолжительным контактом паров с неиспарившейся жидкостью до достижения фазового равновесия. Термины «состояние равновесия», «фазовое равновесие» подразумевают, что за единицу времени количество молекул, переходящих из жидкости в пар, равно количеству молекул, переходящих из паровой фазы в жидкую.

Математическая модель основывается на уравнении общего материального баланса $F = G + L$, где F - количество исходного сырья, поступающего в единицу времени; G - количество паровой фазы, получающееся в единицу времени; L - количество жидкой фазы, получающееся в единицу времени.

Программа моделирует гравитационный сепаратор.

Гравитационные сепараторы основаны на принципе разделения потока веществ под действием силы тяжести. Конструктивно они представляют собой сосуды большего, чем трубопровод, диаметра, в которых скорость восходящего или горизонтального потока газа настолько мала, что частицы воды, породы или окарины успевают осесть на дно, откуда периодически удаляются через выкидные линии.

Еще до входа в сепаратор газ, выделившийся из нефти в результате снижения давления, представляет полидисперсную систему, в которой собственно газ является дисперсионной средой, а частицы нефти (и воды при наличии ее в продукции скважины), диспергированные в газе - дисперсионной фазой. Такую дисперсную систему называют аэрозолем.

В сепараторе диспергирование нефти увеличивается вследствие расширения потока, удара нефти о внутренние поверхности нефтегазового сепаратора и расширения газа. Вследствие этого в сепарационной и осадительной секциях дисперсность системы увеличивается. Частицы дисперсной фазы имеют различные размеры – от характерных для тумана и пыли до более крупных.

Последние относительно быстро опускаются вниз вместе с основной массой нефти, более мелкие могут образовывать псевдооживленный или кипящий слой различной высоты, а самые мелкие частицы увлекаются потоком газа из нефтегазового сепаратора.

Осаждение частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности в плотностях газовой и жидкой (твердой) фаз.

Для повышения качества получаемого газа нередко применяется каскадное соединение отдельных сепараторов (рис. 1).

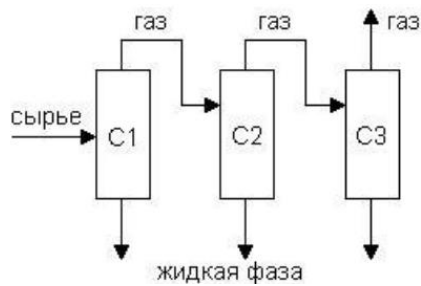


Рис. 1 Схема сепарационного блока: C1, C2, C3 - сепараторы

Именно такая схема сепарационного блока использовалась для моделирования.

В программе реализована модель Ашворта, которая дает погрешность в пределах 10 % для нефтяных смесей при температуре $T < 300$ °C и давлении P до 20 МПа [1].

Интерфейс программы представлен на рисунке 2. Основные кнопки: состав и основные характеристики сырья, температура и давление в сепараторах, расчет, оптимизация сепараторов, экспорт.

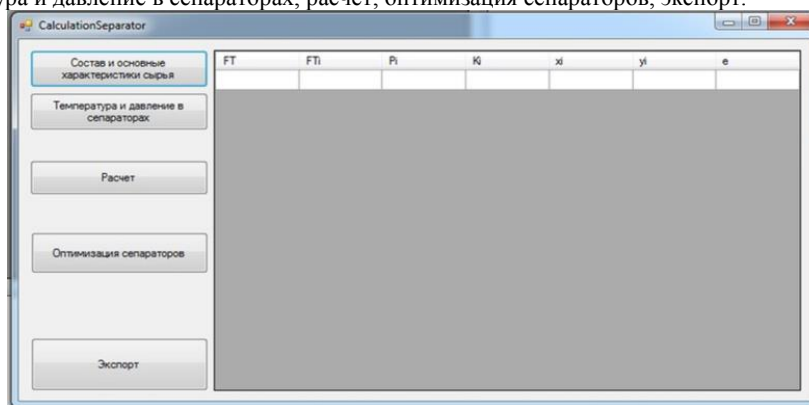


Рис. 2 Интерфейс программы

Исходные данные загружаются из таблиц MS Excel, по стандартному формату данных CSV, также есть возможность выбирать компоненты, которые будут исследоваться и их концентрацию, менять количество сепараторов и их параметры (давление или температуру). Функция оптимизация сепараторов (рис. 3) позволяет в реальном времени наблюдать за изменением состава смеси в зависимости от температуры и давления, как по газу, так и по жидкости. Также присутствует возможность сохранить внесенные изменения в исходные данные, после чего произойдет автоматический перерасчет всей цепочки сепараторов.

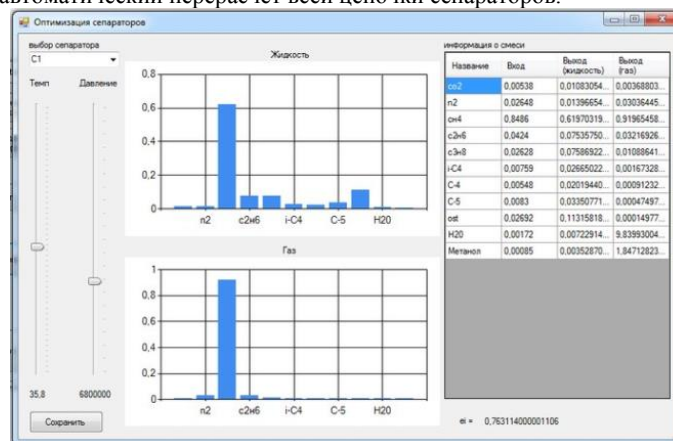


Рис. 3 Оптимизация сепараторов

В случае нажатия на кнопку «Расчет» производится расчет всех компонентов смеси в каждом из сепараторов и представляются данные в виде таблицы, в которой указаны промежуточные расчеты с целью понимания принципов уравнения Ашворта. Также реализована возможность экспорта результатов в программу MS Excel.

Состав и основные характеристики сырья	FT	FTI	PI	K	xi	yi	e
8.588722736...	15.79426820...	1670561.142...	0.245670756...	0.009036954...	0.002220115...		
8.588722736...	40.69532072...	13024315.76...	1.915340553...	0.017759384...	0.034015269...		
8.588722736...	30.71960516...	8531966.877...	1.254701011...	0.746588630...	0.936745510...		
8.588722736...	17.06765482...	2145909.938...	0.315574991...	0.067000188...	0.021143583...		
8.588722736...	12.28894514...	641346.5478...	0.094315668...	0.051114732...	0.004820920...		
8.588722736...	10.1327853...	256722.2650...	0.037753274...	0.015688492...	0.000592291...		
8.588722736...	9.476487045...	178282.2033...	0.026217971...	0.011473895...	0.000300822...		
8.588722736...	7.707331209...	49370.61344...	0.007260384...	0.017756445...	0.000128918...		
8.588722736...	5.577349785...	3570.581024...	0.000525085...	0.058039420...	3.047565497...		
8.588722736...	5.59585263...	3682.907060...	0.000541603...	0.003706242...	2.008399057...		
8.588722736...	6.641673151...	16375.86056...	0.002408214...	0.001828614...	4.403695464...		
9.982753713...	15.79426820...	968901.4097...	0.161483958...	0.007378303...	0.001191474...		0.536459999...
9.982753713...	40.69532072...	10542284.41...	1.757047402...	0.02085187...	0.036640038...		
9.982753713...	30.71960516...	6447803.447...	1.074633907...	0.881871040...	0.947688522...		
9.982753713...	17.06765482...	1296222.972...	0.216037162...	0.061041376...	0.013187205...		

Рис. 4 Результат моделирования

Созданная программа позволяет исследовать процесс разделения газожидкостной углеводородной смеси. Данная программа может применяться как специалистами нефтегазовой отрасли, так и в образовательных учреждениях при изучении соответствующих дисциплин.

Расчеты можно проводить для разного количества сепараторов, в том числе нефтяных, а также подбирать сепараторы, в зависимости от необходимой задачи.

Литература

1. Галиаскаров Ф.М. Расчет ректификации нефтяных смесей. – Уфа: Изд-во Башкирского университета, 1999г. – 152 с.
2. Кравцов А.В. и др. Математическое моделирование химико-технологических процессов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 232 с.
3. Танатаров М.А. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти. – М.: Химия, 1987. – 352 с.

АНАЛИЗ УСИЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПЛОЩАДНЫМИ СИСТЕМАМИ

А.С. Евдокимова

Научный руководитель доцент И.А.Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Применение площадных систем заводнения позволяет эффективно разрабатывать неоднородные низкопроницаемые терригенные коллектора Западной Сибири. Одним из важных вопросов при проектировании систем разработки является выбор соотношения добывающих и нагнетательных скважин [1]. Наибольшее распространение получили пяти-, семи- и девятиточечные обращенные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих.

В нашей работе были проанализированы элементы девятиточечной площадной системы, размещенные в пределах верхнеюрских нефтяных пластов на примере Ново-Покурского месторождения. Количество нагнетательных скважин в три раза меньше, чем добывающих. Это не позволяет в полной мере компенсировать отборы жидкости из пласта по всем элементам, что может привести к падению пластового давления. Для увеличения объемов закачки в пласте проводят мероприятия по интенсификации, либо увеличивают давление закачки до давления разрыва породы. Это приводит к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому падает экономическая эффективность проекта. Для того, чтобы отчетливо была видна зависимость добычи жидкости от закачки в пласт воды, были сформированы около восьмидесяти элементов, при анализе которых были построены соответствующие графики зависимостей. В результате определились наиболее «плохие» и «хорошие» элементы, сравнив которые, можно прийти к определенным выводам.

Например, рассмотрим элемент с нагнетательной скважиной 676:

Из динамики показателей (рис. 1,2) видно, что в течение всего периода разработки отмечается отставание закачки от текущих отборов жидкости. В итоге, накопленная добыча жидкости по данному элементу составила 701 тыс.т, текущая обводненность – 72,4%, закачка воды – 244 тыс.м³. Накопленная компенсация – 48,9%. То есть наблюдается недокомпенсация отборов закачкой воды, показатель которой почти в 2 раза меньше, чем показатель добычи жидкости, соответственно это привело к тому, что добыча нефти по элементу составила 158 тыс.т нефти, что заметно ниже средних показателей добычи по элементам. При этом стоит отметить, что в элементе также присутствует горизонтальная добывающая скважина.

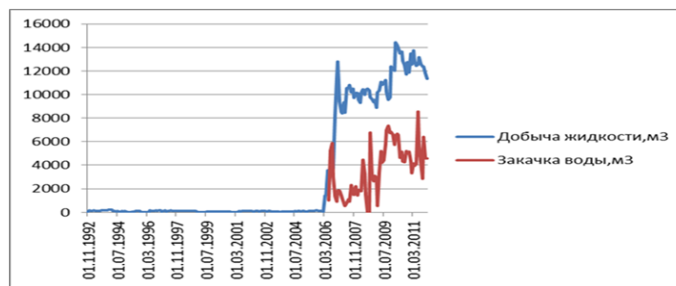


Рис.1 Динамика добычи жидкости и закачки воды в элементе с нагнетательной скважиной 676



Рис.2 Динамика показателя компенсации в элементе с нагнетательной скважиной 676

Для сравнения далее рассмотрим «хороший» элемент с нагнетательной скважиной 291:

По данному элементу добыча нефти была существенно выше 278 тыс.т, так как удавалось компенсировать отборы закачкой: добыча жидкости 408 тыс.т, закачка воды 388 тыс.м³ (рис. 3, 4).

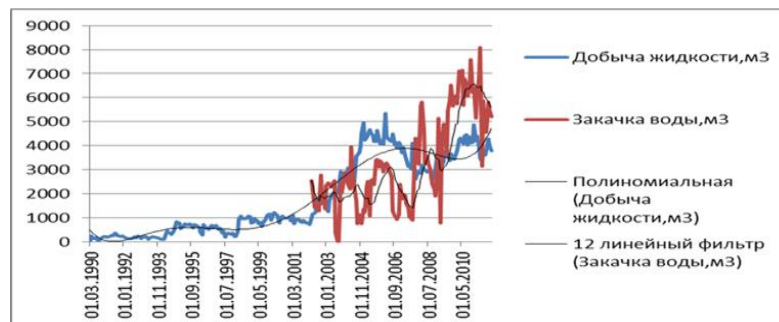


Рис.3 Динамика добычи жидкости и закачки воды в элементе с нагнетательной скважиной 291



Рис.4 Динамика показателя компенсации в элементе с нагнетательной скважиной 291

Для совершенствования системы разработки была создана секторная гидродинамическая модель верхнеюрских отложений Ново-Покурского месторождения [2]. На секторной модели были рассмотрены пять вариантов с использованием девятиточечной системы разработки, отличающихся конфигурацией нагнетательной скважины:

- вертикальная нагнетательная скважина,

- вертикальная нагнетательная скважина с гидроразрывом пласта в начале разработки,
 - вертикальная нагнетательная скважина с гидроразрывом пласта через пять лет после начала разработки,

- горизонтальная нагнетательная скважина,
 - вертикальная нагнетательная скважин с бурением через пять лет бокового горизонтального ствола.

Согласно результатам моделирования по показателю накопленной добычи нефти оптимальным является первый вариант (471,2 тысяч тонн), несмотря на самую низкую интенсивность заводнения. Это говорит о том, что усиление системы заводнения в площадных элементах разработки нецелесообразно. Перекоменсация отборов за счет стимулирования системы заводнения приводит к раннему обводнению и снижению нефтеотдачи.

Литература

1. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Баганова, А.В. Спиридонов. – М.: 2004. – 520с., илл.
2. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений на различных режимах: Учеб. пособие. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, – 2011. – 165с.: ил.

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ

Е.В. Желанов, Д.Ю. Соловьев, Р.М. Рахимзянов

Научный руководитель доцент А.В. Лекомцев

Пермский Национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Определение забойного давления (Рзаб) в скважине и его изменение необходимо для прогнозирования потенциала скважины, качественного управления разработкой месторождения. Глубинные исследования с измерением Рзаб провести не всегда возможно из-за технических сложностей и значительной длительности исследований, а аналитические методы зачастую дают неточный результат.

При анализе технической литературы отмечено, что наиболее достоверные результаты аналитической оценки забойных давлений в добывающих скважинах можно получить при использовании некоторых корреляций для строго заданных условий эксплуатации скважин. Поэтому решением указанной проблемы может служить создание корреляции на основе промыслового материала, позволяющей с высокой степенью точности оценивать искомую величину для конкретного объекта.

В общем виде, забойное давление определяется по формуле (1):

$$P_{заб} = P_{ур} + gH_1\rho_1 + gH_2\rho_2, \quad (1)$$

где $P_{ур}$ – давление столба газа на динамическом уровне; ρ_1 – среднее значение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве до уровня подвески насоса; ρ_2 – среднее значение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве от уровня подвески насоса до забоя; H_1 – погружение насоса под динамический уровень (по вертикали); H_2 – высота столба ГЖС от приема насоса до забоя (по вертикали).

Данная модель расчета является не совсем точной при условии движения многофазового флюида [1]. Однако, метод характеризуется простотой расчета, а определение всех необходимых данных об условиях работы скважин не вызывает сложностей. Имея зависимость изменения плотности ГЖС с учетом движения фаз, появляется возможность оценивать забойное давление с достаточной для практики точностью.

По методике, изложенной в [2], для Юрчужского месторождений Пермского края (пласт Бш) построена корреляция на основе анализа комплексных (совместных) промысловых исследований КВУ и КВД по трем скважинам. Известная зависимость плотности ГЖС в затрубном пространстве справедлива для случая равномерного распределения воды по столбу ГЖС.

Помимо газа, в ГЖС всегда присутствует объем растворенной воды, неучет которой искажает существующую корреляцию, особенно, при высокой обводненности скважинной продукции. При условии, при котором скорость седиментации воды в объеме ГЖС (4) превышает скорость поступления ГЖС из пласта в скважину (3) после ее остановки (послеприток), вода оседает на забое скважины. Таким образом, происходит перераспределение плотности по стволу [5]. При этом:

$$v_p < v_c \quad (2)$$

$$v_p = \frac{H_n}{t} \quad (3)$$

$$v_c = \frac{d^2(\rho_g - \rho_n)g}{18\mu_n}, \quad (4)$$

где H_n – разница высот столбов жидкости в конце и в начале периода восстановления давления; d – диаметр частиц фазы (воды), μ – вязкость ГЖС. В данной работе рассмотрены скважины со значительной обводненностью продукции (около 20%). В таких скважинах, в момент времени при условии (2), начинается фазовое расслоение, и условный уровень водонефтяного контакта в скважине постепенно опускается, в том числе, в случае прироста столба ГЖС за счет послепритока. С увеличением концентрации капель воды у забоя скважины, обводненность столба ниже приема насоса возрастает, при этом увеличивается и плотность флюида.

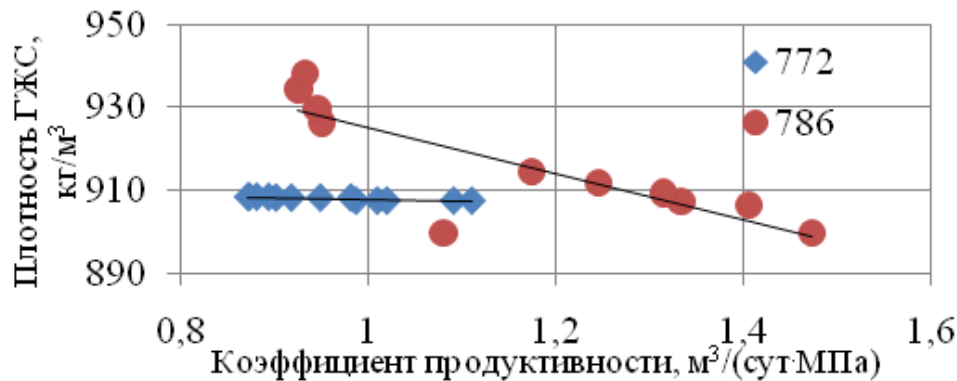


Рис. 1 Зависимость плотности ГЖС от коэффициента продуктивности

На рис. 1 показан график зависимости плотности ГЖС у забоя скважины от коэффициента продуктивности Кпр, который зависит не только от скорости их изменения, но и от абсолютных значений давлений. В скв.786 при уменьшении Кпр резко возрастает плотность жидкости, в скв.772 при том же изменении Кпр, плотность возрастает незначительно. При сравнимой обводненности, фазовое расслоение в столбе ГЖС не имеет прямую зависимость с величиной коэффициента продуктивности.

В остановленной скважине в начальный период времени вода равномерно распределена по столбу жидкости, но с течением времени, при уменьшении скорости притока, нефть и вода начинают расслаиваться. Поэтому при подсчете забойного давления, рассчитывая слагаемое $gH_2\rho_2$ из уравнения (1), необходимо учитывать величину обводненного интервала в каждый момент времени.

На рис.2 и рис.3 показаны итоговые корреляции вида $\rho_{ГЖС} = f(H_{ГЖС})$ для скв. 786 в момент остановки скважины и через неделю простоя. Из графиков видно, что со временем высота обводненного участка уменьшилась, а его плотность увеличилась из-за возросшей обводненности.

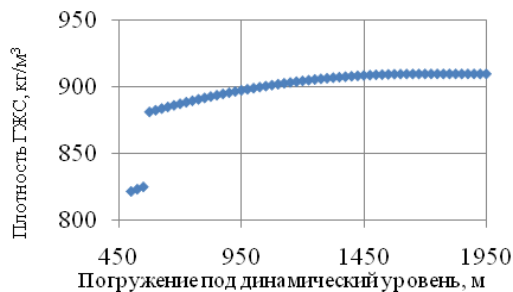


Рис. 2 Зависимость плотности от погружения под динамический уровень, 07.06.2014

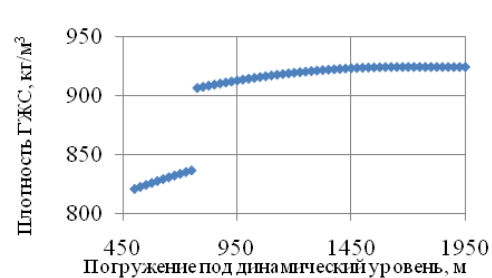


Рис. 3 Зависимость плотности от погружения под динамический уровень, 14.06.2014

Забойное давление представляется собой сумму гидростатических давлений элементарных объемов высотой (Δh_i), каждому из которых соответствует определенная плотность ГЖС:

$$P_{заб} = P_{ур} + gH_1\rho_1 + g \sum_{i=1}^N \Delta h_i \rho_i \quad (5)$$

где ρ_i - плотность элементарного объема флюида высотой h_i .

На основе описанных выше исследований и полученных корреляционных зависимостей, была разработана методика, позволяющая с наименьшими временными затратами и с достаточной для практики точностью рассчитывать забойное давление в скважине при записи кривой восстановления уровня в исследуемых скважинах.

Ошибочное определение забойного давления приводит к недостоверным результатам при обработке данных исследования КВД, в частности, в определении скин-фактора.

В первую очередь, компания несет убытки за счет простоя скважины на период проведения исследования, не принеся достоверный результат. Во-вторых, неверные результаты приводят к ошибочному выбору геолого-технических мероприятий. Помимо этого, происходит искажение исходной информации для создания гидродинамической модели объекта, что может привести к неправильному подсчету плановой добычи как по скважинам, так и по пласту в целом.

Отклонение расчетного забойного давления от фактических замеров

№ скв.	Отклонение рассчитанных $P_{зab}$ от фактических значений, %			
	По формуле гидростатики	По методике Универсал-Сервис	По корреляции без учета движения воды	По корреляции с учетом движения воды
778	23...29	9...15	4...8	0...1
786	27...32	11...15	5...8	0...1

Результатом работы является получение корреляции вида $\rho_{ГЖС} = f(\Pi_{ГЖС})$. По уравнению (5) целесообразно определять $P_{зab}$ для скважин, находящихся на исследовании. Особенность данной методики заключается в том, что она учитывает особенности процессов разгазирования газожидкостной смеси и фазового разделения по стволу скважины при ее исследовании.

Однако, корреляции применимы только для конкретного объекта и объектов со схожими характеристиками. При наличии таких зависимостей для других объектов возможна адаптация полученных корреляций.

Литература

1. Королев К.Б., Силкина Т.Н., Пугачев Е.В. Анализ применения адаптированного алгоритма пересчета забойного давления по данным исследования скважин механизированного фонда // Техника и технология добычи нефти - 2006 – с.12 – 15
2. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследования скважин // Вестник ПНИПУ. – 2012. – №4 – с.1 – 8
3. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А., Турбаков М.С. Оценка забойных давлений в добывающих скважинах Шершневого месторождения // Техника и технология добычи нефти. 2011 – №10 – с.30 – 31
4. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: Издательство «Фэн». 2000 – 82 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

А.С. Ильин, А.Ю. Шарипов

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России вступили в завершающую стадию разработки, средняя обводненность добываемой продукции на таких месторождениях превышает 85 % при относительно низких коэффициентах извлечения нефти (КИН). Доля трудноизвлекаемых запасов, для разработки которых необходимо создание инновационных энергоэффективных технологий, неуклонно увеличивается.

Известно множество третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), положительно зарекомендовавших себя на практике, однако, зачастую, они либо достаточно затратны, либо имеют ограниченную применимость и не позволяют осуществить их внедрение в масштабное промышленное использование. Важно помнить, что выбор того или иного МУН - это всегда задача оптимизации, где экономическая составляющая имеет наибольший вес. В связи с этим особенно актуальны инновационные МУН, способные удовлетворять потребности нефтяной индустрии при минимальных затратах [2]. На стадии промышленного испытания и промышленного внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает проблема эффективного их применения.

Объективно вопрос формулируется так: какой наиболее существенно повышающий извлекаемые запасы и уровень добычи нефти при благоприятных экономических показателях метод увеличения нефтеотдачи пластов необходимо выбрать для конкретного нефтяного месторождения (залежи) с определенными геолого-физическими свойствами и условиям разработки? Ответить на этот вопрос всегда не просто, так как для любого месторождения (залежи) могут оказаться применимыми несколько методов. Чтобы выбрать наилучший метод надо знать следующее: нефтенасыщенность (водогазонасыщенность) пластов или степень их истощения, заводнения; свойства нефти и пластовой воды - вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей коллектор и его свойства – песчаник, алевролит, известняк проницаемость, толщину, неоднородность, прерывистость расчлененность, глубину, удельную поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав; расположение и техническое состояние пробуренных скважин; наличие материально-технических средств, их качество, характеристику и стоимость; отпускную цену на нефть; потребность в увеличении добычи нефти.

Их совокупность создает многовариантную задачу, которая решается лишь при специальных конкретных изучении и технико-экономическом анализе с ограничениями (требованиями), заданными заранее. Первые три качественных условия (физико-геологические свойства пластов, нефти и воды) очень сильно, но неоднозначно определяют целесообразный метод увеличения нефтеотдачи пластов [4]. В настоящее время существует немало классификаций МУН по различным параметрам, типу рабочих агентов и тд. Как отметил в своей статье Муслимов Р.Х.-недостатки в применении МУН на сегодняшний день:

- нет четкого разделения добычи за счет МУН и за счет интенсификации (ОПЗ);

- отсутствует методика оперативного учета прироста запасов за счет МУН;
- нет системного подхода к внедрению МУН [3].

Однако существует немало классификаций МУН. Одна из них – это классификация по типу рабочего агента: 1. Тепловые методы;

2. Газовые методы;
3. Химические методы;
4. Гидродинамические методы;
5. Группа комбинированных методов;

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее

6. Методы увеличения дебита скважин;

Отдельно следует сказать о так называемых физических методах увеличения дебита скважин. Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Кроме того, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта. К ним относятся:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- другие аналогичные методы [5].

В настоящее время востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами [1].

Литература

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М., Недра, – 1994.
2. Каракетов А.В. Обоснование эффективности вибросейсмического воздействия на залежь. – Нефтяное хозяйство, 2014, – №4, – с. 66 – 69.
3. Муслимов Р.Х. Ещё раз о нефтеотдаче. – Нефтяное хозяйство, 2013, – №3, с. 41 – 44.
4. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. – СПб., – 2003
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., Недра, – 1985

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: СЕЛЕКТИВНЫЙ КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является наиболее крупным месторождением ОАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири, как по запасам, так и по площади, состоит из трёх гидродинамически не связанных залежей с различными флюидо-динамическими контактами. Единственный эксплуатационный пласт O_1 (осинский горизонт), к которому приурочены все три залежи, характеризуется высокой зональностью и послойной неоднородностью, большой расчленённостью, сложной структурой порового пространства (коллектор трещинно-кавернозно-порового типа).

Применение гидроразрыва пласта (ГРП) позволяет эффективно осуществлять выработку запасов углеводородов. Среди многочисленных технологий ГРП не все обладают одинаковой результативностью, но каждая из них может дать максимальный положительный эффект только при условии конкретных геолого-технологических условий. Поэтому при использовании того или иного способа искусственного воздействия вопрос подбора технологии для конкретных условий является принципиальным. При этом обработки, даже эффективные, проводимые на отдельных месторождениях, могут не дать существенного положительного эффекта, как с позиции интенсификации притока, так и с точки зрения выработки запасов.

В недрах Талаканского НГКМ практически полностью утрачивает свою эффективность такой известный способ повышения нефтеотдачи пласта, как традиционный гидроразрыв. По всей вероятности, однозначный ответ на этот вопрос будет получен еще не скоро. Ведь на сегодняшний день Сургутнефтегаз – пока единственная компания в Восточной Сибири, применившая эту технологию.

Однако именно недостаточная изученность и отсутствие единых характеристик Восточно-Сибирских недр (разительно отличающихся даже в рамках одной территории) способствуют технологической инновационной активности. Так, неприемлемость традиционного ГРП в случае с Талаканским НГКМ положила начало новой технологии селективного кислотного ГРП. Идея его использования принадлежит специалистам НГДУ «Талаканнефть», которые предложили исключить из технологической цепочки проппант. Было доказано, что применение кислотного ГРП в значительной степени повышает интенсификацию притока и в конечном итоге

нефтеотдачу пласта. Вместе с тем технология имеет ограниченную площадь применения и может быть эффективна только в случае карбонатных коллекторов, к каким относится пока лишь одно из разрабатываемых сегодня в Восточной Якутии месторождений Сургутнефтегаза – Талаканское [1].

Опытно-промышленная эксплуатация скважин, на которых запланировано проведение кислотного ГРП, еще продолжается. По этой причине специалисты пока не берутся прогнозировать окончательные итоги этой деятельности. Но в целом, имеющиеся результаты указывают на положительную динамику. В 2011 году на Талаканском НКМ проведено 3 селективных кислотных ГРП на скважинах №179-022, №188Гр, №113Гр. Технология ГРП была выбрана в связи со сложными горно-геологическими условиями, где применение стандартного ГРП (с пропантом) будет не эффективно. При проведении ГРП на Талаканском НКМ применялся гидроскоструйный перфоратор АП6М1 с 4 соплами расположенными радиально. Перфоратор спускается в не обсаженный горизонтальный участок ствола, где проводились операции по ГРП от забоя к башмаку эксплуатационной колонны. В качестве жидкости гидроразрыва применялась 24% HCL (соляная кислота).

Скважина №113Гр до проведения ГРП эксплуатировалась механизированным способом (ЭЦНД 30-1050). После проведения ГРП, попытки вывода скважины на фонтанный режим работы не дали положительного результата. В связи с этим на скважине провели работы по удлинению ствола скважины на депрессии (рис.1) [2].

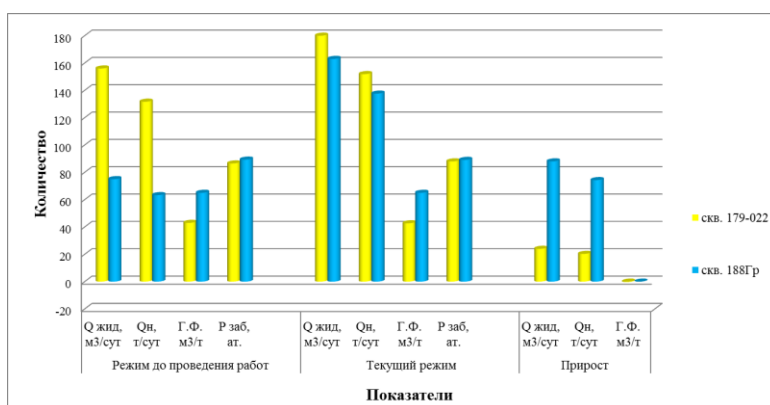


Рис. 1 Сравнение режимов работы скважин до и после проведения селективно-кислотного ГРП

По результатам проведённых гидродинамических исследований (ГДИ) скважин, можно сделать вывод о значительном росте коэффициента продуктивности (рис.2).

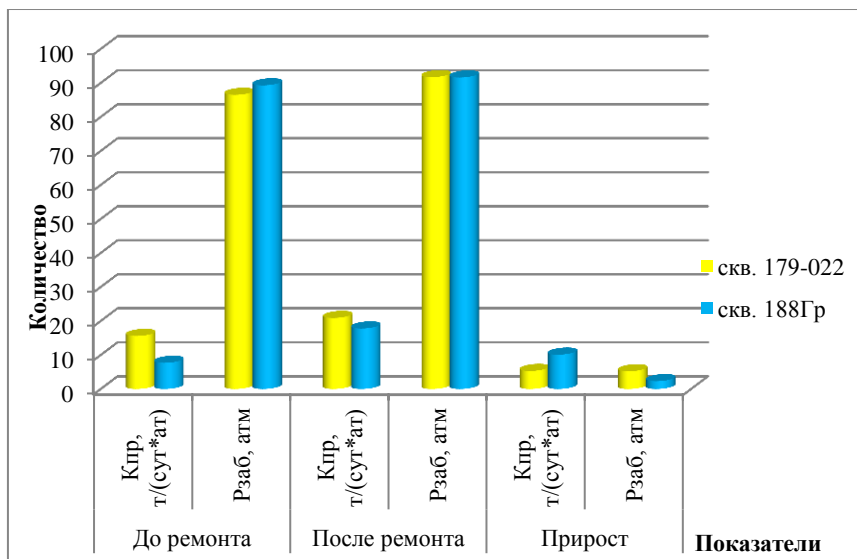


Рис. 2 Сравнение данных гидродинамических исследований

Интенсификация притока с применением селективного кислотного ГРП позволяет:

- Увеличить область дренирования горизонтального участка ствола скважины, тем самым вести равномерную выработку запасов по всему стволу скважины;
- Уменьшить скин-фактор на скважинах, в которых горизонтальный участок пробурен на репрессии;
- Кратно увеличить (в 3 и более раз) коэффициент продуктивности скважины;
- Снизить вероятность дренирования газонасыщенной части разреза;

- Контролировать интервал обработки призабойной зоны пласта [14].

Литература

1. Будников А.М., Щеглов А.В. Проведение селективно-кислотного ГРП на Талаканском месторождении: доклад на конференции, Сургут, 2012 – 12 с.
2. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа НГДУ «Талаканнефть», 2009 – 79 с.

**ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

М.В. Кель, А.В. Мельников

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последние три десятилетия характеризуются направленным ухудшением качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности России вследствие значительной выработки высокопродуктивных месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки с высокой степенью обводненности нефтяного пласта, а также вовлечения в эксплуатацию открытых месторождений с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТИЗ).

По состоянию на 2001 г более 69 % отечественных запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, причем их доля в балансе разведанных запасов постоянно растет. Первостепенное значение поэтому приобретает довыработка запасов месторождений с высокой обводненностью, вступивших в позднюю стадию разработки, в которых сосредоточены миллиарды тонн остаточных запасов нефти.

Проблема полноты извлечения нефти из недр ставится в качестве одной из первоочередных задач повышения рентабельности разработки и рационального использования природных ресурсов нефтяных месторождений, особенно с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Снижение доли безвозвратных потерь в залежах особенно актуально на истощенных, находящихся длительное время в эксплуатации месторождениях.

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки вновь вводимых и доработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления процессами воздействия на природные залежи углеводородов [1]. Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы.
2. Газовые методы.
3. Химические методы.
4. Гидродинамические методы.
5. Физические.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

Так по России потенциальный прирост добычи нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи составляет: с применением тепловых методов составляет 15 – 30%, газовых методов 5 – 15%, химических методов 25 – 35%, физических методов 9 – 12%, гидродинамических методов 7 – 15% [2].

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%. В то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (закачке воды и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, в 2009 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год [3].

Вывод:

Мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушительен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., – Недра, – 1985
2. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. СПб. 2003
3. В.Алварано, Э.Манрик .Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., – ООО “Премиум Инжиниринг”, 2011.
4. Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2009.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что при работе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения межремонтного периода (МРП) [3].

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ).

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении. На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.). Внутри корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазывающихся пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленными на валах муфты [4].

Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- достичь потенциала скважины;
- предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, воздействующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину [1].

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы [2].

В том случае, если участок ствола скважины, в котором расчетно предполагается подвеска насосного оборудования, имеет высокие значения локальной кривизны и установку вынужденно подвешивают в других интервалах, гибкая муфта позволяет производить подвеску УЭЦН именно в заданном интервале, что приводит к более оптимальному режиму ее работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения.

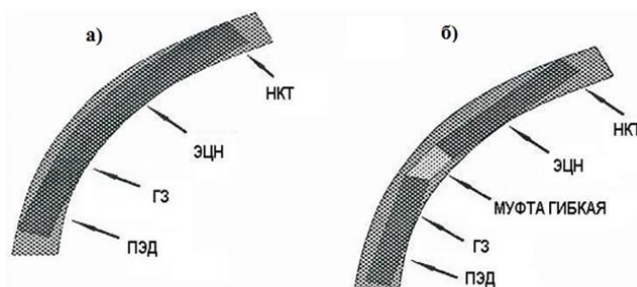


Рис. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)

Для проведения промысловых испытаний муфты необходимо выделить особо проблемные скважины и критерии применимости к ним гибкой муфты.

Можно выделить следующие критерии для подбора скважин, в которые рекомендуется спускать УЭЦН в комплекте с гибкой муфтой:

- габариты установки
- мощность электродвигателя
- потенциал скважины
- односторонний износ

Выводы:

Применение УЭЦН большего типоразмера на большую глубину спуска, имеющую сверхнормативную кривизну позволит увеличить количество добываемой нефти.

Предотвращение работы УЭЦН в напряженно-деформируемом состоянии, в кривом интервале ствола скважины увеличит МРП.

Применение ГШМ снизит число отказов УЭЦН являющихся следствием прохождения интервалов со сверхнормативной кривизной ствола скважины при спуске оборудования.

Литература

1. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Опубл. 10.06.2004.
2. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение / Ш.Р. Агеев, Е.Е. Григорян, Г.П. Макиенко. – Энциклопедический справочник. – Пермь: Пресс-Мастер, 2007. – 645 с.
3. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН// Нефтепромысловое дело. 2009. – № 3. – С. 27 – 28.
4. Справочник по муфтам / В. С. Поляков, И. Д. Барбаш, О. А. Ряховский. – 2-е изд., испр. и доп. – Л.: Машиностроение, 1979. – 344 с.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов, Д.А. Султанова

Научный руководитель профессор А.А. Молчанов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время нефтегазовая промышленность Российской Федерации представлена месторождениями, вступившими в завершающую стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции. Одним из осложняющих факторов, возникающих при эксплуатации таких месторождений, является коррозия нефтепромыслового оборудования.

Коррозия представляет собой процесс, в результате которого происходит разрушение материалов при взаимодействии с агрессивной средой [2]. В нефтепромысловой практике выделяют три основных механизма коррозии подземного оборудования, обусловленных влиянием растворенного в воде газа: CO_2 (углекислотная), H_2S (сероводородная) и O_2 (кислородная) коррозия. Согласно проведенному анализу для месторождений Западной Сибири наибольшую опасность представляет углекислотная коррозия.

Известно, что углекислотная коррозия характеризуется многообразием видов коррозионных повреждений. Исследованиями [1] выявлено два основных типа, характерных для повреждений оборудования, эксплуатируемых на месторождениях Западной Сибири: язвенная коррозия с глубиной проникновения 1–5 мм/год; мейза-коррозия со значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений до 45 мм/год, которые перемежаются площадями металла, не затронутыми коррозией.

В качестве основных методов борьбы с ускоренной коррозией нефтепромыслового оборудования можно выделить следующие основные направления: замена металла на более коррозионностойкий; использование защитных покрытий органического или неорганического происхождения; применение электрохимической защиты (катодную, анодную и протекторную защиту); использование ингибиторов коррозии. Эффективность представленных методов в различных геолого-физических условиях может отличаться, каждая технология имеет определенные ограничения и недостатки.

На сегодняшний день в нефтяных Компаниях наиболее распространенным и экономически обоснованным является применение оборудования в коррозионностойком исполнении. Однако данный метод характеризуется некоторыми недостатками:

- существенные единовременные затраты на покупку оборудования в коррозионностойком исполнении;
- низкая оперативность в условиях необходимости принятия срочных мер по защите оборудования.

Применение ингибиторов коррозии характеризуется простотой реализации и высокой оперативностью, в связи с чем, является наиболее предпочтительным способом временной защиты нефтепромыслового оборудования до момента принятия конечного решения.

В данной статье приведены результаты лабораторных испытаний ингибитора коррозии на основе азотосодержащих органических соединений с моделированием условий эксплуатации промыслового оборудования на нефтяных месторождениях.

Первый этап исследований заключался в определении физико-химических свойств реагента с целью оценки возможности его применения в условиях месторождения Западной Сибири. Результаты физико-химических исследований представлены в таблице.

Таблица

Результаты физико-химических исследований одного образца

Характеристика	Результат
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость желтого цвета
Плотность, г/см ³	0,858
Водородный показатель в товарной форме	9,54
Кинематическая вязкость, мм ² /с	2,03
Температура застывания при - 50 °С	не застыл
Стабильность реагентов при температуре 90°С	стабилен
Измеренные значения массовая доля сухого остатка, %	15,58
Аминное число несвязанных аминов, мг HCl/г	0,36

Второй этап работы состоял в оценке способности реагентов замедлять скорость углекислотной коррозии. В качестве агрессивной среды использовалась модель пластовой воды насыщенная углекислым газом. Оценка защитных свойств ингибитора коррозии осуществлялась методом линейного поляризационного сопротивления (LPR). Защитный эффект реагента (Z , %) рассчитывали по формуле:

$$Z = \frac{P_k - P_u}{P_k} \times 100\%$$

где:

Z – степень защиты ингибитора коррозии, %;

P_k – контрольная скорость коррозии, мм/год;

P_u – скорость коррозии после дозирования ингибитора коррозии, мм/год.

Стандартные испытания в электрохимических ячейках характеризуются низкой скоростью потока. В связи с этим оценка эффективности ингибитора коррозии проводилась с помощью установки вращающегося цилиндрического электрода, которая позволяет проводить изучение коррозионных процессов в условиях турбулентного движения жидкости. Турбулентный поток может переносить реагент, как из раствора на поверхность металла, так и обратно в жидкую среду. Учитывая тот факт, что в основе механизма действия ингибиторов коррозии лежат адсорбционные процессы, устойчивость образуемой защитной пленки является важным параметром при оценке эффективности реагентов (рис. 1) [3].

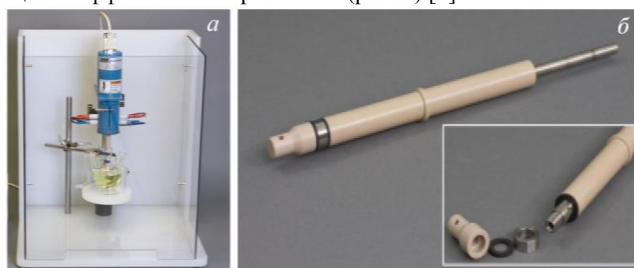
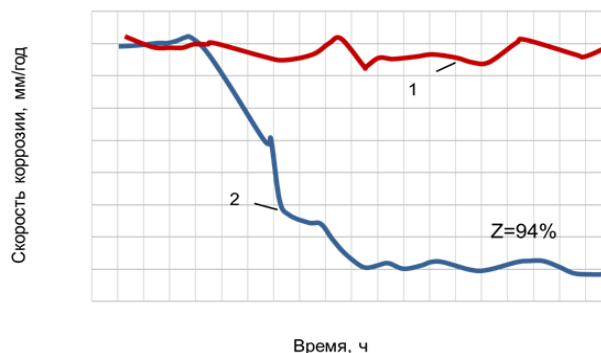


Рис. 1 Установка вращающегося цилиндрического электрода (а – установка в сборе; б – вращающийся электрод)

По результатам проведенных исследований было установлено, что защитное действие тестируемого образца ингибитора коррозии в условиях, моделирующих динамический поток, составляет 94% (рис. 2).



1 - контроль, без ингибитора, 2- с ингибитором

Рис. 2 Изменение скорости коррозии по времени при скорости вращения электрода 1000 об/мин.

Обобщая результаты исследований, можно сделать вывод о необходимости продолжения исследований влияния различных динамических условий на эффективность ингибиторов коррозии. Данные исследования представляют значительный интерес для дальнейшей разработки критериев применимости ингибиторов коррозии в условиях нефтяных месторождений.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых-кандидатов наук (МК-315.2014.5).

Литература

1. Даминов А.А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия// Инженерная практика. – июнь 2010. – №6. – С.26 – 36.
2. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее// Коррозия территории нефтегаз.- март 2011. – №1(18). – С. 18 – 25.
3. ASTM G 185, Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors Using the Rotating Cylinder Electrode (2006)<http://www.astm.org>.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА

А.В. Мельников, М.В. Кель

Научные руководители доцент Л.В. Шишмина, профессор П.Н. Зятиков,
 доцент М.В. Василевский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе добычи и последующей подготовки углеводородного сырья недропользователи в результате сепарации получают попутный нефтяной газ (ПНГ), который является ценным химическим сырьем. Процесс сепарации происходит ступенчато. В результате, газы первой ступени сепарации, богатые метаном и этаном, могут доставляться по трубопроводам на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), так как имеют достаточное для этого давление; газы же последующих ступеней сепарации являются низконапорными и не могут быть доставлены до ГПЗ под собственным давлением.

Сегодня существуют определенные технологии использования нефтяного газа. ПНГ может использоваться на месте добычи в качестве топлива для выработки тепловой или электрической энергии, для закачки в пласт в качестве источника поддержания пластового давления, для повышения нефтеотдачи, для длительного хранения, а также может служить сырьем для конверсии в легкие моторные топлива – так называемые Gas to Liquids (GTL) технологии [2].

Однако на практике, в случае использования ПНГ только в качестве энергоресурса, может наблюдаться его избыток, который продолжают сжигать на факелах. При использовании его для поддержания пластового давления требуются большие начальные капиталовложения и стабильные объемы добычи газа в течение длительного времени. GTL технологии требуют специального оборудования, размещение которого в рамках промысла не всегда рентабельно. Поэтому встает вопрос о транспортировке низконапорного газа на ГПЗ вместе с газом первой ступени сепарации для его дальнейшей переработки. Для осуществления этого способа использования ПНГ необходимо провести сбор низконапорного газа со всех аппаратов и установок промысла и смешение с газом первой ступени сепарации. Средством решения этой задачи могут служить струйные аппараты.

Струйные аппараты (эжекторы) – это устройства, в которых осуществляется процесс инжекции, заключающийся в передаче кинетической энергии одного потока другому потоку путем непосредственного контакта (смешения). Их принципиальной особенностью является повышение давления инжектируемого потока без непосредственной затраты механической энергии при исключительной простоте конструкции [3].

Смешиваемые потоки могут находиться в одной и той же фазе (жидкой, паровой, газовой) или в разных фазах, например, пар и жидкость. В процессе смешивания фазовое состояние потоков может оставаться неизменным или же изменяться. Поток, вступающий в процесс смешения с большими скоростью и давлением, называется рабочим, с меньшими – инжектируемым [3].

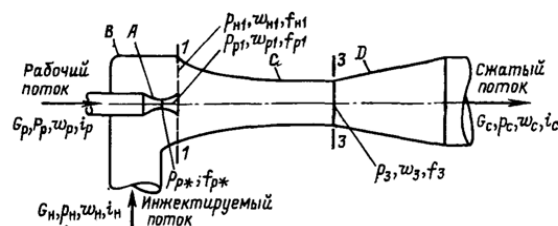


Рис. Принципиальная схема струйного аппарата [3]
 А – рабочее сопло; В – приемная камера; С – камера смешения; D – диффузор

Основные элементы аппарата: рабочее сопло, приемная камера, камера смешения, диффузор (рис.1). Потoki рабочей и инжектируемой сред поступают в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, сопровождающееся, как правило, повышением давления. Из камеры смешения поток поступает в диффузор, где происходит дальнейший рост давления. Давление смешанного потока на выходе из диффузора выше давления инжектируемого потока, поступающего в приемную камеру.

Автором [1] и другими предложены технологические системы использования жидкостно-газовых эжекторов (ЖГЭ) для отбора газа с концевых ступеней сепарации, повышения его давления, а затем подачи на первую ступень сепарации, для того чтобы совместно транспортировать этот газ на ГПЗ. В качестве рабочей среды [1] предлагает использовать подтоварную воду с давлением 2,4 МПа, а в качестве инжектируемой – газ концевой ступени с давлением 0,2 МПа. На выходе ЖГЭ сжатая газожидкостная смесь имеет давление 0,55 МПа, что позволяет направить ее на смешивание с газом первой ступени сепарации. Результатом предложенного технологического решения является сокращение потерь полезного химического сырья и погашение факела, что резко сокращает выбросы продуктов горения углеводородов в атмосферу.

По методике [3], зная расходы, температуры и давления инжектируемой и рабочей сред на входе в аппарат, а также требуемое давление после аппарата, можно выполнить расчет струйного аппарата (табл. 1).

Таблица 1

Параметры потоков на входе в ЖГЭ

Среда	Расход, кг/ч	Давление, кПа	Температура, °С
Газ	2	10	15
Вода	–	400	15
Смесь (на выходе)	–	100	–

Одним из основных параметров работы эжектора является коэффициент инжекции, показывающий отношение объемного расхода инжектируемой среды (V_B) к объемному расходу рабочей среды (V_p) $U_0 = V_B/V_p$.

Соколов и Зингер в своем труде предлагают следующие формулы для расчетов:

$$\Delta p_p = p_p - p_n; \Delta p_c = p_c - p_n,$$

где p_p – давление рабочей среды, p_n – давление инжектируемой среды, p_c – давление сжатой смеси, Δp_p – перепад давлений в сопле, Δp_c – перепад давлений, создаваемый эжектором.

Рассчитывается максимальный объемный коэффициент инжекции U_0 :

$$U_0 = 0,85 \sqrt{\Delta p_p / \Delta p_c} - 1.$$

Далее, используя номограммы, приведенные в [3], с помощью полученных расчетных данных находят объемный расход рабочей среды:

$$V_p = V_B / U_0.$$

Затем находят геометрические параметры эжектора: сечение рабочего сопла (f_{p1}), диаметр сопла и камеры смешения (d_{p1} и d_3)

$$f_{p1} = \frac{V_p \cdot 10^6}{0,95 \cdot 3600 \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta p_p \cdot 10^{-3}}};$$

$$d_{p1} = \sqrt{f_{p1} / \pi \cdot 2}; d_3 = d_{p1} \cdot \sqrt{\Delta p_p / \Delta p_c}.$$

Более подробно методики расчета различных видов струйных аппаратов описаны в [3].

С целью нахождения конструктивных параметров эжектора необходимо установить зависимость давлений и расходов рабочей и инжектируемой сред от их температур на входе (таблица 2).

Таблица 2

Результаты расчетов

p_n , кПа	Δp_p , кПа	Δp_c , кПа	U_0	Объемный расход рабочей среды, м ³ /ч			Объемный расход инжектируемого газа, м ³ /ч			Массовый расход инжектируемой среды, кг/ч		
				Температура, °С								
				5	15	25	5	15	25	5	15	25
5	395	95	0,68	23,8	27,2	34,0	16,2	18,5	23,2	0,82	0,725	0,48
8	392	92	0,70	23,7	27,1	33,9	16,6	19,0	23,7	1,40	1,42	1,31
10	390	90	0,72	23,6	27,0	33,8	17,0	19,4	24,3	1,91	1,91	1,90

Зная объемный расход инжектируемой среды, и воспользовавшись выше приведенными формулами, можно рассчитать площадь сечения рабочего сопла, диаметр сопла, диаметр камеры смешения.

Таким образом, рациональным способом решения проблемы использования ПНГ является реализация такой технологической схемы, которая позволяла бы достичь давления низконапорного нефтяного газа, необходимого для его транспортировки вместе с газом первой ступени сепарации до потребителя. Основным

преимуществом струйных аппаратов перед другими механическими нагнетателями является отсутствие непосредственных затрат механической энергии для повышения давления инжектируемого потока. Наряду с этим простота конструкции эжектора, несложность изготовления и небольшие габариты, по сравнению с компрессорными установками, ведут к удешевлению производства и обеспечат его экономическую рентабельность. Широкое внедрение эжекторных технологий для сбора и повышения давления низконапорного газа является эффективным технико-технологическим решением задачи повышения степени использования ПНГ.

Литература

1. Долгов Д.В. Исследование и разработка технологии рационального использования нефтяного газа низкого давления // Автореферат дисс... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2009 – 22 с.
2. Книжников А.Ю. Пурсенкова Н.Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Выпуск 1 (рабочие материалы) ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России «Экология и Энергетика. Международный контекст». – Москва, 2009. – 28 с.
3. Соколов Е.Я. Зингер Н.М. Струйные аппараты. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 350 с.

ОЦЕНКА МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОВЫХ ЭЖЕКТОРОВ ДЛЯ КОМПРИМИРОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Ю.А. Никонов, А.Ю. Бурькин

Научные руководители доцент М.В. Василевский, профессор П.Н. Зятиков,
доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На любой стадии разработки газоконденсатных месторождений существует необходимость эффективного использования низконапорного газа или газов выветривания. Вследствие этого поиск способа оптимального технологического использования низконапорных газов на газоконденсатных месторождениях является актуальной задачей.

Одним из возможных ее решений является применение струйных аппаратов. Для наращивания давления низконапорного газа с помощью эжектора можно использовать энергию высоконапорного потока. В качестве такого потока с высоким давлением целесообразно применить поток осушенного и отбензиненного газа, выходящего с установки комплексной подготовки.

Принципиальная схема эжектора типа газ-газ приведена на рис. 1. Основные элементы эжектора – это сопло высоконапорного (активного) газа, камера смешения и диффузор.

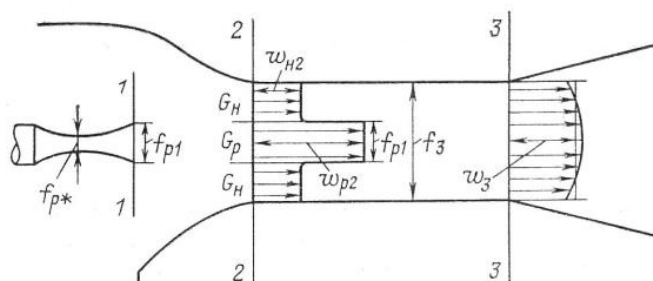


Рис.1 Профиль скоростей в двух крайних сечениях цилиндрической камеры смешения [2]

G_p, G_n – расходы рабочего и инжектируемого газов, кг/с; w_{n1}, w_n, w_3 – скорости рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении и смешанного потока в выходном сечении цилиндрической камеры смешения, м/с;

Процесс эжектирования состоит в том, что газ высокого давления вводят в камеру смешения с помощью сопла, критическое сечение которого в несколько раз меньше, чем сечение подводящей трубы. Поэтому при прохождении газа через сопло ввиду увеличения его скорости, в камере смешения создается определенное статическое давление. За счет разницы в давлениях низконапорного газа и статического давления на входе газа в камеру смешения происходит эжектирование низконапорного газа.

Основные технологические показатели эжекторов – коэффициент эжекции и кинематический параметр.

Коэффициент эжекции $K_{э}$ показывает отношение расходов пассивного $Q_{п}$ и активного $Q_{а}$ газов:

$$K_{э} = Q_{п} / Q_{а}$$

Кинематический параметр P_K характеризует отношение давлений активного (p_a) и пассивного ($p_{п}$) газов на входе в эжектор:

$$P_K = p_a / p_{п}$$

В работе [1] представлен расчет давления газовой смеси на выходе из эжектора по формуле

$$p_c = p_{п} [1,047 + 0,1261gK_{э} + (0,665 - 1,7691gK_{э})1gP_K].$$

Данный метод работает при допущениях постоянства показателя адиабаты для метана, равной 1,3, линейного характера изменения обратной величины приведенного расхода и при узком диапазоне кинематического параметра в интервале 2–9. Согласно приведенным соотношениям, метод является простым, но работает в очень узком диапазоне.

Более точный метод расчета представлен в [2], где исходное уравнение импульсов записано в виде

$$\varphi_2(G_p\omega_{p2} + G_n\omega_{n2}) - (G_p + G_n)\omega_3 = (P_3 - P_{p2})f_{p2} + (P_3 - P_{n2})f_{n2}$$

$$\frac{G_n}{G_p} = u; \quad f_{p2} = f_{p1}; \quad \omega_{p2} = \omega_{p1}; \quad P_{p2} = P_{p1} = P_n; \quad \omega_{p2} = \varphi_1 a_{p^*} \lambda_{p1}$$

где P_{p2}, P_{n2}, P_3 – статическое давление рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении и смешенного потока в выходном сечении цилиндрической камеры смешения, f_{p2}, f_{n2} – площади рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении цилиндрической камеры смешения.

Массовый расход газа рабочего газа

$$G_p = f_{p^*} P_{p^*} a_{p^*},$$

откуда находится площадь критического сечения f_{p^*} , м², расширяющегося сопла:

$$f_{p^*} = \frac{G_p}{P_{p^*} a_{p^*}}.$$

Порядок определения достижимых параметров для заданных условий зависит от формулировки задачи расчета, т. е. от того, какой из параметров, коэффициент инжекции или давление сжатия, необходимо определить. Поскольку достижимые параметры струйного компрессора зависят от газодинамических параметров потоков в сечениях камеры смешения, при решении, как первой, так и второй задачи задаются рядом значений λ_{c3} в выходном сечении камеры смешения и для каждого из них определяют достижимые параметры. На основе проведенных расчетов выбирают оптимальные значения скорости сжатого потока λ_{c3} , соответствующие максимальным достижимым параметрам, т. е. максимальный суммарный коэффициент инжекции u или достижимое давление сжатия.

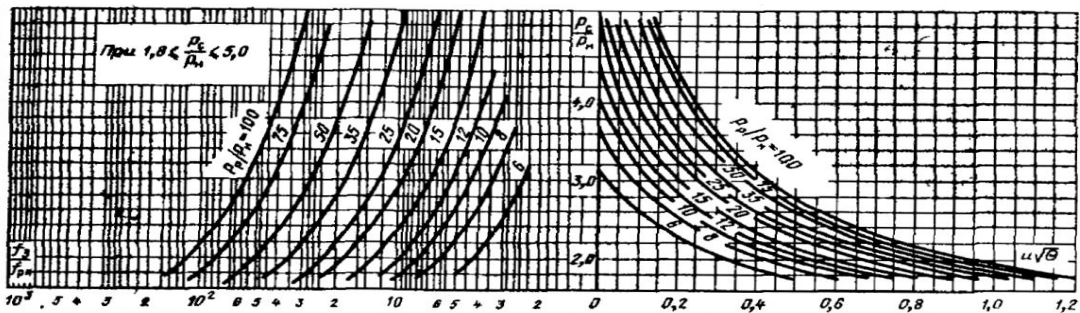


Рис.2 Достижимые коэффициенты инжекции и значения основного геометрического параметра струйных аппаратов с цилиндрической камерой смешения (показатель адиабаты 1,3) [2]

При сравнении методик расчета [1] и [2] получили следующие данные (табл.).

Таблица

Расчет давления газовой смеси на выходе из эжектора

Коэффициент эжекции, Кэ		0,0001	0,001	0,01	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45
Давление смеси, Pс (МПа), рассчитанное по методам:	[1]	11,19	9,03	6,88	4,82	4,34	4,07	3,86	3,69	3,55	3,42	3,31
	[2]	5,136	5,12	4,96	4,65	4,16	3,84	3,68	3,52	3,35	3,2	3,1

Согласно полученным данным в таблице, можно сделать заключение, что для малых коэффициентов эжекции рекомендуется использовать методику расчета Соколова, Зингера [2]. Для облегчения расчетов в работе [2] приведены номограммы для определения достижимых показателей и выбора оптимальных геометрических параметров аппаратов (рис. 2).

Литература

1. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
2. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С УЧЕТОМ АПРИОРНОЙ ИНФОРМАЦИИ**

Нгуен Тхак Хоай Фьонг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам стационарных газодинамических исследований (ГЗДИ) скважины по индикаторной кривой (ИК) и предлагается метод ее решения с использованием технологии интегрированных моделей с учетом априорной информации. Приводятся примеры интерпретации результатов исследований скважин газоконденсатного месторождения Тюменской области. В основе метода интерпретации стационарных ГЗДИ скважин использована интегрированная система моделей ИК с учетом априорной информации о пластовом давлении P_{nz} и фильтрационных параметрах пласта [1,2]

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_1 + \alpha_2 q_i + \alpha_3 q_i^2 + \xi_i, \\ \bar{\alpha}_j = \alpha_j + \eta_j, j = 1, 3, i = 1, n, \end{cases}$$

(1)

где $y_i^* = P_{i,z}^2, q_i$ - значения квадрата забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером i ; $F = (1, q_i, q_i^2, i = 1, n)$ - матрица известных значений дебитов; $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3)$ - вектор неизвестных значений параметров; $\alpha_1 = P_{nz}^2$; $\bar{\alpha}_j$ - дополнительные априорные данные и экспертные оценки квадрата пластового давления $\bar{\alpha}_1 = P_{nz}^2$ и фильтрационных параметров пласта $\bar{\alpha}_2, \bar{\alpha}_3$; ξ_i, η_j - случайные величины; n - число режимов испытания. Метод интегрированных моделей ИК (1) обеспечивает получение устойчивых оценок гидродинамических параметров скважины и одновременно может существенно повышать их точность за счет использования дополнительных априорных данных. Процедура определения параметров модели ИК (1) сводится к решению оптимизационных задач вида [2-3]

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta) = J(\alpha) + J_{\alpha}(\alpha, \beta) = \|y^* - F\alpha\|^2 + \|\bar{\alpha} - \alpha\|_W^2, \quad (2)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} J(\alpha^*(\beta))$$

(3)

оптимизационная задача (2) сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$(F^T F + W(\beta)) \cdot \alpha^*(\beta) = (F^T Y^* + W(\beta) \bar{\alpha}), \quad (4)$$

Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ - показатель качества модели (1), а $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$. $J(\alpha), J_{\alpha}(\alpha, \beta)$ - показатели качества модели ИК и модели объектов-аналогов соответственно. $F, Y^*, \alpha, \bar{\alpha}, \xi, \eta$ - матрица и векторы модели (1) представленной в матричной форме [2]

$$\begin{cases} Y^* = F \alpha + \xi, \\ \bar{\alpha} = \alpha + \eta \end{cases}$$

$W(\beta) = \text{diag} \{ \beta_1, \beta_2, \beta_3 \}$ - диагональная матрица управляющих параметров $\beta = (\beta_1, \beta_2, \beta_3)$, определяющих значимость (вес) априорных данных $\bar{\alpha}$.

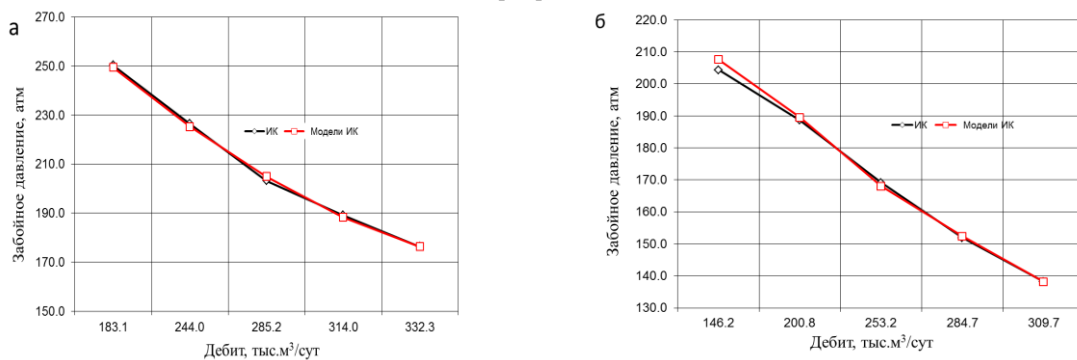


Рис. 1 Фактические и восстановленные значения индикаторной кривой а) скв. № 1046 и б) скв. № 1103

Результаты интерпретации стационарных исследований скважин № 1046 и №1103 газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1,2 и в табл.1,2. На рис.1 приведены фактические (линия ИК) и восстановленные (линия модель ИК) значения индикаторной кривой скважин №1046 и №1103. В качестве дополнительных данных использовались экспертные оценки пластового давления и фильтрационных параметров. Для скважины №1046: $\bar{P}_{пл} = 308 \text{ атм}$, $\bar{\alpha}_2 = 100 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})$, $\bar{\alpha}_3 = 0,8 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})^2$; Для скважины 1103: $\bar{P}_{пл} = 265 \text{ атм}$, $\bar{\alpha}_2 = 100 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})$, $\bar{\alpha}_3 = 0,8 \text{ атм}^2 / (\text{тыс.м}^3 / \text{сут})^2$.

На рис. 2 приведены оценки пластового давления соответственно числу режимов обработки. В табл.1 приведены оценки фильтрационных параметров и пластового давления скважин №1046 и №1103.

Из табл.1 и рис.1,2 видно, с увеличением числа режимов обработки точность оценок возрастает. Для получения приемлемые оценок пластового давления и фильтрационных параметров достаточно 3-4 режимов обработки.

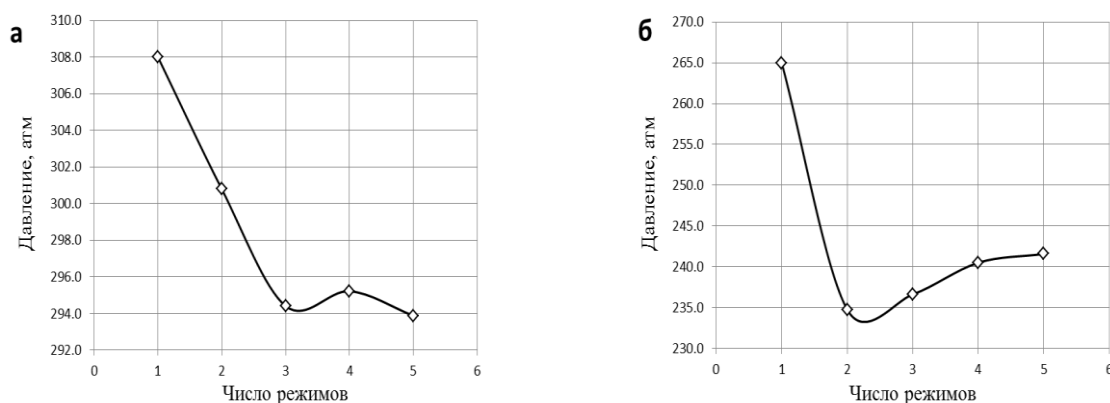


Рис. 2 Оценки пластового давления скважин а) скв. № 1046 и б) скв. № 1103

Таблица 1

Результаты обработки ИК скважин № 1046, № 1103 газоконденсатного месторождения.

Режимы обработки	Номер скважины	Фильтрационные параметры		Пластовое давление
		a	b	
2	1046	94.50	0.27	300.79
	1103	78.62	0.09	234.77
3	1046	91.53	0.24	294.41
	1103	79.00	0.12	236.64
4	1046	91.85	0.23	295.22
	1103	82.64	0.14	240.52
5	1046	90.94	0.23	293.88
	1103	83.87	0.14	241.60

Выводы. Для определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам стационарных газодинамических исследований предлагается использовать интегрированные системы моделей индикаторной кривой с учетом априорной информации. На примере стационарных газодинамических исследований скважины месторождения Тюменской области показано, метод идентификации с учетом априорной информации позволяет получить устойчивые оценки пластового давления и фильтрационных параметров пласта при малом числе режимов обработки, что сокращается время исследования скважин.

Литература

1. Гриценко А.И., Алиев З.С. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Сергеев В.Л., Ананьев А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.
3. Гаврилов К. С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт- скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета, 2012. – Т. 321. – № 5. – С.72 – 75.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ
СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

А.В. Нурмакин

Научный руководитель профессор А.Н. Лапердин

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

На месторождениях находящихся, на стадии падающей добычи часто приходится сталкиваться с проблемами эксплуатации скважин, обусловленными их обводнением и разрушением призабойной зоны. Как следствие возрастает роль контроля технического состояния скважин для своевременного проведения мероприятий по восстановлению их добычных возможностей. Для контроля содержания в продукции скважин механических примесей и жидкости проводятся газодинамические исследования скважин. Основными задачами этих исследований является [1]:

- Определение динамики количественных показателей содержания в потоке газа механических примесей и жидкости при различных дебитах скважины;
- Расчёт удельного содержания механических примесей и жидкости в продукции;
- Гранулометрический, минералогический и гидрохимический анализы пробы;
- Построение индикаторных диаграмм и графиков зависимостей, характеризующих производительность скважины, содержание в потоке газа механических примесей и жидкости в зависимости от дебита;
- Рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин (назначение технологических режимов, определение вида ремонтных работ и т.п.).

В период падающей добычи на качество газодинамических исследований влияет ряд факторов. К таким факторам относятся: наличие большого количества жидкости поступающей вместе с продукцией, ухудшение состояния забоя скважины, увеличение депрессии, падение пластового давления, наличие механических примесей в составе продукции, значительные гидродинамические потери. В настоящее время газовые скважины на месторождениях находящихся на стадии падающей добычи исследуются, главным образом, методом установившихся отборов, причем большинство с выпуском газа в атмосферу. Данная мера рассматривается, как вынужденная и связана с тем, что отсутствует возможность подключения каждой скважины к узлу замера для контроля расхода газа. Широкое применение при исследованиях скважин методом установившихся отборов получила установка «Надым». Но в настоящее время отсутствуют достоверные сведения о коэффициенте сепарации коллектора «Надым - 1», что ставит под сомнение результаты измерений содержания жидкости и песка в газе, сделанных с его помощью [1].

Так же данная установка не эффективна при больших объемах жидкости поступающей совместно с продукцией из скважины, так как объем мерных баков небольшой и составляет всего 20 литров. В большинстве случаев при большом содержании жидкости в продукции скважины, мерные ёмкости заполняются быстро, и по этой причине содержание жидкости выносимой на режиме определяется не корректно. В большинстве случаев при корректном проведении исследований скважин на установившихся режимах, количество жидкости в продукции должно увеличиваться с увеличением дебита и наоборот. Примерно зависимость изменения количества жидкости от дебита должна иметь вид, изображённый на рис. 1.

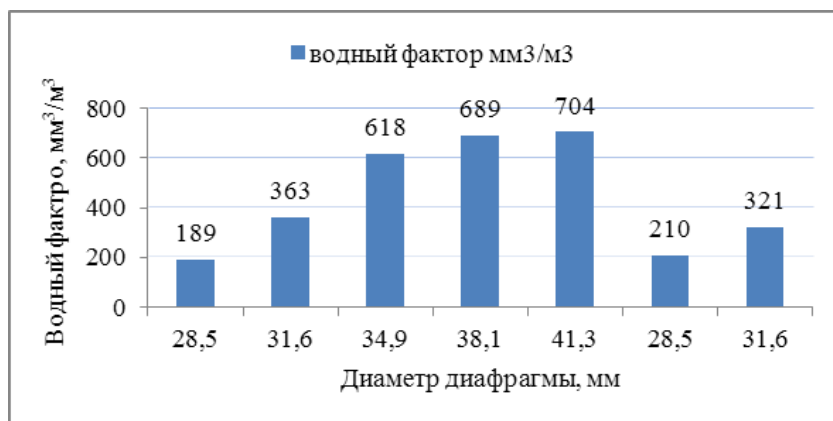


Рис. 1 Изменение водного фактора в зависимости от изменения диаметра диафрагмы

На рисунке 1 показано, как должно изменяться значение водного фактора в зависимости от изменения диаметра диафрагмы, используемой при исследовании скважин. При увеличении расхода газа (увеличении диаметра диафрагмы), увеличивается значение водного фактора – данная закономерность характерна для большинства скважин работающих в условиях падающей добычи.

Тем не менее, встречается нарушение данной зависимости – при увеличении дебита водный фактор уменьшается. Это связано с несоблюдением подготовительных работ перед исследованиями скважин. Для получения качественных результатов исследований скважин необходимо осуществить продувку скважин перед выполнением исследований. На практике же, не редки случаи, когда операторы для экономии времени либо не

совершают продувку либо не дожидаются очищения забоя от жидкости во время продувки и переходят к проведению исследований. В таких случаях, процесс очищения скважин происходит во время исследований, что вносит погрешность в результаты при определении водного фактора.

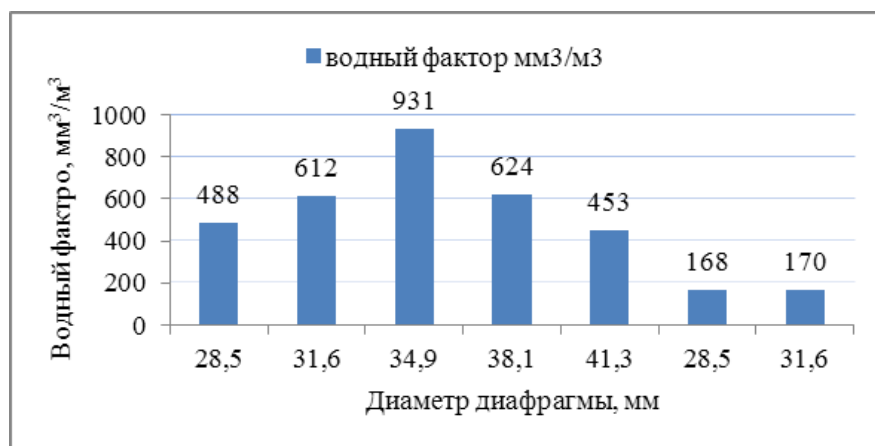


Рис. 2 Изменение водного фактора от изменения диаметра диафрагмы

На рисунке 2 продемонстрировано нарушение закономерности изменения водного фактора. В данном случае нарушение закономерности изменения водного фактора связано с недостаточным временем продувки скважины перед проведением исследований, и следовательно, очищение забоя от основного количества жидкости происходит в процессе исследований. Максимальное значение водного фактора $931 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ получено при работе на диафрагме диаметром 34,9 мм, а не на 41,3 мм на которой водный фактор составил $453 \text{ мм}^3/\text{м}^3$. В процессе исследований значения водного фактора на прямых режимах не совпадают со значениями на обратных режимах, что свидетельствует о погрешности в измерениях. На вышеописанном графике видно, что очищение призабойной зоны произошло на предпоследнем режиме. Соответственно первые шесть режимов не информативны и не могут быть использованы при интерпретации.

Не редки случаи, что время работы на режиме не достаточно для того чтобы определить водный фактор. Чаще всего оно меньше, чем необходимо для получения качественной информации. Например, при исследовании одной и той же скважины на одинаковых диафрагмах получены различные значения водного фактора. При исследовании скважины №011 на диафрагме диаметром 34,9 мм в течение 30 минут получили водный фактор равный $3102 \text{ мм}^3/\text{м}^3$, а при исследовании той же скважины при тех же условиях, но с периодом времени вдвое больше (60мин) получили водный фактор равный $5282 \text{ мм}^3/\text{м}^3$.

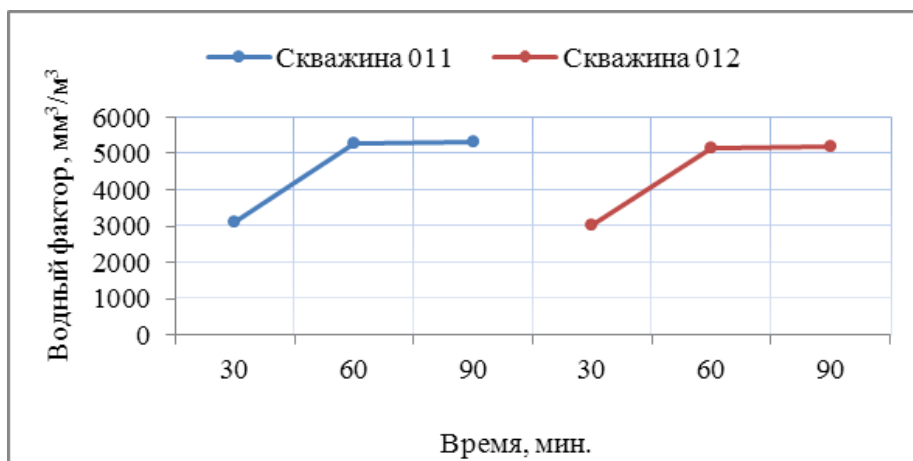


Рис. 3 изменение водного фактора в зависимости от изменения времени замера

На рисунке 3 видно, что недостаточное время работы скважины на режиме дает заниженные значения водного фактора в процессе исследований. При исследовании скважины №012 на диафрагме диаметром 34,9 в течение 30, 60 и 90 минут получены значения водного фактора 3040, 5150 и 5182 $\text{мм}^3/\text{м}^3$.

Для получения корректных результатов определения водного фактора необходимо проводить тщательную продувку скважины перед исследованиями, а время работы скважины на всех режимах, как прямых, так и обратных, должно составлять не менее 60 минут.

Неверное определение водного фактора при исследованиях скважин может привести к неправильному определению технологического режима работы скважины, вследствие чего могут возникнуть осложнения при

эксплуатации скважин. Получив качественные данные, определенными в результате исследования скважин на установившихся режимах фильтрации, мы сможем более рационально разрабатывать газовые месторождения.

Литература

1. Гриценко А. И., Алиев З.С. и др., Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. – 525с.

**ОСОБЕННОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

А.А. Павлов

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Западной Сибири широкое применение получили горизонтальные скважины это обусловлено необходимостью создания точных методик определения конструкции, длины, положения в пласте, потенциально возможных методов воздействия и достаточно точного и беспрепятственного исследования глубинными приборами. При этом методики в основном отвечают только некоторым критериям условий пласта и они не могут быть использоваться в больших долях успешности на объектах значительно отличающихся результатами эксплуатации горизонтальных стволов. Для ввода в эксплуатацию горизонтальной скважины с рентабельными показателями и при этом возникает необходимость провести дополнительные исследования и необходимость определения оптимального комплекса геолого-технического мероприятия.

Целью данной работы является изучение особенностей увеличения охвата пласта воздействием с применением горизонтальных скважин и поэтому следующие цели:

1. Причины широкого распространения горизонтальных скважин
2. Изучение фильтрации газа к горизонтальным скважинам
3. Рассмотрения схематизации притока газа к горизонтальной скважине

В основном ученые предполагают, что в сравнении с вертикальными скважинами при вскрытии продуктивных пластов горизонтальные скважины увеличивают производительность скважин в разы. Авторы, которые изучают горизонтальные скважины, отмечают то, что целесообразность горизонтальных скважин заключается в:

1. В повышении отбора нефти
2. В создании новой геометрии дренирования пласта
3. В росте производительности при наличии вертикальных трещин
4. Создает необходимые условия эксплуатации, где повышается нефтеотдача компонентов маломощных пластов
5. Рентабельность при горизонтальном бурении разработки пластов которые истощены, стоимость при горизонтальном бурении скважины будем сопоставима со стоимостью скважины вертикально пробуренной.

Также причиной является, что при наличии горизонтальном бурении ствол работы по интенсификации притока жидкости к забою могут дать лучше эффект, нежели в вертикальных скважинах, так как по длине горизонтального ствола можно произвести операции по гидроразрыву пласта, делая их один за другим или же их делать последовательно, начав с конца.[2]

Использование горизонтального бурения необходима, когда площадь для размещения скважины ограничена, как, например в труднодоступных районах и на шельфовых месторождениях.[1]

Трещины продуктивных пластов расположены в основном с определенной закономерностью. Поэтому при вскрытии трещиноватых пластов ствол горизонтальной скважины может быть ориентирован, исходя из главных направлений трещин[1]

Основными объектами горизонтального бурения является малорентабельные и неэкономичные для освоения вертикальными скважинами. Стоимость исследования составляет от 10 до 33 долл./м3. В большинстве случаев горизонтальные скважины при изучении месторождения предпочтительнее чем вертикальные.

В работах, которые посвящены фильтрации жидкости отмечают то что движении жидкости(флюида) в пористой среде происходит нарушение линейного закона градиентом давления и скоростью фильтрации, который установил Дарси. По утверждениям Ньютона, существует три вида движения в жидкой среде твердого тела:

1. При сопротивлении, пропорциональном первой степени скорости
2. При сопротивлении, пропорциональном второй степени скорости
3. При сопротивлении, пропорциональном частично первой и частично второй степеням скорости[1]

Данное утверждения было перенесено советским ученым М.М Великановым на фильтрацию жидкости в пористой среде.[2]

Нарушения линейной зависимости между скоростью фильтрации и градиентом давления подтвердили экспериментально.

С развитием работ по освоению месторождений нефти и газа в низкопродуктивных пластах в труднодоступных местах и шельфовых зонах, а также маломощных пластов возникла необходимость изучить фильтрацию газа при нелинейном законе сопротивлении к горизонтальным скважинам от притока к забою горизонтальной скважины, а также от притока к забою к вертикальной заключается в том что у горизонтальной

скважины есть интервал притока газа, который может достигать сотни метров. При такой протяженности интервала притока газа ставятся важные вопросы, которые связаны с установлением технологического режима работы горизонтальной скважины.

В горизонтальных скважинах законы линейной и нелинейной фильтрации сопротивления могут быть одновременно, но в различных частях ствола скважины. В конце ствола, из-за того что величина депрессии мала, величина квадратичного члена в уравнении притока будет линейная зависимость между скоростью фильтрации и градиентом давления. При приближении к участку, где происходит переход в вертикальное положение скважины больше будет влиять нелинейная связь между скоростью фильтрации и градиентом давления и которая в конечном счете будет преобладать над линейной.

У горизонтальных скважин линии тока искривлены вблизи скважины. Когда горизонтальная скважина вскрывает пласт, где полосовидная форма, полностью и при этом параллельно контурам питания, то в этом случае возможно три варианта их расположения:

1. Скважина одинаково удалена от контуров питания, от кровли и подошвы пласта
2. Скважина одинаково удалена от кровли и подошвы пласта, но находится на разных расстояниях от контуров питания
3. Скважина находится на разных расстояниях как от кровли и подошвы пласта, так и от контуров питания [1]

Есть еще универсальный способ замены истинной области фильтрации газа областью, которая может вызвать потери давления, которые аналогичны. В призабойной зоне горизонтальная скважина принимает гиперболической, либо параболический характер изменения мощности пласта, а за пределами зоны начинает рассматриваться плоскопараллельная фильтрация. Этим способом можно находить простые аналитические решения задач фильтрации газа при нелинейном законе сопротивления:

В результате проделанной работы сделаны следующие выводы:

1. Целесообразность горизонтальных скважин заключается в: повышении дебита, создании новой геометрии дренирования пласта, становлении рентабельным разработки низкопродуктивных пластов и почти истощенны
2. В горизонтальной скважине линейный и нелинейный закон фильтрации могут сосуществовать одновременно,
3. В горизонтальных скважинах существуют определенные линии тока которая находится вблизи скважины и если при этом пласт имеет полосовидную форму и если скважин может вскрыть ее полностью и параллельно контурам питания то существуют три варианта расположения

Литература

1. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин. // Э.И. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭГазпром.-1992.-вып.3-с.7-15.
2. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определения дебита горизонтальной газовой скважины, вскрывшей на произвольном расстоянии от кровли и подошвы полосовидный пласт. // Э.И. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭГазпром.-1992.-выт.4-с.6-11.

ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ЗА СЧЕТ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Н.М. Паклинов, А.А. Барышников, А.М. Ведменский

Научный руководитель профессор А.В. Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

На поздних стадиях разработки месторождений с геологически обусловленными трудноизвлекаемыми запасами нефти, так и на ранних стадиях разработки с физически определенными трудноизвлекаемыми запасами с целью извлечения наибольшего количества нефти за короткие сроки необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи пластов, отличающиеся повышенной управляемостью, энергоэффективностью и экологичностью.

Для залежей нефти с геологическими условиями, выраженными в макронеоднородности коллекторов, множественных водонефтяных контактах, разломах, тектонических экранах, применение заводнения не позволяет адресно воздействовать на зоны с остаточными запасами. Например, для месторождений с физически определенными затруднениями вытеснения, вызванными высокой вязкостью нефти, реологическими свойствами, высокой долей долей микрокапилляров, требуется прямое длительное действие на флюиды для стимуляции фильтрационных процессов за счет снижения вязкости, градиента сдвига и капиллярных сил.

Учитывая опыт экспериментов, проводимых в СССР и, несмотря на то, что они не получили широкого внедрения из-за большой доли «легкоизвлекаемых» запасов в то время, следует полагать, что эффективным методом повышения нефтеотдачи является воздействие на продуктивные пласты физическими полями [1]. Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) — один из методов интенсификации добычи нефти основанный на использовании резонансных свойств пласта. Технология разработана в середине 90-х годов при участии Санкт-Петербургского Государственного Горного Университета и ФГУП "НИИЭФА им.Д.В.Ефремова".

По эффективности является прямым конкурентом гидроразрыву пласта, но имеет ограничение по рабочей температуре в 120°C, что делает невозможным её применение на сверхглубоких скважинах (более 5 км)[2].

В основе технологии лежит гидравлический удар, за счет образования плазменного канала с образованием высокой температуры, плотности и давления, представляя собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а скажките плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе скважины способствует выносу кольматирующих веществ в ствол скважины.[1]

В лаборатории ТюмГНГУ создана экспериментальная научно-исследовательская установка влияния плазменно-импульсного воздействия на нефтесодержащие пласты. Данная установка имеет возможность использовать, как металлический проводник, так и метод Юткина. Установка состоит из высоковольтных конденсаторов, высоковольтных трансформаторов, высоковольтных резисторов, лабораторного автотрансформатора (ЛАТР).



Рис. 1 *Схема установки плазменно-импульсного воздействия*

На данный момент проводятся исследования на различных образцах горной породы. В процессе исследования участвует как полноразмерный керн, так и стандартный. В результате исследований наблюдаются следующие процессы: разогрев в зоне воздействия; ускорение гравитационной агрегации нефти.

Литература

1. Ащепков М. Ю. Дилатационно-волновое воздействие на нефтяные пласты: Дис. . д-ра техн. наук: 25.00.17. Уфа, 2003, – 140 с.
2. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 80 с.
3. Плазменно-импульсное воздействие.//[электронный ресурс]/ http://ru.wikipedia.org/wiki/Плазменно-импульсное_воздействие

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.П. Пащенко

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время основной проблемой на нефтяных месторождениях является относительно быстрое увеличение обводненности добываемой нефти. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вносит значительные осложнения в технологию механизированной добычи, сбора и подготовки товарной нефти. Одной из наиболее сложных задач, возникающих при подготовке скважинной продукции таких месторождений, является разрушение водонефтяных эмульсий, образующихся на различных стадиях обезвоживания. Для этого широко применяются различные деэмульгаторы. Особенно актуальными остаются вопросы поиска новых (более эффективных) деэмульгаторов, применяемых в процессах обезвоживания нефти, а также поиск альтернативных методов физического воздействия на эмульсии [1].

В данной работе исследуется эффективность деэмульгатора марки «ХПД-008(СН)» водонефтяных эмульсий. Данный реагент применяется в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в системе сбора и на установках подготовки нефти. Он представляет собой композицию из активной основы (смесь из блоксополимеров окиси этилена и пропилена с добавкой неионогенного ПАВ) и растворителей [2].

В качестве объекта исследования была использована модельная водонефтяная эмульсия, приготовленная искусственно. В качестве метода исследования применялся метод оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений. Преимущества данного метода анализа заключаются в прямых измерениях, для анализа требуется минимальное количество пробы; модульная система позволяет проводить ручные измерения по изображениям, а также статистическую обработку результатов измерений.

Водонефтяные эмульсии были приготовлены из высокосмолистой нефти путем перемешивания на экстракторе ПЭ-8000 в течение 10 минут со скоростью вращения вала 3000 об/мин и дистиллированной воды с содержанием 30%, 40% и 50 %.

К полученным эмульсиям был добавлен деэмульгатор в количестве 0,108 %, после чего смесь тщательно перемешали. В первую очередь были изучены образцы эмульсий без добавления деэмульгатора. Затем наблюдения проводились для каждой пробы водонефтяной эмульсии, полученной после её 30-ти и 60-ти минутной стабилизации. В образцах измерялся диаметр капель воды и проводился дисперсионный анализ исследуемой системы (больше 1000 измерений на каждый образец). Для каждой концентрации эмульсии были проведены микрофотографии внутренней структуры. По визуальным наблюдениям фотоснимков, можно сделаны выводы об изменении диаметра капель воды в эмульсии (рис. 1).

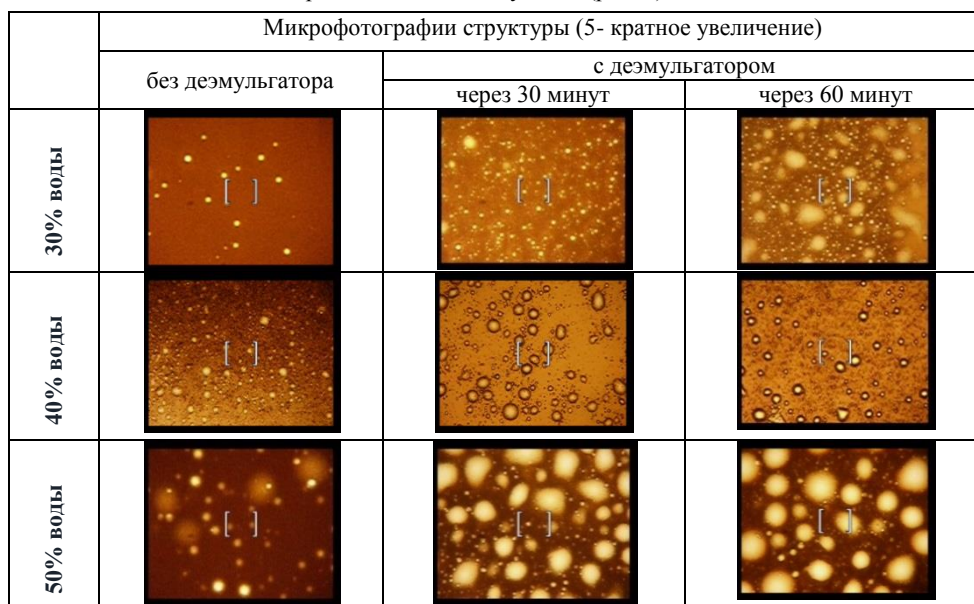


Рис.1 Микрофотографии структуры глобул воды в водонефтяных эмульсиях

По результатам измерений были получены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам. Из полученных графиков можно сделать вывод, что в эмульсии с концентрацией 30% максимум приходится на долю частиц размером 22 мкм. После добавления деэмульгатора количество крупных частиц уменьшилось, но образовалось много новых мелких частиц размером до 10 мкм, что показалось аномальным. В эмульсии с концентрацией 40% и 50 % все происходило иначе: сначала максимум приходился на долю частиц размером 12 мкм, а затем маленькие частицы стали коалесцировать, образуя более крупные глобулы размером больше 24 мкм [3].

Для изучения влияния деэмульгатора на реологические свойства, был приготовлен еще один образец эмульсии из нефти с месторождения «Линейное», содержание воды в котором составило 30%. К полученной эмульсии был добавлен деэмульгатор в количестве 0,054% и 0,108%. После чего был проведен дисперсионный анализ, а также измерена вязкость данной эмульсии с помощью программируемого вязкозиметра. После обработки данных, полученных с помощью вязкозиметра, была построена зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига (рис. 2)

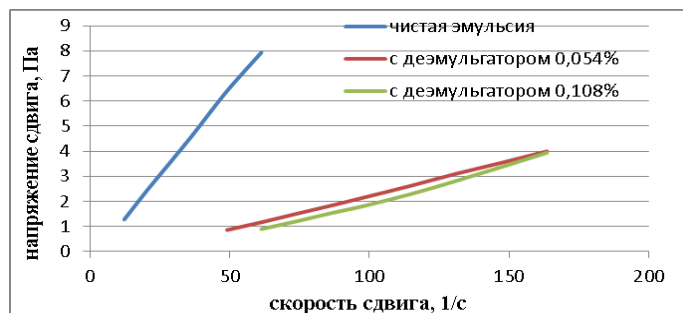


Рис. 2 Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига

Метод оптической микроскопии позволил наиболее точно определить форму, размер, строение и относительное количество глобул воды в эмульсии, посредством микрофотографий, и на основе этих данных

получить дифференциальные кривые распределения. Кроме того, было установлено, что высокосмолистая с небольшой вязкостью нефть образует эмульсии, которые впоследствии эффективно разрушаются при добавлении деэмульгатора. Максимальная эффективность деэмульсации наблюдается в эмульсиях с концентрациями воды близкими к 40% и 50%.

Литература

1. *Афанасьев Е.С.* Факторы стабилизации и эффективность разрушения водонефтяных эмульсий: автореф. дисс. канд. технич. наук., Астрахань-2013.-3 с.
2. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-008 по ТУ 2458-032-69415476.-Производство ООО «Когалымский завод химреагентов».
3. *Пащенко А.П.* Исследование эффективности деэмульгатора водонефтяных эмульсий методом оптической микроскопии// Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр – М.: ИПКОН РАН. – 2014. С.323-327.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ
 КОЛЛЕКТОРА ПОСЛЕ ГЛУШЕНИЯ НА МОДЕЛИ ПЛАСТА**

А.В. Пестерев, Д.Н. Мезенцев, Е.В. Тупицин

Научный руководитель А.Г. Скрипкин

**ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск,
 Россия**

Глушение скважин является предшествующим технологическим процессом перед любым видом ремонтных работ, в результате которого при помощи жидкости глушения (ЖГ) создается противодействие на пласт с целью предупреждения выброса нефти. Важным вопросом при глушении скважин является сохранение или минимальное ухудшение коллекторских свойств пласта. Минимизация ухудшения проницаемости коллектора в призабойной зоне после глушения осуществляется по двум направлениям: 1) подбор ЖГ; 2) целенаправленное воздействие на околоскважинную зону, в частности повышение депрессии на пласт. Однако эффективность восстановления призабойной зоны пласта зависит не только от характеристик закачиваемого состава, но и от проницаемости слагающих пласт пород.

Цель работы – на основе лабораторных данных оценить восстановление проницаемости модели продуктивного пласта после глушения с увеличением депрессии на пласт. Для исследования фильтрационных свойств коллектора было отобрано 15 образцов керна терригенных продуктивных пластов четырех месторождений Томской области. Подбирались образцы с проницаемостью соответствующей средней проницаемости продуктивного пласта, $K_{пр}$ по газу = $(13,2 \div 222,8) \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент пористости образцов $K_p = (16,3 \div 30,7)$ %. Пластовая температура $T_{пл} \sim (55 \div 92)^\circ$ С. В качестве ЖГ были рассмотрены вода сеноманского горизонта и составы на ее основе с добавками гидрофобизаторов. Фильтрационные исследования проводились на установке, позволяющей моделировать пластовые давление и температуру. Эксперимент состоял из следующих этапов, которые моделируют технологические операции глушения скважины: 1) определение проницаемости $K_{пр1}$ по нефти при остаточной водонасыщенности; 2) закачка ЖГ в противоход движения нефти в количестве 3 поровых объемов с последующим выдерживанием в течение 24 часов; 3) вытеснение ЖГ нефтью с дальнейшим определением проницаемости $K_{пр2}$ по нефти при перепадах давления $\Delta P = 0,05; 0,1; 0,3$ МПа.

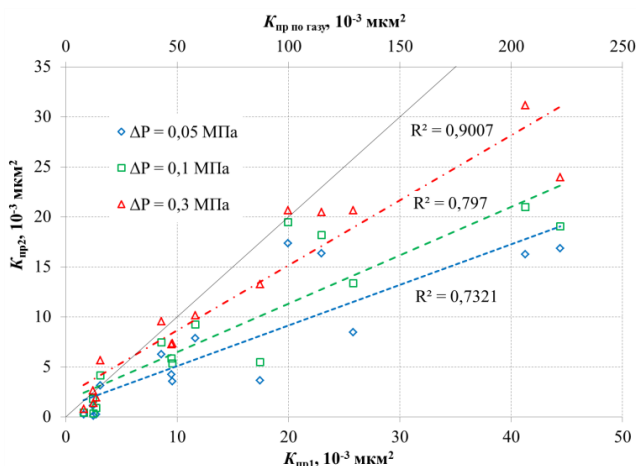


Рис. 1 Зависимость проницаемости по нефти после воздействия ЖГ от проницаемости по нефти до воздействия ЖГ

Результаты проведенных экспериментов приведены на рисунке 1. Анализ полученных данных показал, что аппроксимирующие прямые лежат ниже прямой с единичным наклоном, это свидетельствует о снижении проницаемости по нефти после воздействия ЖГ на водной основе. Выявлено, что с ростом $K_{пр1}$ восстановление проницаемости коллектора после глушения снижается. Такая тенденция объясняется тем, что при обратном

вытеснении ЖГ нефтью, последняя прорывается по крупным порам и блокирует фильтрат ЖГ в мелких и средних. Установлено, что проницаемость коллектора восстанавливается пропорционально увеличению перепада давления. Восстановление проницаемости, по-видимому, обусловлено тем, что с ростом градиента давления в фильтрацию вовлекаются поры меньшего диаметра, из которых вытесняется ЖГ.

Таким образом, результаты лабораторных исследований показывают, увеличение депрессии на пласт является эффективным способом восстановления проницаемости коллектора после глушения для образцов керна с проницаемостью $K_{пр по газв} = 50 \cdot 10^{-3}$ мкм² и выше. Для коллектора с $K_{пр по газв} < 50 \cdot 10^{-3}$ мкм² восстановление проницаемости слабо зависит от депрессии на пласт.

АНАЛИЗ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НОВОГОДНЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.С. Полякова

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири является закачка газа под высоким давлением в сочетании с заводнением. В условиях Западно-Сибирского нефтегазового региона с его значительными ресурсами природного газа и наличием месторождений, удовлетворяющих геолого-физическим условиям применения водогазового воздействия (ВГВ), промышленное внедрение метода может существенно увеличить коэффициент извлечения нефти.

В нашей работе рассмотрены результаты исследований по оценке эффективности водогазового воздействия и выбора этапа разработки для использования данного метода нефтеотдачи применительно к нефти пласта ЮВ₁¹ Новогоднего месторождения, а также проведен анализ влияния соотношения давления насыщения и пластового давления на применение ВГВ. Объект ЮВ₁¹ является основным объектом разработки месторождения, на который приходится 55,2 % геологических запасов нефти. С ноября 2006 по ноябрь 2007 проводились опытно-промышленные работы по применению водогазового воздействия с последовательной закачкой вытесняющих агентов на двух участках пласта ЮВ₁¹. На момент проведения ВГВ большая часть фонда работала с обводненностью от 80 до 90%. В целом закачка газа на опытно-промышленном участке оказалась неэффективной. Вследствие сложившегося к началу закачки газа распределения пластового давления. Рассмотрено несколько причин, по которым водогазовое воздействие на пласт не привело к положительному эффекту. Во-первых, само водогазовое воздействие начало применяться на поздней стадии разработки опытного участка, когда обводненность уже составляла свыше 90 %. Во-вторых, не было учтено давление насыщения, которое было равно пластовому давлению. В связи с этим были смоделированы в гидродинамическом симуляторе Roxar Tempest More v7.0 несколько моделей, на которых можно отследить, каким образом может влиять применение ВГВ на пласт при давлении насыщения равном пластовому давлению, а также, если давление насыщения будет ниже пластового давления.

Период расчета составил 10 лет.

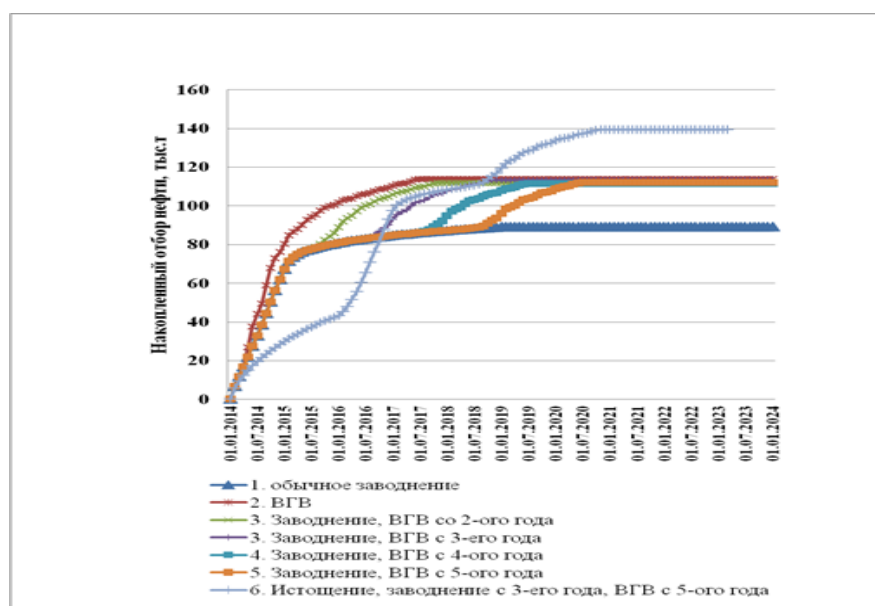


Рис. 1 Графики накопленной добычи по пятиточечному элементу с применением заводнения и водогазового воздействия при давлении насыщения ниже пластового

Из рисунка 1 видно, что при заводнении мы получили такой же накопленный отбор, что при ВГВ на пласт с начала освоения, а дальнейшее применение ВГВ способствует увеличению накопленного отбора ещё на дополнительные 20 тыс.т. нефти. Такие показатели можно объяснить тем, что при естественном режиме в работу

вовлекаются зоны нефтеносного пласта, которые при заводнении не вовлекались бы в разработку. Дальнейшее применение заводнения способствует к увеличению коэффициента охвата разрабатываемого пласта. С применением технологии ВГВ после заводнения, происходит увеличение коэффициента вытеснения, и в разработку начинают вовлекаться плохо проницаемые коллектора, что увеличивает накопленный отбор еще на 15%.

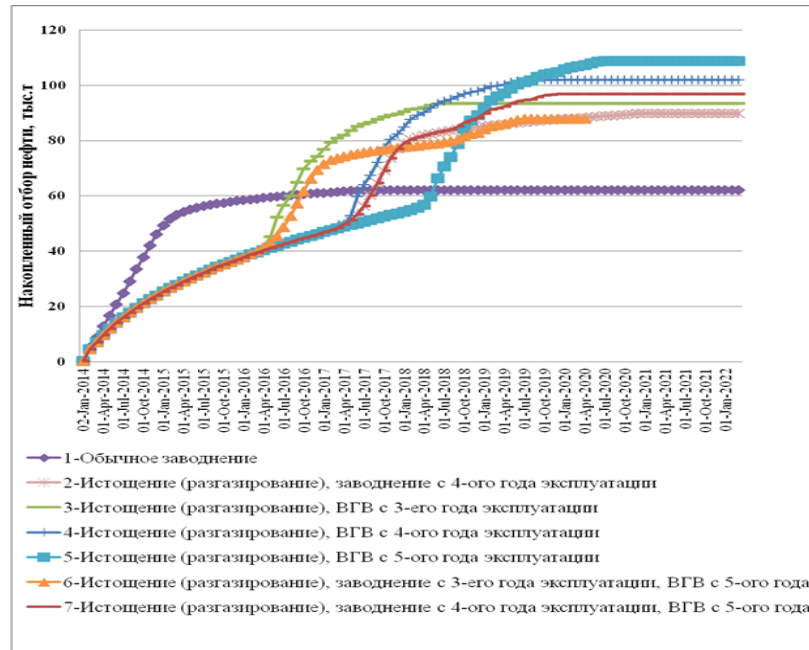


Рис. 2 Графики накопленной добычи по пятиточечному элементу с применением заводнения и водогазового воздействия при давлении насыщения равном пластовому давлению

Из рисунка 2 видно, что применение водогазового воздействия было бы эффективнее для объекта ЮВ₁¹ на 35% по сравнению с заводнением, если бы оно применялось сразу же после эксплуатации месторождения на естественном режиме. Если смоделировать ситуацию разработки Новогоднего месторождения, это диаграммы 6 и 7, то можно увидеть, что применение ВГВ после заводнения может характеризоваться невысокой дополнительной добычей. Результат по накопленному отбору нефти будет тем выше, чем дольше пласт работает на естественном режиме. Данные варианты представлены на диаграммах 3, 4, 5.

Недропользователям, разрабатывающим верхнеюрские отложения на различных месторождениях Западной Сибири, стоит обратить на метод ВГВ пристальное внимание при условии, если пластовое давление будет на порядок выше давления насыщения. Также ВГВ должно носить не локальный, а массовый характер, охватывая большую часть месторождения, что минимизирует затраты на применение этой технологии, так как компенсация произойдет за счет увеличения нефтеотдачи пласта.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

В.В. Поплыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Одним из наиболее распространенных и эффективных мероприятий по увеличению коэффициентов продуктивности и приемистости скважин является применение кислотных обработок. Кислотный состав растворяет часть породы и загрязнений, увеличивая тем самым проницаемость пласта. На территории Пермского края из карбонатных коллекторов добывается более половины углеводородного сырья. При этом карбонатные залежи в башкирских отложениях заметно отличаются глубинами, температурами, газонасыщенностью нефти и другими параметрами для одновозрастных горизонтов. Предельные значения геолого-физических параметров турнейских объектов приведены в табл. 1. Одним из наиболее распространенным способом повышения дебитов и коэффициентов продуктивности скважин в карбонатных коллекторах является их обработка соляной кислотой. В скважинах, эксплуатирующих башкирские отложения чаще прочих использовались составы ДН-9010 и ИТПС [1, 2, 4], эффективность их применения рассмотрим ниже.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика бакирских объектов

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	950...2104
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	0,7...15,6
Пористость, %	10...16,8
Проницаемость по керну, мкм ²	0,081...0,895
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,95...19,73
Газосодержание, м ³ /т	9,9...283
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,12...38,45

В работе проанализированы обработки кислотными составами 87 скважин, 59 из которых обработаны композицией ДН-9010, а 28 – ИТПС. Прирост дебита нефти при обработке составом ДН-9010 составил от 0,2 до 58 %, после воздействия композицией ИТПС добыча нефти выросла на 0,1 – 76 %. На всех скважинах эффект от воздействия по является положительным и не зависит от начального дебита скважин. Увеличение объема закачки ведет к монотонному росту дебита по нефти после обработки [3]. Результаты применения обоих реагентов достаточно близки. Динамика изменения обводненности после кислотной обработки представлена на рис. 4. Установлено, что на 17,2% скважин обводненность уменьшилась, а на 82,8 увеличилась в среднем на 22,1%. При использовании состава ДН-9010 обводненность увеличилась в среднем на 22,4%, при ИТПС - на 21,4 %. Проведен расчет среднего радиуса проникновения кислотного состава вглубь пласта, исходя из объема растворенной породы, приходящегося на 1 м эффективной толщины пласта. При расчётах плотность известняка принята 2300 кг/м³, плотность соляной кислоты 1073 кг/м³, также учитывалась ее концентрация в рассматриваемых составах. Масса закаченной соляной кислоты определена исходя из объема кислотного раствора, его концентрации и плотности кислоты. Масса растворенного известняка определена пропорционально из реакции соляной кислоты и известняка. Тогда объем растворенной породы:

$$V(\text{CaCO}_3) = \frac{m_{\text{CaCO}_3}}{\rho_{\text{CaCO}_3}},$$

где m_{CaCO_3} – масса растворенной породы; ρ_{CaCO_3} – плотность растворенной породы. Для перехода к радиусу проникновения реагента в пласт воспользуемся формулой:

$$V(\text{CaCO}_3) = \rho R^2 h (1 - m)$$

откуда

$$R = \sqrt{V(\text{CaCO}_3) / (\rho h (1 - m))}$$

где h – эффективная толщина; m – пористость, д.ед;

Анализ полученных результатов показал, что в среднем по проведенным обработкам радиус проникновения кислотного состава ДН-9010 составил 0,52 м, ИТПС - 0,65 м.

Продолжительность технологического эффекта после проведения обработок по ряду скважин превысила 3 года, составляя в среднем около 600 суток. Продолжительность эффекта ($T_{\text{эф}}$) определялась путем экстраполяции динамики изменения дебита нефти после кислотной обработки ($Q_{\text{нтм}}$) до значения этого дебита нефти по всем скважинам до обработки ($Q_{\text{н}}$).

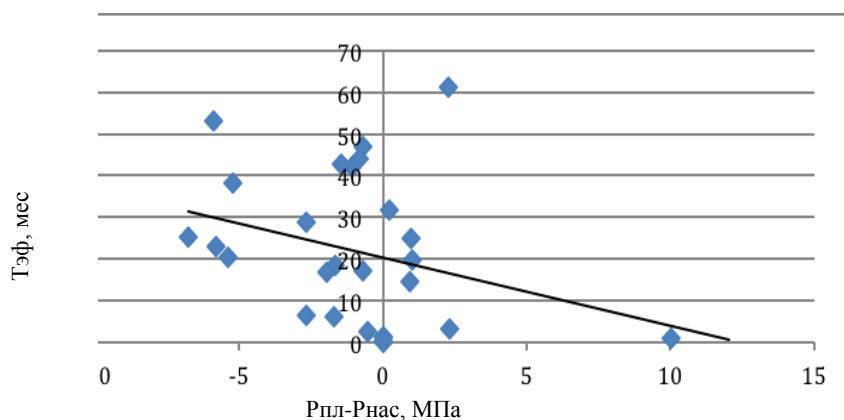


Рис. 1 Зависимость продолжительности прироста в добыче нефти после проведения кислотной обработки от разности пластового давления и давления насыщения

Продолжительность технологического эффекта возрастает с увеличением забойного давления и, соответственно, со снижением депрессии на пласт [4, 5]. В скважинах с пониженным значением пластового

давления технологический эффект от обработки получился выше (рис. 1), что связывается с повышенным начальным содержанием различных отложений в их призабойных зонах.

В результате проведенных в работе исследований сделаны следующие выводы:

- Результаты кислотной обработки зависят от геолого-технологических параметров эксплуатации скважин;

- Обводненность продукции скважин после кислотных обработок увеличивается;

- При низком значении пластового давления технологический эффект от проведения кислотной обработки увеличивается.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/004.9.

Литература

1. Поплыгин В.В., Давыдова И.С., Кузнецов И.В., Галкин С.В. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов бш нефтяных месторождений района ВКМКС//Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2010. – № 5. – С. 70 – 74.
2. Поплыгин В.В., Белоглазова Е.А., Иванова А.С. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технологических условиях// [Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело](#). 2014. – № 10. – С. 83 – 90.
3. Поплыгин В.В., Давыдова А.В., Пронин Н.В., Ваньков Д.Ю., Нечаева О.А., Носков В.С. Оценка эффективности проведения кислотных обработок в турнейских отложениях Пермского края//[Нефтяное хозяйство](#). – 2013. – № 1. – С. 78 – 79.
4. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Оценка рационального забойного давления для залежей с высокой газонасыщенностью нефти //Нефтяное хозяйство. 2012. – № 10. – С. – 104 – 105.
5. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. 2011. – №10. – С. 28 – 29.

ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНЫХ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ДЛЯ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ВЫСОКОГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТЬЮ В ПЕРМСКОМ КРАЕ

И.С. Поплыгина

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

**Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия**

Определение оптимального забойного давления ($P_{\text{опт}}$) добывающих скважин в сложных геолого-физических условиях является одной из важных задач при установлении технологических режимов их работы. При этом подразумевается, что с давлением равным или большим $P_{\text{опт}}$ возможна длительная без осложнений эксплуатация скважин в непрерывном режиме, при сохранении значений коэффициентов продуктивности ($K_{\text{прод}}$) близкими к их начальной величине и высоких темпов отбора извлекаемых запасов нефти.

При разработке девонских отложений нефтяных месторождений Урало-Поволжья за оптимальное забойное давление принимают величину $0,75P_{\text{нас}}$ [3, 8], что по опыту эксплуатации залежей с высокой газонасыщенностью пластовой нефти не всегда является оптимальным [1, 2, 4, 5]. Поэтому для таких залежей особый интерес представляет оценка рациональных значений забойного давления при эксплуатации добывающих скважин. Месторождения с высокой газонасыщенностью пластовой нефти на территории Пермского края расположены на севере, в основном, к площади распространения Верхнекамского месторождения калийных солей. Основными объектами разработки являются нефтенасыщенные терригенные продуктивные пласты бобринского горизонта.

Средние показатели, определяющие геолого-физическую характеристику указанных залежей нефти следующие:

Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с – 1,6;

Плотность пластовой нефти, кг/м³ – 775;

Газосодержание, м³/т – 120;

Проницаемость, мкм² – 0,3;

Давление насыщения нефти газом ($P_{\text{нас}}$), МПа – 14;

Начальное пластовое давление, МПа – 22,5.

Большая часть фонда добывающих скважин указанных выше месторождений эксплуатируется с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом. При этом из нефти выделяется газ, снижается фазовая проницаемость коллектора по жидкости, увеличивается вязкость нефти, проявляются деформационные процессы. В результате у добывающих скважин, при сниженных забойных давлениях, коэффициенты продуктивности и дебиты уменьшаются на 40...60 %. Снижение продуктивности отражается на производительности скважин. В результате снижения коэффициентов продуктивности и производительности скважин увеличиваются сроки выработки извлекаемых запасов нефти [1]. На основании полученных зависимостей изменения продуктивности скважин при изменении пластовых и забойных давлений разработана программа PrognozRNM для прогнозирования динамики продуктивности скважин и основных технологических показателей разработки нефтяных залежей. Адаптация работы программы PrognozRNM на эксплуатационных объектах показала вполне удовлетворительные результаты [2, 7] сопоставления прогнозных и фактических

показателей разработки. В программе PrognozRNM выполнены расчеты по оценке продолжительности сроков выработки 70% извлекаемых запасов для бобриковских объектов на территории ВКМКС. Результаты расчетов при реализации текущих систем разработки показали, что при снижении проницаемости коллекторов темп выработки извлекаемых запасов снижается, а срок их извлечения увеличивается (рис. 1).

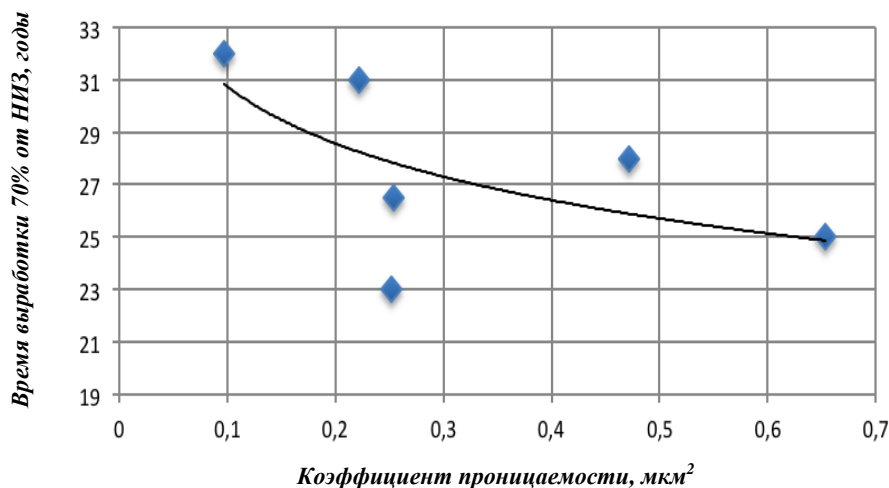


Рис. 1 Зависимость сроков выработки 70% извлекаемых запасов от проницаемости коллекторов

По результатам выполненных расчетов при различных значениях забойных давлений в добывающих скважинах (рис. 2) стоит отметить сокращение сроков выработки извлекаемых запасов при снижении забойных давлений ниже давления насыщения нефти газом. При этом забойные давления при которых достигаются минимальные сроки выработки 70% НИЗ по залежам существенно отличаются. Назовем полученные величины забойных давлений – оптимальными с точки зрения сроков выработки извлекаемых запасов нефти.

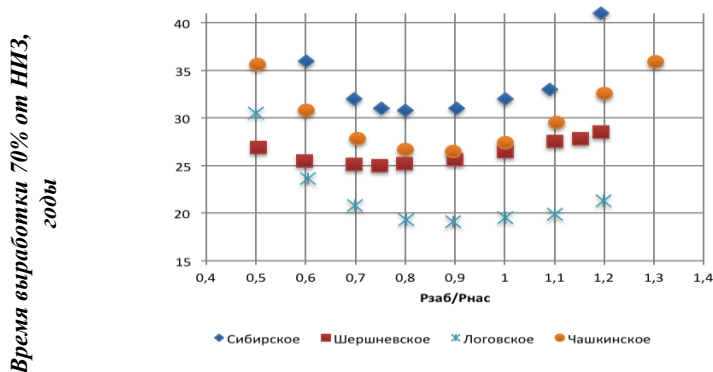


Рис. 2 Зависимость времени выработки 70% НИЗ от отношения $P_{заб}/P_{нас}$

Для основных по запасам бобриковским объектам разработки значения оптимального забойного давления изменяются в пределах 0,75...0,89 от давления насыщения нефти газом. Оптимальное забойное давление возрастает с увеличением газосодержания. Зависимости $P_{опт}/P_{нас}$ от других геолого-физических параметров продуктивных пластов, в том числе и комплексных обладают значительно меньшей корреляцией.

С учетом приведенных данных получено уравнение для оценки оптимального забойного давления в условиях месторождений севера Пермского края:

$$P_{опт} = (0,14 \ln G + 0,17) P_{нас},$$

где G – газосодержание пластовой нефти, м³/т.

Определение значений $P_{опт}$ в различных геолого-физических условиях создает основу для сокращения сроков выработки извлекаемых запасов нефти. Рассмотренные в работе месторождения находятся на территории распространения Верхнекамского месторождения калийных солей.

В условиях совместной разработки калийных и нефтяных залежей уменьшение сроков выработки запасов нефти при эксплуатации скважин с рациональным забойным давлением повышает уровень экологической и промышленной безопасности процессов добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Чалов С.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при разработке залежей нефти с высокой газонасыщенностью // Нефтяное хозяйство. 2010. – №8. – с. 104 – 106.
2. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №8. – С. 120 – 122.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
4. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. 2011. – №3.
5. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 28–29.
6. Поплыгин В.В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья). Автореферат Дис. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2011. – 20 с.
7. Поплыгин В.В., Головизина А.А. Прогнозирование отборов нефти при разработке нефтяных месторождений с учетом изменения продуктивности скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – №8. – С. 24 – 26.
8. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. – М.: Недра, 1967. – 216 с.

**ИЗУЧЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА СВЕТОПОГЛОЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ОТ СОДЕРЖАНИЯ В НИХ АСФАЛЬТЕНОВ, ПАРАФИНОВ И СМОЛ**

А.В. Поступов, А.В. Максютин, Г.Ю. Щербаков

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

На современном этапе разработки нефтегазоконденсатных месторождений, при добыче нефти ключевой проблемой, приводящей к осложнениям в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений. Их формирование приводит к снижению общей производительности системы эксплуатации и нарушению технологических режимов. Сегодня в области борьбы с отложениями асфальтенов, смол и парафинов ведутся работы по двум направлениям: предупреждению (замедлению) образования отложений и их удалению. В данной работе освещается один из наиболее эффективных методов удаления: химический с применением реагентов растворителей, подбор которых производят, учитывая тип отложений, который классифицируется по комплексному параметру.

Этот параметр выражает отношение массового содержания в растворе нефти парафинов к суммарному содержанию асфальтенов и смол.

Асфальтосмолопарафиновые отложения в зависимости от содержания составляющих (значения комплексного параметра) принято подразделять на три класса [3]:

- асфальтовый – отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол меньше единицы $P/(A+C) < 1$;

- парафиновый - отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол больше единицы $P/(A+C) > 1$;

- смешанный - отношение массового содержания парафинов к сумме содержащихся асфальтенов и смол близко к единице $P/(A+C) \sim 1$, где P , A и C - содержание (массовое) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Определение типа отложений в традиционной практике является достаточно трудоемким, длительным и не точным методом, в связи с чем, необходимо создание новых методик, позволяющих в наименьшие сроки получить достоверные результаты исследования химического состава. В лабораторной практике для определения химического состава нефтепродуктов в дополнение к химическим методам анализа часто используют такие оптические свойства, как цвет, коэффициент (показатель) преломления, светопоглощения, оптическая активность, молекулярная рефракция и дисперсия [2]. Важным достоинством проведения оптических исследований является то, что для проведения не требуется большого фонда оборудования. Изучение отобранных образцов можно проводить в непосредственной близости от скважины.

Авторами доклада проводились исследования оптических свойств скважинных отложений и моделей в зависимости от их типа. При этом использовалась методика многократных измерений оптической плотности и расчета коэффициента светопоглощения, которая включала отбор и подготовку проб скважинных отложений, лабораторные измерения их оптической плотности и коэффициентов светопоглощения, а также интерпретацию полученных лабораторных данных. Фотометрические способы измерения основаны на сравнении поглощения при пропускании света эталонными (раствор сравнения) и исследуемыми растворами. Коэффициент поглощения фотометрируемым раствором измеряют с помощью спектрофотометров и фотоколориметров. При пропускании света через слой вещества его интенсивность уменьшается. Уменьшение интенсивности является следствием взаимодействия световой волны с частицами (атомами и молекулами) вещества, в результате которого часть световой энергии передается веществу. Лабораторные исследования на начальном этапе включали в себя выделение компонентов отложений в чистом виде по методу Маркуссона. Методика заключается в том, что на первом этапе навеска АСПО массой 10 г переносится в колбу, добавляя 40-кратное количество петролейного эфира. Колба нагревается в течение 30 минут на колбонагревателе с обратным холодильником, содержимое не доводится до кипения и отстаивается в темном месте в течение 16 часов. После содержимое фильтруется через заранее взвешенный фильтр синяя лента, а фильтрат собирается в отдельную колбу. На фильтре остаются

асфальтены, масла, смолы, парафины. Парафины отделяются с помощью промывки горячим петролейным эфиром. Далее этот фильтр промывается горячим бензолом тем самым отделяются, упариваются и взвешиваются асфальтены. Таким образом с помощью данной методики были получены компоненты для подготовки моделей, с различным содержанием парафинов, смол и асфальтенов в соответствии с классификацией. Комплексный параметр имел следующие значения: 0,5; 0,9; 1; 1,1; 1,5.

Для определения коэффициента светопоглощения и оптической плотности использовался спектрофотометр UNICO-1201. В качестве растворителя использовался четыреххлористый углерод. Измерения оптической плотности и коэффициента светопропускания растворов нефти производились в монохроматическом свете длиной волны от 320 до 1000 нм. Коэффициент светопоглощения исследуемого раствора нефти рассчитывается из соотношения Бугера-Ламберта-Бера. Зависимость коэффициента светопоглощения от длины волны для смешанного типа отложений показана на рис.1. Методика многократных измерений заключается в неоднократных исследованиях коэффициента светопоглощения растворов нефти в заданном. Это позволило применить основные формулы статистики для обработки лабораторных данных [4].

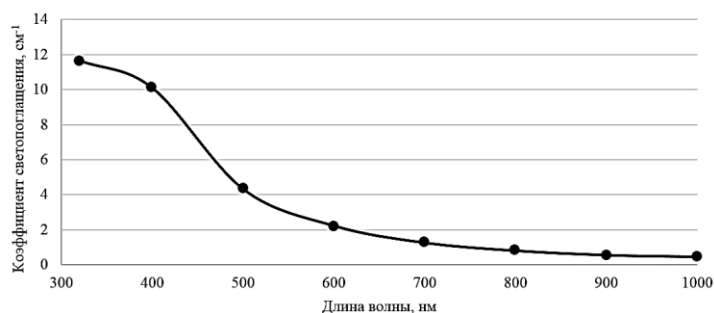


Рис. 1 Зависимость коэффициента светопоглощения от длины волны для модели смешанного типа

Были проведены исследования оптических свойств моделей с различным комплексным параметром. Установлено, что с увеличением данного параметра происходит снижение коэффициента светопоглощения, так как происходит снижение содержания асфальтено-смолистых веществ [1]. На рис.2 представлен график зависимости K_{sp} от типа нефти при длине волны 400 и 500 нм.

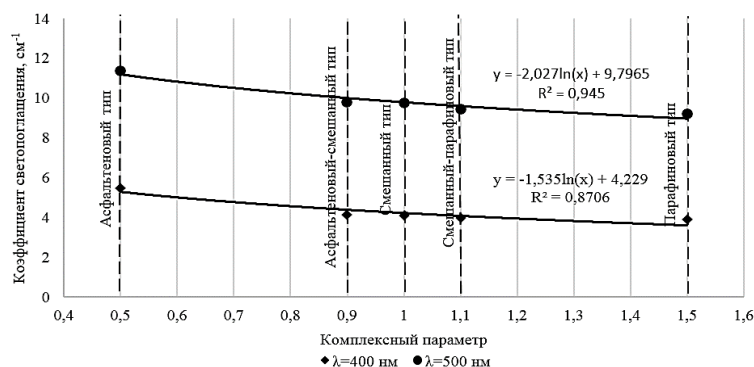


Рис. 2 Зависимость коэффициента светопоглощения от типа нефти

Полученные зависимости дают возможность для разработки методики, позволяющей определять тип органических скважинных отложений. Результаты исследования могут быть использованы для повышения эффективности применения химических методов борьбы с органическими отложениями.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых-кандидатов наук (МК-315.2014.5).

Литература

1. Бурханов Р.Н. Оптические свойства нефти // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института, Альметьевск: АГНИ, 2012. Т. IX. Ч. 2. С. 238-248.
2. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1970.
3. З.Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамудинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с.

4. Щербakov Г.Ю., Бурханов Р.Н. Закономерности изменения оптических свойств нефти при разработке нефтеносного пласта // Материалы научной сессии студентов АГНИ по итогам 2012 года. Часть 1. - Альметьевск: АГНИ, 2012.- с. 135-137.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.Ю. Романова

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время в нашей стране интенсивно ведется процесс разработки нефтяных месторождений путем заводнения. Более 90% добычи нефти осуществляется на объектах с применением этого метода. Эффективность разработки методом заводнения во многом зависит от геологического строения коллектора. Наряду с большим расходом воды на добычу нефти заводнение дает низкие результаты при высокой неоднородности пластов и повышенной вязкости нефти. В сильно неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя невытесненную нефть в малопроницаемых слоях, участках, зонах. Неравномерные прорывы воды имеют место также и в однородных пластах при повышенной вязкости нефти за счет неустойчивости фронта вытеснения. Это приводит к тому, что участки нефтяных залежей за фронтом заводнения представляют собой бессистемное чередование заводненных высокопроницаемых и нефтенасыщенных менее проницаемых слоев и зон. За счет первоочередной выработки высокопродуктивных высокопроницаемых коллекторов все большее количество остаточных запасов переходит в категорию трудноизвлекаемых. В таких условиях сложившиеся стационарные системы разработки месторождений становятся малоэффективными [2].

Одним из эффективных и недорогих способов увеличения коэффициента охвата и сокращения удельных расходов воды на добычу нефти является метод циклического (нестационарного) заводнения [1].

В данной работе оценивается «чистый» эффект от нестационарного заводнения (НЗ) без дополнительных воздействий, таких как обработки призабойных зон и выравнивание профиля приемистости за счет закачки гелеобразующих составов. Для оценки эффективности была построена гидродинамическая модель в программном комплексе «Tempest More», схожая по строению и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) с коллекторами Западной Сибири (юрские отложения). Была рассмотрена только послойная неоднородность (Рис.). Рассмотрены различные варианты применения технологии НЗ, основанные на особенностях геолого-физических свойств коллектора, а также условиях проведения данного метода [3].

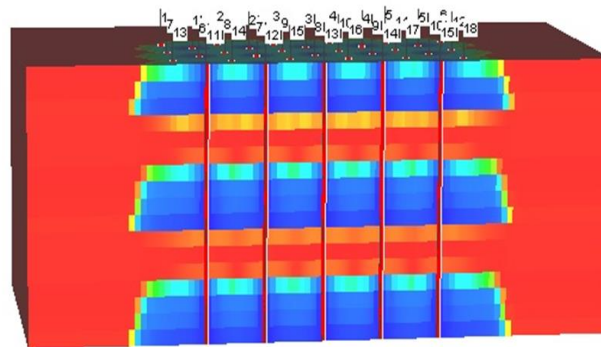


Рис. Базовый вариант гидродинамической модели

Результаты расчетов показали, что только по одному из вариантов на поздней стадии разработки достигается незначительный прирост добычи нефти (85 т) по сравнению с обычным заводнением. По всем остальным вариантам наблюдается отрицательный эффект, уменьшение добычи нефти по сравнению с базовым вариантом. Для более точной оценки влияния степени выработки запасов на эффект нестационарного воздействия, данное мероприятие было проведено на более ранней стадии, через 5 лет от начала разработки при обводненности 78%. Прирост нефти был достигнут также только по одному варианту, однако эффект был существенно выше и составил 460 т. Таким образом, нестационарное заводнение в чистом виде без проведения дополнительных мероприятий может характеризоваться как положительным, так и отрицательным эффектом, что говорит о необходимости тщательного подбора вида НЗ. Также доказано, что на ранних стадиях разработки эффективность НЗ выше.

Литература

1. Ибрагимов Н.Г., Хисамутдинов Н.И., Тазиев М.З., Жеребцов Ю.Е., Буторин О.И., Владимиров И.В. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 122 с.

2. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2008. – 208 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ

Д.Ю. Русинов, А.А. Куницких

Научный руководитель доцент С.Е. Чернышов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Состояние цементного кольца за обсадной колонной влияет на герметичность разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и изоляцию обсадных колонн от пластовых флюидов [1, 3]. Разрушение тампонажного камня приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам, преждевременному обводнению продукции нефтедобывающих скважин и т.п. Поэтому тампонажный камень должен обладать, во-первых, низкой проницаемостью, во-вторых, хорошей адгезией к горным породам и обсадной колонне, в-третьих, высокими прочностными показателями [2]. Перспективным направлением повышения прочности цементного камня является ввод в тампонажную смесь ультрадисперсных минеральных добавок [4]. Тонкомолотые минеральные добавки-уплотнители могут активно участвовать в процессах структурообразования и заполнять пространство между частицами цемента, уплотняя тем самым его структуру.

В работе [5] были исследованы следующие минеральные добавки: кварцевая мука марки КМ-0,05 (ОАО ТД «Кварц»); метакаолин марки MetaCem 85С (ООО «ХимПартнеры»); микрокремнезем неуплотненный марки МК-85; пудра оксида кремния (ПОК) (ООО «МАН»).

Испытания проводились на цементе марки ПЦТ-I-G-CC-1 (ОАО «Сухоложскцемент»). Химический состав цементного порошка: трехкальциевый силикат – 52%, трехкальциевый алюминат – 2,4%, и четырехкальциевый алумоферрит – 14,9%, 30,7% остальное. В качестве базовой рецептуры использовался цементный раствор с В/Ц=0,49, в который кроме цементного порошка входили гидроксипропилцеллюлоза (0,2% от массы вяжущего) и силиконовый пеногаситель (0,03% от массы вяжущего). Минеральные добавки вводились в сухую смесь в количестве 1, 1,5, 2, 3, 5, 7, 10% от массы цементного порошка. Исследования прочности камня на изгиб проводились на образцах-призмах размером 20x20x80 мм, выдерживаемых при температурах 24 и 70°C в ванне с пресной водой. Прочность камня определялась по результатам испытаний на изгиб как среднее арифметическое трех лучших результатов из четырех. Испытания проводились через 24, 48 и 72 часа твердения.

Анализ результатов проведенных исследований позволил определить оптимальные концентрации минеральных добавок для достижения максимальной прочности, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Изменение прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу при оптимальных концентрациях минеральных добавок

Добавка	Температура, °С	Концентрация, %	Прирост прочности, %
Кварцевая мука	24	1	8,2
	70	2	23,7
Метакаолин	24	7	21,4
	70	10	22,6
МК-85	24	10	10,1
	70	3	9,1
ПОК	24	5	39,1
	70	10	50,4

Оптимальный объем добавки кварцевой муки составляет 1% для температуры 24°C и 2% для температуры 70°C. Прочность на изгиб увеличилась на 8,2% и 23,7% в условиях низких и умеренных температур соответственно. Повышение прочности цементного камня при умеренной температуре объясняется увеличением активности кварца (кварц становится активной добавкой при температурах выше 60°C) и соответственно его участием в структурообразовании, то есть происходит химическое взаимодействие кристаллов портландцемента с частицами кварца.

Хорошие прочностные показатели на изгиб с добавкой метакаолина были получены при его содержании в смеси 10% и 7% соответственно для «горячих» и «нормальных» условий (таблица 1). Прирост прочности на изгиб составил 22,6% и 21,4% для 70°C и 24°C соответственно. По химическому составу метакаолин представляет собой аморфный силикат алюминия ($Al_2O_3 \cdot SiO_2 \cdot nH_2O$), что обуславливает его участие в формировании структуры камня. Обладая высокой удельной поверхностью и высокой пуццолановой активностью, метакаолин повышает плотность структуры твердеющего раствора и связывает гидратную известь, что улучшает прочностные параметры камня.

Эффективно повышает прочность тампонажного камня добавка микрокремнезема марки МК-85 (таблица 1). Лучшие показатели с добавкой МК-85 достигнуты при его содержании в тампонажной смеси в

количестве 3% и 10% для 70°C и 24°C соответственно. Повышение прочности составило 9,1% для «горячих» и 10,1% для «нормальных» условий. Ввиду высокой дисперсности, микрокремнезем обладает хорошей водопоглощающей способностью. Для сохранения необходимой подвижности тампонажного раствора при содержании микрокремнезема более 5% дополнительно вводили поликарбоксилатный пластификатор в количестве 0,08% от массы цемента. Основным компонентом микрокремнезема является диоксид кремния аморфной модификации. Рост прочности камня объясняется мелким гранулометрическим составом (2 мкм) и высокой пуццолановой активностью микрокремнезема, что способствует его взаимодействию с гидроксидом кальция, образующимся при затворении цемента, и значительному уплотнению структуры камня.

Максимальные значения предела прочности на изгиб достигнуты при вводе в тампонажную смесь 5% и 10% добавки пудры оксида кремния соответственно для температур 24°C и 70°C. Относительно базового состава прочность выросла на 39,1% для «нормальных» и 50,4% для «горячих» условий. ПОК представляет собой ультрадисперсный порошок, состоящий из наносферических частиц размером менее 0,5 мкм. В его составе содержится не менее 85% аморфного оксида кремния.

Увеличение прочности тампонажного камня на изгиб связано с малым размером частиц и повышением активности ПОК при умеренных температурах. Пудра обладает высокой водопоглощающей способностью, поэтому для обеспечения требуемых значений растекаемости тампонажного раствора при содержании ПОК более 5% дополнительно вводился поликарбоксилатный пластификатор в количестве 0,16% от массы цемента. Предполагается, что для достижения максимальной прочности тампонажного камня в цементе должны присутствовать добавки различного гранулометрического состава.

Поэтому дальнейшие исследования проводились с комбинацией добавок, показавших лучшие результаты. Были проведены исследования со следующими комбинациями минеральных добавок для повышения прочности цементного камня: метакаолин/ПОК; кварцевая мука/метакаолин; МК-85/кварцевая мука, с соотношением компонентов 20/80 соответственно, установленным посредством моделирования. В качестве базовой рецептуры использовался аналогичный цементный раствор. Минеральные добавки вводились в сухую смесь в количестве 3, 5, 7 и 10% от массы цементного порошка.

По данным проведённых опытов установлено, что оптимальный объём добавки состава метакаолин/ПОК 10% для «нормальных» и «горячих» условий, увеличение прочности составило 28% и 9,1% соответственно (таблица 2). Однако при добавке чистой пудры оксида кремния наблюдался больший прирост прочности, поэтому применение данной комбинации минеральных добавок в этом соотношении нецелесообразно.

Таблица 2

Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу при вводе минеральных добавок

Температурные условия, °С	3%	5%	7%	10%
Добавка метакаолин/ПОК				
24	11,8	19,3	20,8	28
70	0,3	7,8	8,5	9,1
Добавка кварцевая мука/метакаолин				
24	-9,2	7,5	12	24
70	2,5	11	17	19
Добавка МК-85/кварцевая мука				
24	13	15	2,8	9,6
70	6,8	12	2,9	11,3

Оптимальное содержание добавки кварцевой муки/метакаолина в растворе составило 10% для 24°C и 70°C. Повышение прочности составило 24% и 19% соответственно для 24°C и 70°C. Сочетание этих добавок уступает прочности отдельных добавок в «горячих» условиях, но в «нормальных» данная комбинация увеличивает прочность на изгиб по отношению, как к кварцевой муке, так и к метакаолину. По результатам исследования прочностных показателей цементного камня с добавкой комбинации МК-85/кварцевая мука лучший эффект получен при вводе 5% добавки. Прирост прочности составил 15 и 12% соответственно для «нормальных» и «горячих» условий. Для 24°C использованием такого сочетания минеральных добавок удалось добиться повышения прочности, по отношению как к кварцевой муке, так и МК-85, однако, при добавке кварцевой муки в условиях умеренных температур достигнута большая прочность. В процессе проведения опытов было выявлено увеличение прочности при использовании комбинаций добавок по отношению, как к базовому цементному камню, так и к цементному камню с использованием отдельных минеральных добавок. Поэтому дальнейшие исследования будут направлены на изучение влияния комбинаций представленных минеральных добавок в различных соотношениях с моделированием актуального гранулометрического состава.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/004.9 от 12.01.2015 г.

Литература

1. Крапивина Т.В., Крысин Н.И., Чернышов С.Е., Куницких А.А. Основные направления повышения качества заканчивания скважин на месторождениях и площадях Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №8. – С. 26 – 28.
2. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н. Тампонажные составы для проведения изоляционных работ на нефтедобывающих скважинных // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – №1. – С. 53 – 61.
3. 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 – 37.
4. Мелехин А.А. Тампонажные работы в нефтяных и газовых скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – №1. – С. 62 – 67
5. Чернышов С.Е., Куницких А.А., Русинов Д.Ю. Влияния минеральных добавок на прочностные показатели цементного камня // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №8. – С. 20 – 23.

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА СКВАЖИНАХ
МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****С.Ю. Рябов, Р.М. Шайхисламов, С.В. Репчук**

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Иванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяной комплекс России - наиболее важная структурная составляющая экономики страны, а также один из ключевых факторов обеспечения жизнедеятельности. Всё больше в нефтяной отрасли проявляются негативные тенденции: качественно ухудшается сырьевая база; коэффициент извлечения нефти (КИН) снижается; эксплуатационные скважины переводят в категорию бездействующие и консервируют. По международным оценкам легкоизвлекаемые запасы составляют около 11 млрд. т. Истощение запасов легкоизвлекаемой нефти ведет к тому, что обеспечить российскую нефтяную промышленность такими ресурсами можно примерно на 22 года. Лишь 15% из всех новых месторождений будут экономически эффективными, большинство новых месторождений относят к разряду мелких и мельчайших месторождений, либо содержащих сверхвязкую нефть.

В связи с тем, что в России основные крупные месторождения нефти с каждым днем становятся всё более выработанными, актуализируется вопрос освоения мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которые являются малорентабельными.

Масштабный ввод в эксплуатацию малорентабельных месторождений позволит: стабилизировать текущую добычу нефти, увеличить использование прогрессивных технологий и инновационных методов повышения нефтеотдачи, получить дополнительный прирост налогов и поступлений в бюджеты различных уровней, создать новые рабочие места, повысить загрузку предприятий смежных отраслей, реализовать принципы рационального недропользования. В России большой опыт создания и реализации различных технологий повышения нефте-, газо- и конденсатоотдачи.

Разработанные новейшие отечественные программы выбора ГТМ по фонду скважин, часто ориентирующиеся на возрастание добычи углеводородов путем поиска объектов (блоков, участков) с наибольшей продуктивностью и максимальными остаточными запасами, которые при разработке меньше зависят от технического несовершенства или сложности конструкций скважин. Для оптимального выбора комплекса ГТМ [2] нужно создать банк нефтегазовых технологий, который включает в себя данные о существующих эффективных отечественных и зарубежных научно-технических и технологических решениях.

Главными критериями при выборе скважин для проведения первоочередных ГТМ рекомендуется принимать:

- большая текущая нефте-газонасыщенная толщина;
- наличие неперфорированных интервалов пласта в скважине в условиях отсутствия или затрудненной гидродинамической связи с перфорированным пластом;
- большое расстояние между перспективным участком и добывающими скважинами;
- высокий коэффициент песчаности;
- высокая проницаемость пород-коллекторов;
- высокая потенциальная продуктивность разреза или участка;
- большие извлекаемые запасы УВС на единицу насыщенной толщины и др.

Из набора вышеуказанных параметров выбираются основные, определяющие дальнейшую рентабельность рекомендуемого ГТМ. А для этого необходим комплексный подход, учитывающий геологические, технико-технологические и экономические особенности разрабатываемых объектов.

Изложенные ниже подходы к формированию программы ГТМ основаны на решении трех основных задач:

Первая задача – геологическая, связанная с получением адекватной геологической модели. Решить эту задачу можно построив локальную геологическую модель участка месторождения в районе исследуемой скважины, а именно: изучить геологическое строение продуктивных пластов, построить схемы корреляций, геологических разрезов, структурных карт и карт нефте-газонасыщенных толщин, геолого-статистических

разрезов и т.д. Решение данной задачи позволяет оценить начальные запасы нефти и газа на рассматриваемом участке и в окрестности скважины.

Вторая задача – технологическая, решив ее можно получить информацию о добычных возможностях участка в районе исследуемой скважины.

Для решения второй задачи необходимо:

- проанализировать технологические показатели эксплуатации исследуемой и близлежащих скважин;
- проанализировать и сопоставить интервалы перфорации скважин;
- проанализировать стандартные и специальные гидродинамические исследования скважин;
- построить зависимости, характеризующие геолого-технологические условия эксплуатации скважины;
- построить карты текущих отборов жидкости, текущей плотности запасов нефти и т.д.

Решение данной задачи позволяет оценить текущие запасы нефти и газа на рассматриваемом участке и в районе скважин, а также структуру этих запасов. При решении второй задачи основными анализируемыми показателями работы нефтяных скважин являются:

- текущая обводненность продукции (менее 50 %; 50-95 %; более 95 %);
- накопленная добыча нефти (менее 5 тыс.т; 5-25 тыс.т; 25-100 тыс.т; более 100тыс.т);
- процент безводной добычи нефти (более 10 %; менее 10 %) или входная обводненность (менее 5 %, 5-10 %, более 10 %);
- характер обводнения скважины (постепенный, стабильный, быстрый);
- расположение скважины (нагнетательный ряд, 1 ряд, зона стягивания, одиночная, ЧНЗ, ВНЗ, ГНЗ, ГНВЗ);
- пластовое и забойное давления, наличие АВПД или АНПД, динамический уровень жидкости в стволе скважины;
- газовый фактор (низкий – менее 50м³ /т, средний – 50-200 м³ /т; высокий – более 200 м³ /т, газовый режим работы скважины – более 500-600 м³ /т);
- устьевое (буферное) давление (низкое – менее 2 Мпа, среднее – 2-4 Мпа, высокое – более 4 Мпа);
- техническое состояние эксплуатационной колонны (качество цементации, наличие заколонных перетоков и др.)

Третья задача – аналитическая. Решив эту задачу можно понять характер выработки и структуру остаточных запасов нефти или газа участка залежи в районе исследуемой скважины. Для этого необходимо:

- проанализировать геолого-статистический разрез, вероятность обводнения пласта, возможность подключения интервалов в разработку;
- экспертно определить текущую насыщенность продуктивного пласта в районе исследуемой скважины, используя:

- а) прямые замеры (методы ИННК, углеродно-кислородный анализ: СО – каротаж, спектральный нейтронный гамма – каротаж, широкополосной акустический метод и т.д.);
- б) косвенные методы (обводненность продукции, анализ работы транзитных скважин и т.д.);
- в) методы трехмерного гидродинамического моделирования;
- г) методы характеристик по формулам Велджа [1].

Благодаря проведенным исследованиям можно построить геолого-технологическую модель участка месторождения, учитывающую гравитационные силы в районе исследуемой скважины, определяющую динамику обводнения пропластков и расположение пропластков с невыработанными, остаточными запасами нефти [4].

Известны следующие виды геолого – технологических мероприятий:

- оптимизация режима работы добывающей скважины;
- ремонтно-изоляционные работы;
- бурение дополнительного ствола;
- приобщение продуктивных пластов, других объектов эксплуатации;
- интенсификация притока;
- промысловые геофизические исследования;
- дострел продуктивных интервалов;
- возврат (перевод) скважины на вышележащий объект или углубление на нижележащий объект эксплуатации;
- оптимизация режима работы нагнетательной скважины;
- перевод скважины под закачку;
- перевод скважины в категорию наблюдательных, для контроля за режимом работы залежи, обводнением и др.;
- временная консервация скважины;
- ликвидация скважины;
- бурение новых скважин на недренируемых участках залежи, в том числе, с горизонтальным стволом и многозабойных.

Оценить технологическую эффективность ГТМ можно, узнав величину входного дебита нефти после мероприятия, дополнительную годовую добычу нефти, сокращение отборов воды. Целесообразность применения ГТМ определяется его стоимостью. Благодаря разработке и внедрению геолого-технологических мероприятий, даже на сложнейших с геологической точки зрения месторождениях, можно не только остановить снижение добычи нефти, но и стабилизировать ее [3].

Литература

1. Андреев В.А. О математическом описании процессов разработки нефтяных месторождений / Сб. научных трудов. Применение математических методов. Тюмень: Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, 1990. С.124-131. Грайфер В.И., Фаворский А.А., Шумилов В.А. Некоторые вопросы создания и функционирования отраслевого банка данных // Нефтяное хозяйство. 2003. № 10. С. 28-29.
2. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений – Тюмень, 2009. – 192с.
3. Мулявин С.Ф., Бяков А.В. Учет гравитационных сил в профильной задаче. // Сб. науч. тр.: «Основные направления НИР в нефтяной промышленности Западной Сибири». Тюмень: ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности», 1995. С. 25-27.

К ВОПРОСУ ОЧИСТКИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА

Е.П. Рябоконт, М.С. Турбаков

Научный руководитель доцент В.Д. Гребнев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Как показывает практика, добыча нефти сопровождается образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) [1, 2]. Если в трубопроводе (в том числе промысловом) создаются условия (изменение температуры потока, давления насыщения и степен гидрофобизации), которые нарушают равновесие, то наблюдается интенсивное образование АСПО, что приводит к полному перекрытию подъемных труб и кольцевых каналов в затрубном пространстве и требует проведение ремонтов по причине депарафинизации [4, 5]. В большинстве случаев эксплуатация промысловых нефтепроводов ослаблена образованием АСПО ввиду того, что смолы и асфальтены начинают выпадать уже в скважине.

Анализ применяемых в России и за рубежом технологий промысловой очистки нефтепроводов показал, что на фоне химических и физико-химических методов наиболее распространенным видом является механическая очистка скребком (табл. 1).

Таблица 1

Технологии очистки трубопроводов

Страна	Название объекта/месторождения, владелец	Применяемая технология
США	Поставляющий натуральный газ южный трубопровод, Техас	Внутритрубная очистка скребком
США	Трансаяльский нефтепровод	Внутритрубная очистка скребком и дефектоскопия
США	Транспортный трубопровод природного газа, Техас	Внутритрубная очистка скребком + химия
Абу Даби	«Умная» внутритрубная очистка трубопровода	Внутритрубная очистка и дефектоскопия
Индия	Проект трубопровода и ловушки конденсата месторождения Deen Dayal	Внутритрубная очистка и дефектоскопия
США	Оффшорный трубопровод на Западном Побережье	Внутритрубная очистка скребком + химические реагенты
Иран	Газопровод в Персидском заливе, Национальная Иранская нефтяная компания	Внутритрубная очистка скребком
Великобритания	Газопровод на месторождении Мунго, BP	Внутритрубная очистка скребком + гликоль
Ангола	Глубоководный нефтепровод, Консорциум Анголы по глубоководным вопросам	Внутритрубная очистка скребком
Бангладеш	Газопровод «Bakhrabad-Chittagong», Gas Transmission Company Ltd	Внутритрубная очистка скребком
США	Нефтепроводы месторождений Пенсильвании	Химические растворители, диспергаторы в сочетании со скребками

При механической очистке промысловых нефтепроводов от АСПО применяют трубные разделители, шары, щеточные и рессорные скребки, поршни, торпеды и очистительные устройства с движущимися реактивными лопастями.

Принцип действия одних основан на движении с потоком жидкости, удалении отложений с внутренней поверхности и их проталкивании (недостаток – разобщение промыслового нефтепровода), других – на удалении отложений, их разжижении и выносе потоком жидкости проходящей по байпасным отверстиям устройства (недостаток – точечное вымывание твердой фазы, смятие и уплотнение твердых осадков, низкая надежность

работы при продолжительном недостижении определенного перепада давления, что приводит к образованию ржавчины), следовательно, использование подобных устройств малоэффективно.

Для улучшения качества и ускорения процесса очистки внутренней поверхности промышленного нефтепровода перед устройством необходимо создать маловязкий мелкодисперсный поток жидкости с частицами парафинов, ржавчины и механических примесей. В очистительных устройствах с движущимися реактивными лопастями в отличие от торпед, поршней и разделителей размельченная твердая фаза перед устройством смешивается с перекачиваемой жидкостью и, образуя гомогенизированный поток, уносится по направлению движения.

В Пермском национальном исследовательском политехническом университете разработано устройство для очистки промышленных нефтепроводов от отложений парафина [8]. В промышленный нефтепровод устройство помещается через камеру пуска и извлекается через камеру приема соответственно. Движение в промышленном нефтепроводе происходит при создании разности давления на входе в устройство и на выходе из него по направлению движения жидкости. Через сквозную металлическую трубку, установленную в корпусе, часть жидкости попадает в полую лопасть с отверстиями, откуда вытекает с высокой скоростью, создавая реактивную силу вращения, обеспечивает очистку окончаниями лопастей внутренней стенки от парафина, смешивается с ним и превращается в гомогенизированный поток. Двойная система перепуска рабочей жидкости через металлическую трубку и лопасть обеспечивает надежное размытие и вынос отделенных АСПО.

Разность давлений и диаметр трубки определяют скорость продвижения устройства в промышленном нефтепроводе. Из трубки жидкость поступает в неочищенную часть нефтепровода, что обеспечивает промывку и вынос удаленного парафина с его внутренней поверхности. Таким образом, размельченный парафин не откладывается на внешней поверхности устройства, перед вращающейся лопастью, и не проталкивается по нефтепроводу, а размывается струей жидкости из трубки, что облегчает очистку его стенок. Давление, создаваемое на входе в устройство (до 6 МПа), способствует плотному контакту корпуса со стенками нефтепровода, не позволяя АСПО проникать в очищенную область, и проталкивает устройство, что обеспечивает качественную очистку.

Подобное устройство, только без лопастной перепускной системы было протестировано на нефтепроводе «Ножовка – Мишкино – Киенгоп» (Пермский край – Республика Удмуртия), пропускная способность которого после шести лет эксплуатации из-за отложений АСПО уменьшилась в два раза. Операция заняла 15 дней и начальная пропускная способность была восстановлена [2].

Устройство обладает перфорированной в продольном и поперечном направлениях вращающейся лопастью, создающей струи рабочей жидкости, что создает условия для ускорения прохождения устройства по промышленному нефтепроводу и обеспечивают более эффективную очистку его внутренней поверхности от отложений. Высокая проходимость устройства обуславливается его гибким корпусом и малой длиной (всего 0,6 м). Благодаря продолговатой форме устройство не может отклониться от прямолинейного движения (в сравнении с обычными очистительными шарами) при прохождении участков с ответвлениями. Устройство обладает простотой изготовления, габариты корпуса отливаются для необходимого диаметра трубопровода. При необходимости с целью подготовки отделяемой части АСПО от стенки промышленного нефтепровода перед запуском устройства рекомендуется провести обработку химическими реагентами.

На промышленных нефтепроводах так же через пусковые и приемные камеры, запускается упрощенный вариант устройства без перепускной системы, что приводит к полной очистке нефтепровода в местах искривлений, за счет малой длины гибкого корпуса.

Выводы:

Отсутствие трущихся деталей предложенного устройства по очистке промышленных нефтепроводов от АСПО и небольшое число соединительных узлов повышает надежность работы и срок службы нефтепровода.

Небольшая длина очистительного устройства обеспечивает качественную очистку промышленных нефтепроводов в местах его искривлений за счет малой длины его гибкой части.

Низкие себестоимость и ресурсоемкость делают устройство привлекательнее зарубежных аналогов.

Реагенты-депрессоры предотвращают рост кристаллов и образование твердых структур. Такие реагенты наиболее эффективны при низком содержании асфальтенов и смол в условиях температур выше температуры кристаллизации [3, 6].

Повышение эффективности мероприятий по предупреждению образования и удалению АСПО требует создания и функционирования системы промышленных и лабораторных исследований, контроля технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации систем сбора и транспорта нефти [7].

Литература

1. Ali S. A., Durham D. K., Elphinstone E. A. Test identifies acidizing-fluid/crude compatibility problems // Oil and Gas Journal. – 1994. – № 13. – P. 47-51.
2. Гребнев В.Д. Устройство для очистки промышленных и магистральных нефтепроводов // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 25-27.
3. Ерофеев А.А., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. К расчету распределения температуры насыщения нефти парафином в добывающих скважинах Сибирского нефтяного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – №5. – С. 57-60.
4. Иванов А.Д., Турбаков М.С. Удаление асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин Сибирского месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2006. – №1. – С. 37-40.

5. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Ерофеев А.А. Методика оценки глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №7. – С. 112-115.
6. Турбаков М.С. К выбору реагентов для предупреждения образования и удаления АСПО в добывающих скважинах // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – №1. – С. 118-121.
7. Турбаков М.С., Чернышов С.Е., Устькачкинцев Е.Н. Анализ эффективности технологий предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях Пермского Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – С. 122-123.
8. Устройство для очистки трубопроводов: пат. 2013118313 Рос. Федерация/В.Д. Гребнев, М.С. Турбаков, Е.П. Рябоконе, № 2531396/13, заявл. 19.04.2013; опубл. 27.09.2014.

ВЛИЯНИЕ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ПРОЦЕСС КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ В МОДЕЛЬНЫХ СИСТЕМАХ

Фам Тйен Тханг, Л.В. Чеканцева, А.М. Горшков

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из способов улучшения реологических свойств тяжелой нефти является применение присадок, которые препятствуют формированию осадка и тем самым снижают его количество. Поэтому важной исследовательской задачей является изучение влияния присадки на парафиновые компоненты, которые формируют нефтяные отложения в трубопроводах при снижении окружающей температуры. Целью работы являлось изучение влияния диспергирующей присадки С-5А на процесс кристаллизации парафинов в модельных системах. Объектом исследования были выбраны растворы медицинских парафинов в *n*-гептане разной концентрации (от 4% до 10% масс.), к которым добавлялось определенное количество присадки С-5А (от 0,03% до 2 % масс. раствора).

Методы исследования представляют собой измерение температуры застывания на приборе «Кристалл», разработанном в Институте химии нефти СО РАН, и температуры насыщения на приборе «Photocor Complex» Температура насыщения раствора парафином определялась по результатам измерения интенсивности рассеянного света. Относительная погрешность измерения температуры составляет 1%.

Прибор «Кристалл» включает в себя измерительную систему, основным элементом которой является головка датчика, и водяную баню для охлаждения. В процессе охлаждения вращающаяся головка датчика касается раствора. Скорость вращения головки уменьшается при охлаждении системы и по относительным значениям скорости вращения оценивается температура застывания. Результаты измерения в цифровой форме выдаются на экран прибора.

Согласно теории [1], измерение корреляционной функции флуктуации интенсивности рассеянного света позволяет определить характерное время корреляции, а затем и коэффициент диффузии рассеивающих частиц в жидкости. Если принять что все частицы имеют сферическую форму, радиус частиц можно определить в соответствии с уравнением Стокса-Эйнштейна [1, 2].

Температура насыщения жидкости парафином является основным параметром, характеризующим фазовое состояние «раствор – твердая фаза». Температура насыщения – это температура, при которой первый кристалл растворенного вещества (парафина) выделяется в отдельную фазу из жидкости. Кристаллизация парафина в изобарическом процессе происходит вследствие охлаждения или изменения состава раствора (вследствие добавления присадки С-5А). Ашмян и соавторы [3] указывают, что процесс образования твердой фазы зависит от массового содержания в нефти парафиновых углеводородов. При увеличении количества парафина в нефти температура ее насыщения парафином возрастает.

Результаты, полученные в данной работе, представлены на рисунках 1 и 2 и в таблице.

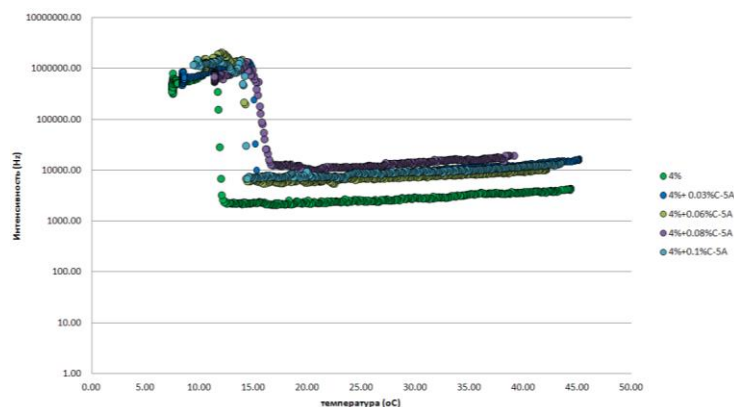


Рис. 1 Зависимость интенсивности рассеянного света от температуры в модельной системе, содержащей 4% парафина, при добавлении разного количества присадки

На рис.1 показано скачкообразное изменение интенсивности при фазовом переходе в процессе охлаждения модельной системы. Согласно теории Релея, интенсивность рассеянного света при прочих равных условиях зависит прямо пропорционально от их концентрации и от радиуса частиц как функция R^6 . Увеличение интенсивности на 3 порядка свидетельствует об увеличении радиуса частиц парафина а, следовательно, об их кристаллизации. Таким образом, наблюдающийся излом соответствует возникновению новой сосуществующей фазы: кристаллов парафинов. Можно предположить, что температура в этой точке является температурой насыщения.

Таблица

Температура застывания и температура насыщения в модельных системах

Концентрация парафинов, % масс.	Температуры застывания, °С			Температура насыщения, °С		
	Концентрация присадки, % масс.			Концентрация присадки, % масс.		
	Исходный	0,03	0,06	Исходный	0,03	0,06
4	-8,4	-15,0	-25,0	12,25	15,44	14,38
6	3,8	2,2	2,1	16,91	15,00	14,88
10	7,9	11,3	11,8	18,06	19,06	19,31

Из таблицы видно, что эффективность действия присадки на температуру застывания уменьшается с увеличением количества парафинов в *n*-гептане, а при достижении концентрации парафинов 10% масс. наблюдается обратный эффект: возрастание температуры застывания при увеличении концентрации присадки.

Такая же зависимость наблюдается для температуры насыщения растворов парафинов: температура насыщения прямо пропорционально растет при увеличении количества парафинов в системе при прочих равных условиях (таблица), что совпадает с выводами [3]. В большинстве случаев добавление присадки С-5А увеличивает температуру насыщения раствора парафином, что оказывает отрицательный эффект на систему.

В ходе работы было исследовано фазовое поведение присадки в системе парафины–гептан. Сущность эксперимента заключалась в определении интенсивности рассеянного света в первый момент времени до начала охлаждения (температура около 45°С) при изменении концентрации присадки в системе (рис. 2). С увеличением количества присадки С-5А интенсивность возрастает для всех исследуемых концентраций парафинов в растворителе. Резкий излом на кривых может указывать на существование критической концентрации мицеллообразования (ККМ).

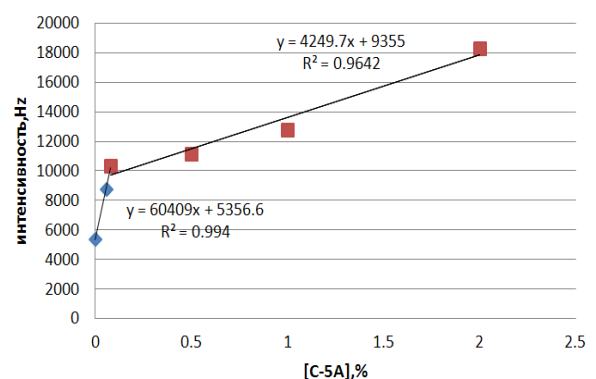
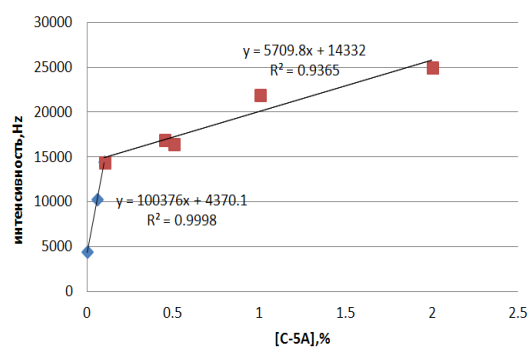


Рис.2 Зависимость интенсивности рассеянного света от концентрации присадки С-5А в растворах, содержащих 4% (а) и 6% (б) парафинов в начальной точке измерения

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- температура насыщения и температура застывания растворов парафинов возрастает при увеличении количества парафинов в системе парафины–гептан, что согласуется с данными других исследований [3];
- диспергирующая присадка С-5А в большинстве случаев отрицательно влияет на температуру насыщения растворов парафинами, в то время как на температуру застывания она оказывает положительное действие;

- величина критической концентрации мицеллообразования присадки С-5А в растворе уменьшается с увеличением количества парафинов в системе.

Формирование мицелл присадки С-5А в растворах парафинов в *n*-гептане оказывает существенное влияние на процесс кристаллизации парафинов и механизм действия присадки в целом. Подтверждение данного предположения требует дальнейших исследований.

Литература

1. Лебедев А.Д., Левчук Ю.Н., Ломакин А.В., Носкин В.А. Лазерная корреляционная спектроскопия в биологии – Киев.: Наукова думка, 1987. – 256 с.
2. Чадова Е.А. Точность и достоверность измерений размеров наночастиц методом корреляционной спектроскопии рассеянного света. Дипломная работа – Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, 2013. – 47 с.
3. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ЗАКАЧКОЙ СУХОГО АКТИВНОГО ИЛА НА ТУЙМАЗИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.И. Ходикова

Научный руководитель доцент О.С.Чернова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Туймазинское месторождение расположено в юго-западной части Башкортостана на территории Туймазинского района в 180 км от г. Уфы. Месторождение открыто в 1937 году. С вводом его в промышленную разработку Туймазинский район из сельскохозяйственного превратился в один из крупнейших промышленных районов Башкортостана. Основными населенными пунктами, кроме г. Октябрьского, являются г. Туймазы, районный поселок Серафимовский, станция Уруссу и другие. Ближайшей железной дорогой является линия Уфа – Ульяновск. Ближайший магистральный нефтепровод Усть – Балык – Уфа – Альметьевск. В географическом отношении изучаемая территория представляет холмистую равнину, расчлененную на отдельные гряды сетью рек, крупных и мелких оврагов. Абсолютная отметка 268 м. Климат района континентальный. Абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 40 градусов, а минимальная – минус 40 градусов. Снежный покров достигает 1,5 м, глубина промерзания почвы 1,5-2 м. Основной водной артерией является река Ик – левый приток реки Камы. Основными полезными ископаемыми являются нефть и строительные материалы. Последние представлены глиной, песком, известняком, песчаником и гравием. Некоторые глины пригодны для приготовления глинистого раствора, необходимого для бурения скважин. На Туймазинском месторождении скважинами вскрыты породы кристаллического фундамента R, девонской системы D, каменноугольной системы C, пермской системы P, четвертичной системы Q. Отложения кристаллического фундамента рифейской системы докембрия представлены биоситовыми парагнейсами и гранитами. На биоситовых гнейсах кристаллического фундамента несогласно залегают зеленовато - серые гидрослюдистые аргиллиты, которые переслаиваются с кварцево-палеошапатовыми алевролитами, присутствуют редкие прослои песчаников.



Рис. 1 Обзорная схема Туймазинского месторождения

Девонская система представлена средним и верхним отделами. Общая толщина отложений девонской системы изменяется от 310 до 450 м. Преобладают в разрезе карбонатные породы. Толщина терригенной части разреза составляет от 115 до 156 м. Каменноугольная система C представлена нижним, средним и верхним карбоном. Бобриковский горизонт C_1^{bb} кожимского надгоризонта C_1^{kzh} нижнего подъяруса C_1v_1 визейского яруса C_1v представлен терригенными отложениями-песчаниками, алевролитами с прослоями углистого материала. По литологическому составу толща расчленяется на две пачки: нижнюю пачку – аргиллито - глинистую и верхнюю песчано - алевролитно - глинистую. Мощность - от 10 до 16 метров. Пермская система P представлена нижней Пермью. Отложения четвертичной системы Q развиты по долинам рек и у подножья склонов. Литологически эти

отложения представлены песками, суглинками и глинами, редко галечником. Мощность от 8 до 10 метров. В настоящее время в пределах Туймазинского месторождения выявлено девять основных продуктивных объектов, при опробовании которых получены промышленные притоки нефти: пласты ДIII и DIV в отложениях старооскольского горизонта D_2^{st} , пласт ДII в муллинских отложениях D_2^{ml} , пласт DI в пашийских отложениях D_3^{ps} , продуктивный пласт в кровле турнейского яруса C_{1t} , продуктивная толща в терригенных отложениях нижнего карбона C_{1t} , бобриковский горизонт $C_{1^{bb}}$ кожимского надгоризонта $C_{1^{kzh}}$, в карбонатах заволжского D_3^{zv} и алексинского $C_{1^{al}}$ горизонтов. Пласт $C_{1^{bb}}$, общая толщина 11 м. Толщина пласта изменяется от 1 до 10 метров, при средневзвешенной толщине по месторождению 2,5 м. Максимальные толщины приурочены, как правило, и купольным участкам поднятий. Пористость по месторождению при подъеме запасов принята равной 0,23 доли единицы. Проницаемость составила 0,676 мкм². Коэффициент расчлененности составляет 1,5, песчаности 0,75. Туймазинское месторождение является многопластовым. В настоящее время эксплуатируются пласты DI, ДII, ДIII, DIV, песчаники бобриковского горизонта $C_{1^{bb}}$, известняки верхнефаменского подъяруса D_3fm_3 и турнейского яруса C_{1t} . Характеристика бобриковского горизонта ($C_{1^{bb}}$) представлена в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика бобриковского ($C_{1^{bb}}$) горизонта

Показатель	Бобриковский ($C_{1^{bb}}$) горизонт
Глубина залегания, м	1100
Тип залежи	стратиграфолитологический
Тип коллектора	песчаный
Пористость, долей	0,225
Проницаемость, мкм ²	0,676
Нефтенасыщенность, долей ед.	0,835
Коэффициент песчаности	-
Коэффициент расчлененности	1,5

Пластовая нефть терригенной толщи нижнего карбона характеризуется следующими свойствами: плотность – 864 кг/м³, вязкость – 12,4 мПа·с, давление насыщения – 6,3 МПа, газосодержание – 22,0 м³/т. В газах преобладают метан, этан, пропан. Сероводород присутствует в количестве 0,8 - 1,4 %, в пластовой нефти – 0,15 %. В целом нефти терригенной толщи нижнего карбона в среднем по Туймазинской площади высоковязкие (28,6 – 32,6 мПа·с при 20 °С), тяжелые (886 – 891 кг/м³), смолистые (12,0 – 13,2 %), парафинистые (3,2 – 3,5 %). Плотность воды бобриковского горизонта достигает 1176 кг/м³. В составе пластовых вод преобладают ионы хлора и натрия. Вязкость воды в пластовых условиях – 1,3 мПа·с. Свойства и характеристика поверхностных нефтей бобриковского горизонта $C_{1^{bb}}$ приведена в таблице.2. Характеристика нефтяного газа приведена в таблице 3.

Таблица 2

Характеристика поверхностных нефтей бобриковского горизонта $C_{1^{bb}}$ Туймазинского месторождения

Показатель	Бобриковский ($C_{1^{bb}}$) горизонт
Плотность при 20 °С	0,886
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	20
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	14,2
Газовый фактор, м ³ /т	21,5
Давление насыщения, МПа	5,6
Содержание, %	-
серы	2,8
смола	12,8
асфальтенов	5,1
парафина	3,4
Выкипает в процентах молей до:	-
100 °С	3,8
200 °С	19,3
300 °С	39

Таблица 3

Характеристика нефтяного газа

Показатель	Бобриковский (C_1^{bb}) горизонт
Относительная плотность, % мол.	1,191
Средний молекулярный вес, % мол.	35,7
углекислоты	5,1
сероводорода	0,7
азота	20,7
азота	23,62
пропана	20,1
и-бутана	2,78
н-бутана	8,21
и-пентана	1,67

Выделяются следующие стадии разработки Туймазинского месторождения: Первая стадия (1945 - 1955 г.) – характеризуется интенсивным ростом добычи нефти и с некоторым отставанием роста закачки воды – это период активного разбуривания залежи и освоения системы законтурного заводнения. К концу стадии суммарная добыча нефти достигла 40,1 млн. тонн, обводненность продукции не превышала 5 %. Вторая, основная стадия (1956 - 1967 г.). В этот период добыча нефти постепенно увеличивается и затем стабилизируется на 11,0 - 1,8 млн. тонн в год. Эти изменения обусловлены разбуриванием центральной части Туймазинской площади и мероприятиями по развитию системы внутриконтурного заводнения. К концу стадии суммарная добыча нефти достигла 154,2 млн. тонн, обводненность продукции возросла до 59 %. Третья, поздняя стадия (1968 - 1975 г.), характеризуется значительным снижением добычи нефти, интенсивным обводнением продукции и существенными изменениями показателей разработки во времени. К концу стадии из залежи было отобрано 201,7 млн. тонн нефти. Обводненность продукции достигла 90,3 %. Четвертая стадия характеризуется интенсификацией отбора жидкости в условиях прогрессирующего обводнения продукции. Максимальный отбор жидкости был достигнут в 1981 г. и составил 36,4 млн. тонн.

Пласт C_1^{bb} введен в разработку в 1951 году. Обводненность пласта C_1^{bb} составляет 83,06 %, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,289, при проектном значении 0,363. Остаточные извлекаемые запасы пласта составляют 912,64 тыс. т нефти. Максимальная добыча нефти по пласту в 1986 году, дальнейшая разработка пласта характеризуется резким снижением добычи нефти на фоне прогрессирующего обводнения добываемой продукции.

Таблица 4

Оперативные запасы на 01.01.2014 год по нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть»

Показатель	в т.ч. Туймазинское месторождение	НГДУ «Туймазанефть»
Запасы нефти на 01.01.2014 А+В+С1 начальные, тыс. т в т.ч. балансовые, тыс. т в т.ч. извлекаемые	651856 349398	1026034 511977
Запасы нефти на 01.01.2014 А+В+С1 остаточные, тыс. т в т.ч. балансовые, тыс. т в т.ч. извлекаемые	323522 21064	579509 65452
Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 год, тыс. т	328334	446525
Годовая добыча за 2013 год, тыс. т	564	1614
КИН начальный текущий	0,536 0,504	0,499 0,435
Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, %	94	87,2
Текущий темп отбора нефти, %	2,6	2,4
Текущая обводненность, %	89,7	84,7

Было остановлено 27 скважин с суммарным суточным дебитом 2292 тонн. Среднегодовая суточная закачка за 2014 г. составила 27496 м³/с. Снижение объема закачки в апреле-марте связано с ограничением закачки пресной воды по Туймазинскому и Стахановскому месторождениям на период весеннего паводка. В течение года произошло снижение действующего фонда нефтяных скважин на 146 единиц.

На рисунке 4 представлена динамика среднесуточной добычи нефти, жидкости, закачки по НГДУ «Туймазанефть». По состоянию из всех разрабатываемых месторождений за 2014 год добыча нефти составила 1614,624 тыс. тонн плюс 98,924 тыс. тонн к бизнес-плану, что на 203, 272 тыс. тонн или 14,4 % больше чем за 2013 год. Прирост добычи обеспечен дополнительной добычей за счет ввода новых скважин и проведенных ГТМ. На весь объем ГТМ, без новых скважин, за 12 месяцев 2010 года по бизнес-плану запланировано – 307,8 млн. руб., израсходовано – 456,5 млн. руб. Затраты на проведение 1 мероприятия фактически составили – 811 тыс. руб., при плане 832 тыс. руб. Отмечается снижение затрат на проведение одного ГТМ на 21 тыс. руб., а так же сверх плановая добыча составила 74,41 тыс. т нефти. Удельные затраты на 1 т нефти составили – 2,65 тыс. руб. при плане 3,14 тыс. руб.

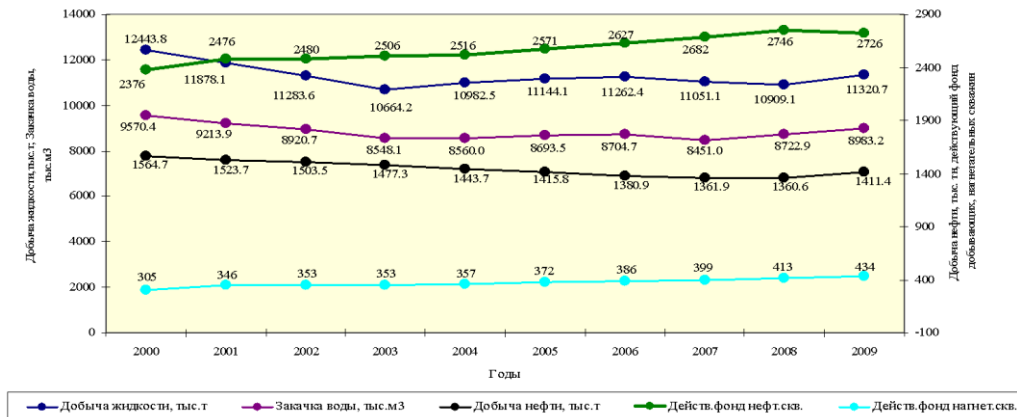


Рис. 2 Динамика основных показателей разработки НГДУ «Туймазанефть»

На рисунке 3 представлены показатели действующего фонда нефтяных скважин.

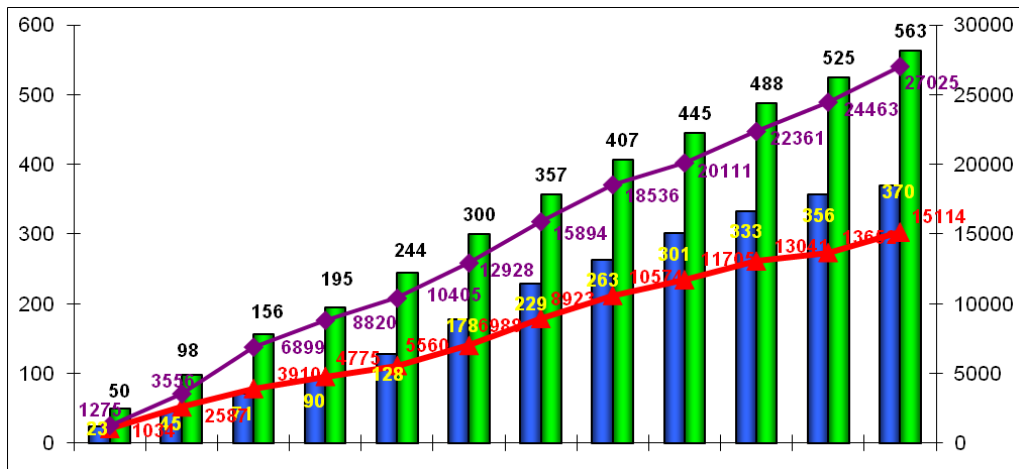


Рис. 3 Выполнение геолого-технических мероприятий по нефтегазодобывающему управлению «Туймазанефть»

За последние годы в НГДУ применялись различные методы увеличения нефтеотдачи. Причем, применение их зависит от многих факторов: геологического строения месторождения на поздней стадии эксплуатации, свойств коллектора и т.д. Все виды воздействия на призабойную зону скважин в ТУДНГ по технологии проведения можно объединить в следующие группы:

- физико-химические методы: закачка осадкогелеобразующей ком-позиции «КОГОР», закачка цеолита, закачка нефелина и композиции «цеолит+нефелин», обработки кислотой замедленного действия, закачка КСТ, закачка гипвана, дилатационно - волновое и вибросейсмическое воздействия, термоимплозионное воздействие на пласт, ЗГРП;
- микробиологические методы: закачка сухого активного ила, закачка биоПАВ;
- гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи: нестационарное (циклическое) заводнение и изменение направления фильтрационных потоков, создание обратного конуса, зарезка боковых стволов, бурение горизонтальных скважин.

Таким образом, выбор метода увеличения нефтеотдачи зависит от многих факторов, таких как, например, обводненность добываемой жидкости, геологических условий, коллекторских свойств продуктивных пластов.

В таблице 5 представлен отчет по по внедрению новых методов увеличения нефтеотдачи пластов по НГДУ «Тумазанефть» за 2014 год.

Таблица 5

Отчет по внедрению новых методов увеличения нефтеотдачи пластов по нефтегазодобывающему управлению «Тумазанефть» за 2014 год

Технология	2014 год			
	План года		Факт 12 месяцев	
	количество скважин	эффект, тыс. т	количество скважин	эффект, тыс. т
Микробиологические методы:				
закачка активного ила	14	7,5	12	5,22

Технология увеличения нефтеотдачи пластов с применением эмульсии биоПАВ предназначена для выравнивания профиля приемистости призабойной зоны и увеличения охвата пласта заводнением, за счет повышения вязкости и стабильности эмульсий, образуемых при смешении с водой в промытых зонах, а также увеличения фазовой проницаемости по нефти и снижения вязкости последней, вследствие гидрофобизации порового пространства и взаимодействия растворителя с отложениями асфальтосмолистых веществ и парафина (АСПО), что приводит в конечном итоге к увеличению нефтеотдачи пласта в условиях пластовых вод различной минерализации.

Областью применения технологии являются нефтяные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки при высокой обводненности нефти (80 % и более), с любой степенью минерализации пластовых вод.

В качестве одной из составляющей эмульсии является водный раствор биоПАВ КШАС-М (продукт жизнедеятельности бактерий рода *Pseudomonas aeruginosa* S – 7), содержащий полисахариды и поверхностно – активные вещества. Вторая составляющая эмульсии – неонол марки АФ 9-4 или АФ 9-6. Третья составляющая эмульсии – деэмульгатор ДЕВОН-1. Четвертая составляющая эмульсии – углеводородный растворитель (нефрас марки 150/330, ЖОУ и др.).

Композиция закачивается в нагнетательную скважину, продвигается в высокопроницаемых пропластках, в низкопроницаемых зонах глубина проникновения значительно меньше. Регулирование осадкообразования в пласте достигается величиной объема буферной оторочки пресной воды.

Закачка биоПАВ обеспечивает: - снижение поверхностного натяжения; - уменьшение межфазного натяжения на границе нефть - вода; - образование геле - и осадкообразования для селективной закупорки высокопроницаемых пропластков.

Закачка активного ила обеспечивает снижение обводненности добываемой продукции и повышение нефтеотдачи путем закачки биомассы в нагнетательные скважины.

Микробная масса, закачанная в пласт, распространяется и развивается в наиболее промытых зонах пласта, вследствие чего уменьшается их проницаемость.

Кроме того, газообразные продукты микробиологических процессов (CO_2 , CH_4) активно воздействуют на пластовые флюиды, повышая коэффициент вытеснения остаточной нефти. Критериям применения метода отвечают объекты, разрабатываемые с заводнением, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризующиеся неоднородностью коллектора, с проницаемостью в пределах 0,008...5,0 мкм², с минерализацией пластовой воды по NaCl свыше 100 г/дм³ с оторочками пресной или опресненной воды. Закачка активного ила обеспечивает: - снижение обводненности добываемой продукции и повышение КИН; - уменьшение промытых зон пласта; - повышение охвата пласта заводнением.

Следовательно, данный метод выполняет функции следующих следующих методов: микробиологических, физико - химических, гидро-динамических.

В таблице 6 представлены результаты закачки сухого активного ила за 2014 год, по скважинам которые отреагировали.

Анализируя показатели очагов каждой из нагнетательных скважин, следует, что эффективность воздействия может быть достигнута за счет:

-снижения процента воды в продукции скважины и снижения дебитов жидкости (попутно добываемой воды);

-увеличения отборов по жидкости и снижения обводненности продукции;

-увеличения отборов по жидкости и увеличения обводненности продукции.

По состоянию на 01.01.2014 года по пласту С1⁶⁶ Александровской площади добыто 67,663 тыс./т нефти, а с начала разработки добыто -21993 тыс./т нефти. Добыто жидкости 546,137 тыс. м³, а с начала разработки 123370,657 тыс.м³. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,315 при проектном 0,375. Применение технологии закачки сухого активного ила на Александровской площади Туймазинского месторождения (за периоды с 1986- 1991 г. и 2005 – 2014 г. дополнительно добыто 62,592 тыс. т нефти) [9].

В таблице 7 приведены показатели применения микробиологических методов увеличения нефтеотдачи в НГДУ «Туймазанефть».

Таблица 6

Результаты закачки сухого активного ила за 2014 год

Очаг	Реагирующие скважины	До воздействия			После воздействия			Дополнительная добыча, т/год
		Qж, т/сут	Qн, т/сут	В, %	Qж, т/сут	Qн, т/сут	В, %	
2723	2456	52,1	3,4	94,9	39,7	4,95	1,3	190,4
	3104	8,5	4,5	3,3	8,1	5,4	9,3	157,6
3167	686	236,7	2,3	9,3	150,6	10,5	4,6	2992,9
3111	3109	51,8	0,5	9,2	59,6	2	7,3	543,7
	3209	69,7	3,2	6,6	57,5	6,2	2,3	988,4
1379	1915	9,6	0,6	5	7,7	0,9	0,6	21,6
	799	64,6	5,7	2,8	94,2	11,6	9,9	2128,6
2215	2774	2,16	1,1	6,7	3,6	2,1	8,9	378,78
2511	2508	1,8	1,1	9	2,5	2,1	2,3	345,2
3171	2636	2,9	1,5	4,8	1,9	2	9,4	95,1
	2641	5,3	2,3	2,2	5	3,5	7,7	390,7
	2149	6,1	3,3	3,7	4,4	3,7	2,9	72,83
911	1363	72,9	3,5	5,5	95,1	5	7,9	85,28
1782	724	74,9	2,1	7,9	89,7	2,7	8,6	28
		357,7	27,1		375	40,6		

Таблица 7

Сравнительные показатели применения микробиологических методов увеличения нефтеотдачи в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть»

Вид обработки	2014 год	
	Количество обработок, Сква.	Эффект, тыс. т
БиоПАВ	5	5,159
Активный ил	12	5,22

Литература

1. Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров. - Москва: Недра, 1979. -312 с.
2. Бахтиярова Р.С. Становление научно-технического комплекса по увеличению нефтеотдачи пластов в Республике Башкортостан / Р.С. Бахтиярова, А.С. Беляева // Инновации и перспективы сервиса: сб. научных статей IV Международной научно-технической конференции. – У.: УГАЭС, 2007. –120 с.
3. Ибрагимов Г.З. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / Г.З. Ибрагимов. – Уфа, 1993. – 24 с.
4. Инструкция по применению эмульсии БиоПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. – Уфа: БашНИПнефть, 2005. –7 с.
5. Каплан Л.С. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев. – У: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 416 с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / В.И. Щуров. - Москва: Недра, 1983. - 510 с.

**ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ
Я.Г. Чепурной**

**Научные руководители старший научный сотрудник А.В. Богословский, доцент В.М. Галкин
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

При традиционных методах разработки месторождений, даже с нагнетанием воды в продуктивные пласты, около половины запасов нефти остается не извлеченными. В связи с этим важнейшей проблемой добычи нефти является повышение нефтеотдачи. Одна из основных причин низкой нефтеотдачи - капиллярные силы и неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и закачиваемой воды, приводящее к искажению фронта

нефтевытеснения и уменьшению объема охватываемых заводнением фрагментов пласта. Имеет значение и соотношение объемных и поверхностных реологических характеристик контактирующих жидкостей. Эти причины можно устранить введением водных растворов различных химических веществ. Из всего многообразия химреагентов одними из наиболее перспективных являются поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры и гелеобразующие составы (ГОС). Первые влияют на состояние поверхности раздела фаз и капиллярные силы (отмыв нефти от породы). Вторые – на объемные реологические характеристики (вязкость) и часто также имеют собственную поверхностную активность. Третьи изменяют гидродинамическое сопротивление заполненного объема и перераспределяют направление фильтрационных потоков в пласте (потокоотклоняющие технологии). При формировании межфазной поверхности «нефть-нефтевытесняющий раствор» ПАВ и другие компоненты состава адсорбируются на границе раздела, переходят в нефтяную фазу с характерным коэффициентом распределения. В свою очередь природные ПАВ адсорбируются со стороны нефтяной фазы и взаимодействуют с ними. Свойства поверхности раздела являются следствием состава и закачиваемого в пласт раствора, и нефти.

Используя специальные ПАВ или композиции можно получить весьма эффективное моющее действие при почти нулевом значении межфазного натяжения, однако поверхность раздела фаз (фронт) при этом теряет устойчивость. Чем эффективнее моющее действие, тем менее стабильна поверхность. В результате образуется термодинамически устойчивая так называемая микроэмульсия. При достаточно неравновесных начальных условиях (разнице химических потенциалов ПАВ в контактирующих фазах) возникает поток вещества через поверхность раздела. Такие самопроизвольно протекающие гидродинамические процессы (эффект Марангони) вызывают образование нестабильных эмульсий в условиях больших значений межфазного натяжения.

Возможная гидродинамическая неустойчивость и механическое перемешивание также провоцирует образование эмульсии, которая влияет на вытеснение нефти. Эволюцию столь сложной системы во многих случаях можно условно разделить на 2 этапа: 1-й - до потери устойчивости поверхности раздела, характерней чертой которого является уменьшение поверхностного натяжения; 2-й - после потери устойчивости, приводящей к образованию дисперсных систем. Таким образом, взаимодействие нефти и нефтевытесняющих жидкостей сложного состава может сопровождаться изменением макроскопической границы раздела, появлением среднего эмульсионного слоя, изменением вязкостей контактирующих фаз, и результат не поддается теоретическому анализу. Требуется физическое моделирование ситуации.

В настоящее время используются в основном насыпные 1D модели нефтевытеснения, когда в трубку диаметром много меньшим длины помещают измельченный керновый материал, насыщают его нефтью, и в дальнейшем вытесняют ее при температуре и давлении пласта [1]. Такой эксперимент дает необходимую информацию, однако довольно длителен и дорог. Требуется специальной конструкции высокого давления. 2D модели [2] еще более сложные. Для предварительного отбора перспективных составов нужны более простые конструкции. Возможная следующая последовательность использования предлагаемых простых моделей:

1. Статическая 3D модель без вынужденно движущихся потоков – стакан с наложенными жидкостями. Можно визуально наблюдать и фотографировать образование эмульсий, измерять значение вязкостей контактирующих объемов, межфазное натяжение и межфазную поверхностную вязкость, проводить стратификационные измерения.

2. Динамическая 1D линейная капиллярная модель. Состоит из параллельно соединенных капилляров разного диаметра на площадке оптического сканера. С помощью присоединенного компьютера можно наблюдать распределение потоков и отмыв капилляров в динамике.

3. Динамические 2D модели. Ячейка Хеле-Шоу. Плоская капиллярно-связная модель из прозрачных параллельных пластин с зазором, намного меньшим, чем их ширина с нетканым материалом между ними. Можно визуально наблюдать и фотографировать так называемое «фрактальное» вытеснение, образование «вязких пальцев».

Указанные модели были созданы. В качестве жидких компонент использовались подкрашенные вода и растительное масло.

Литература

1. Кувшинов И.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Технология покомпонентной закачки композиций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2013. №8. С 98-100.
2. A. Skauge, P.A. Ormehaug, B.F. Vik, C. Fabbri, I. Bondino & G. Hamon. Polymer flood design for displacement of heavy oil analysed by 2d-imaging / 17th European Symposium on Improved Oil Recovery. St. Petersburg, Russia, 16-18 April 2013.

МЕТОДИКА АНАЛИЗА И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ

Р.М. Шайхисламов, С.Ю. Рябов, С.В. Репчук

Научный руководитель старший преподаватель Е.Н. Иванов

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В Томской области разведка месторождений проводилась с 1962 года и в настоящее время число их составляет около 110, в том числе к нефтяным относится 79. По извлекаемым запасам углеводородного сырья (категории С1) приходится 6 крупных месторождений и 4 средних. Остальные 69 малых нефтяных месторождений Томской области приходится 18 % извлекаемых запасов категории С1. Вероятность открытия

новых крупных месторождений крайне мала, а месторождений с запасами более 30 млн. тонн находятся на последней стадии разработки, поэтому внимание к малым месторождениям неуклонно растет [1].

Малые нефтяные месторождения на территории Томской области отличаются сложностью геологического строения, отсутствием однозначной модели залежи; незначительными извлекаемыми запасами категории С1 (около 1 млн. т. на каждую открытую залежь), удаленных от коммуникаций, производственной и социальной инфраструктуры и низкой эффективностью геологоразведочных работ. Особенностью малых месторождений Томской области является то, что промышленный приток нефти характерен для 1-2 скважин из 5-10 пробуренных на площади. Ввод в пробную эксплуатацию осуществляется не в течение 3-х лет, а срок 10-15 и более лет. Фактически, период пробной эксплуатации одновременно и являлся промышленной разработкой малого нефтяного 1-2 поисковыми скважинами. Основной режим эксплуатации таких месторождений является фонтанный способ.

Подходы к освоению и разработке малых месторождений должны существенно отличаться от традиционных. Это касается не только темпов добычи, систем разработки, а также новых подходов и методов проектирования разработки, основанных на применении систем скважин сложной архитектуры (горизонтальные, многозбойные). Принципы их освоения, а также оценка коэффициента охвата и КИН в настоящее время обозначены недостаточно четко, в результате чего стандартные схемы разработки часто оказываются неэффективными. Ввод в эксплуатацию малых нефтяных месторождений, при темпе отбора 10%, могут обеспечить добычу до 20 - 30 млн.т. нефти в год или 20-30% добычи по округу. Немаловажное значение имеет освоение небольших газовых месторождений с целью:

- 1) подачи газа ближайшим местным потребителям,
- 2) использование для технологических нужд компрессорных станций,
- 3) объединение месторождений в группу для промышленной добычи с целью подпитки магистрального газопровода.

Данные направления имеют определенные преимущества по сравнению с освоением крупных и уникальных месторождений, как правило, удаленных от потребителя на сотни и тысячи километров. При определении темпов разработки малых газовых залежей и месторождений для местного газопотребления в качестве базовой величины годовых отборов газа по группе мелких залежей (или одной залежи) должна быть выбрана местная потребность в газе, либо уровни добычи, необходимые для покрытия пиковых нагрузок потребителей, получающих газ из систем региональных газопроводов. Ввод в эксплуатацию первоочередных малых газовых залежей, при темпе отбора 2%, позволит добывать 5 - 10 млрд м³ газа в год. Объем добычи по мелким месторождениям невелик и составляет лишь 1-2% годовой добычи округа, но имеет особо важное значение для жизнеобеспечения местного населения и промышленных узлов [2].

Главная задача геолого-промыслового анализа нефтяного или газового месторождения является оценка эффективности проектируемой системы разработки. Увеличить технологические показатели можно за счет изменения существующей системы разработки или ее усовершенствования при регулировании процесса эксплуатации месторождения. Но крайне важно учитывать, что технологические показатели разработки в большой степени зависят от геолого-физической характеристики залежи, при этом определяющими являются тип, размер и форма нефтяной или газовой залежи, степень геологической неоднородности продуктивного объекта, запасы нефти и газа в нем, подвижность насыщающего пласт флюида, фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Исходя из этих данных, выполняется анализ разработки месторождения, определяются виды исследований при оценке перспектив развития нефте- и газодобычи, намечаются геолого-технические мероприятия, направленные на повышение эффективности разработки. За период освоения и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири накоплен огромный объем информации, фактических, опытных и обобщающих данных о геологии залежей, истории разработки, выработке запасов, техническим и технологическим решениям. На основе накопленного опыта на этапе первичного проектирования по геолого-физической характеристике пластов можно прогнозировать их добычные возможности, предлагать возможные технологии воздействия на пласт, оценивать вклад и влияние благоприятных и негативных факторов на процесс разработки. При оценке перспектив освоения месторождения (залежи, пласта, объекта, участка) необходимо учитывать следующие критерии:

1. Географическое и административное положение района работ.
2. Наличие и степень развития инфраструктуры в рассматриваемом районе. Расстояние до транспортных коммуникаций, наличие вблизи разрабатываемых месторождений, социальной инфраструктуры и других факторов часто играют определяющую роль в стратегии освоения, как конкретного месторождения, так и района в целом.
3. Год открытия и ввода в разработку месторождения.
4. Объемы запасов углеводородного сырья (мелкие, средние, крупные).
5. Классификация месторождений по фазовому состоянию флюидов (нефтяное, газовое, газоконденсатное).
6. Степень разведанности. Если отношение $C2/(A+B+C1+C2) < 0.20$ д.ед., то месторождение считается разведанным, иначе – требуется постановка дополнительных геологоразведочных работ, т.е. бурение разведочных скважин, отбор керна, проб флюидов, испытание пластов, ГДИ, ГИС, ПГИ и др.
7. Степень вовлечения запасов в разработку (если все запасы УВС отнесены к категориям А и В – месторождение разбурено полностью, если часть запасов отнесено к категории С1 – требуется продолжение эксплуатационного бурения).
8. Количество пластов (однопластовое или многопластовое месторождение).

9. Промыслово-геологические характеристики основных продуктивных пластов.
 10. Качество запасов (коллекторы высоко- или низкопродуктивные; доля запасов в ВНЗ и ГНЗ; коэффициенты продуктивности).
 11. Стадия разработки месторождения, объекта, залежи (начальная, основная и т.д.)
 12. Наличие и тип действующего проектного документа (проекты пробной эксплуатации, тех.схема опытно-промышленной разработки, технологическая схема, проект разработки).
 13. Входной дебит газа, конденсатный фактор, дебит жидкости, входная обводненность, газовый фактор.

Положительные и отрицательные факторы, определяющие особенности разработки залежей, приведены в табл.1. Эффективность разработки месторождения нефти или газа определяется достаточно большим количеством критериев общегеологического плана (например, тип залежи, величина запасов и др.), свойствами пластов и пластовых флюидов. В этой связи возникает необходимость их систематизации. Результаты обобщения критериев, применяемых в теории и практике, приведены в табл. 2.

Все критерии разделены на три группы: характеристики залежей, коллекторские свойства пластов, физико-химические свойства флюидов. В первом столбце указан параметр залежи, пласта, флюида. Во втором столбце - классификация по параметру, расчетная или эмпирическая формула. В третьем столбце - область применимости, либо последствия воздействия. На этапе принятых работ оценка условий разработки производится на основе укрупненных критериев, таких как условия залегания пластов, величина запасов УВС, стратиграфическая принадлежность.

Выводы

Анализ физических характеристик пластов позволяет наметить подходы к проектным решениям. Так величины пористости, проницаемости, нефте-газонасыщенной толщины являются определяющими параметрами для оценки входного дебита жидкости и газа, проведения геолого-технических мероприятий с целью интенсификации добычи, нефтенасыщенность в определенной мере характеризует начальную обводненность продукции нефтяных скважин, коэффициент продуктивности позволяет выбрать способ эксплуатаций (ЭЦН, ШГН), эффективная толщина пласта является одним из основных критериев оценки извлекаемых запасов нефти и газа.

Таблица 1

Основные факторы, определяющие особенности процесса разработки месторождения УВС

Благоприятные	Неблагоприятные
Доля ЧНЗ больше 75 % (доля ВНЗ меньше 25 %)	Доля ЧНЗ меньше 50 %, имеется ВНЗ, ГНЗ, ГНВЗ
Свойства нефти ньютоновские (нефть маловязкая, легкая или средней плотности)	Свойства нефти неньютоновские (высоковязкая, тяжелая нефть)
Газовый фактор: - низкий (менее 50 м ³ /т); - повышенный (более 90 м ³ /т); - давление насыщения ниже начального пластового давления (менее 0.85•Р _{нач})	Газовый фактор: - очень высокий (более 300 м ³ /т); - давление насыщения равно или близко начальному пластовому давлению
Пластовый газ сухой, плотность газа по воздуху менее 1.0, Кф менее 50 г/м ³	Пластовый газ жирный, плотность газа по воздуху более 1.0, Кф более 50 г/м ³
Отсутствуют агрессивные компоненты: CO ₂ , H ₂ S, парафины (менее 2 %)	Имеются агрессивные компоненты: CO ₂ , H ₂ S (больше 0.02 г/м ³); Наличие парафина (больше 6 %)
Коллектор Поровый; крепкоцементированный	Коллектор слабощементированный
Термобарические условия типичные: Р _{пл} – гидростатическое; Тпл = 0.03*L (температурный градиент порядка 0.03)	Термобарические условия нетипичные: Р _{пл} – АВПД, АНПД; Тпл – выше 100 оС или ниже 30 оС.
ФЕС высокие: - Кп более 0.15 д.ед.; - Кпр более 0,02 мкм ² ; - Кпесч более 0.6 д.ед.; - Кпрод более 5 м ³ /сут/МПа	ФЕС низкие: - Кп менее 0.10 д.ед.; - Кпр менее 0,01 мкм ² ; - Кпесч менее 0.3 д.ед.; - Кпрод менее 1 м ³ /сут/МПа

Таблица 2

Систематизация свойств залежей и пластовых флюидов по условиям проектирования и разработки

Наименование параметра	Свойства		Примечания, оценки применимости	
1	2		3	
1. Характеристики залежей				
1.1. Тип коллектора	Поровый		Возможна модель двойной пористости (трещинно-поровый)	
	Трещинный		Положительный фактор	
1.2. Тип залежи	Массивная, пластовая сводовая		Положительный фактор	
	Литологически экранированная, тектонически экранированная		Положительный фактор с ограничениями	
	Литологически ограниченная		Отрицательный фактор	
1.3. Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	< 10 - малые размеры > 100 - большие размеры		Залежи совпадают в плане или смещены. Максимальная плотность запасов – область совмещения контуров залежи.	
1.4. Соотношение линейных размеров залежи	Ширина ≤ 2,0 км		Приконтурное (законтурное) заводнение	
	Ширина > 4,0 км		Внутриконтурное заводнение	
1.5. Геологические запасы	AB/(AB+C1) < 0,1 – объект не разбурен или находится в начальной стадии геологического изучения		Кат. АВ – разбуренные (вовлеченные в разработку) запасы Кат С1 – не разбуренные. Необходимо эксплуатационное бурение AB+C1 – разведанные запасы, утверждены ГКЗ или ЦКЗ. С2 – предварительно оцененные. Рекомендуется бурение разведочных скважин. С3 – перспективные ресурсы. Рекомендуется бурение поисковых скважин	
	0,1 < AB/(AB+C1) < 0,9 – стадия разбуривания			
	AB/(AB+C1) > 0,9 – завершающее бурение			
	C2/(AB+C1+C2) ≥ 0,2, то залежь (месторождение) недоразведано			
1.6. Извлекаемые запасы	Классификация месторождений нефти:		Классификация месторождений газа:	
	< 10 млн т 10-30 млн т 30-300 млн т > 300 млн т	мелкое	< 10 млрд м ³	мелкое
		среднее	10-30 млрд м ³	среднее
		крупное	30-500 млрд м ³	крупное
		уникальное	> 500 млрд м ³	уникальное
		0,20-0,40	Средний	
		< 0,2	Низкий	
1.8 Наличие ВНЗ, ЧНЗ	Доля ВНЗ < 0,25		удовлетворительно	Для ЧНЗ

			характерно: $f_{вх} = 0$, большая безводная добыча = 20- 80 % НИЗ Для ВНЗ характерно: $f_{вх} > 0$, $\Sigma Q_n \approx 5-15$ тыс. т., быстрое обводнение	
	Доля ВНЗ > 0,5	неудовлетворительно		
1.9. Наличие ГНЗ, ГНВЗ,	Газонефтяная залежь или нефтяная залежь с газовой шапкой	Газовая шапка является осложняющим фактором разработки нефтяной залежи		
	Нефтегазовая или газовая залежь с нефтяной оторочкой	Нефтяная оторочка является осложняющим фактором разработки газовой залежи		
1.10. Темп отбора от запасов нефти	3-4 % от извлекаемых запасов для крупных месторождений (залежей)	Максимальная годовая добыча нефти: $(0,03 - 0,06) \cdot Q_{изв}$ $N_{скв} \cdot q_{гж} \cdot 328$		
	8-12 % от извлекаемых запасов для мелких и средних месторождений			
	3-5% для газовых залежей	$N_{скв} \cdot q_{г} \cdot 328$		
1.11. Подвижные запасы		$Q_{подв} = Q_{геол} \cdot K_{выт}$		
1.12. Распределение по объектам	Основные, второстепенные,			
	Возвратные, разукрупнения, доразведки			
1.13. Стратиграфическая принадлежность пластов (Западно Сибирская нефтегазовая провинция)	Т - турон			
	ПК – сеноман			
	АС, БС, ЮС – пласты Сургутского свода			
	АВ, БВ, ЮВ – пласты Вартовского свода			
	АП, БП, ЮП – пласты Пуровского района			
	АУ, БУ, ЮУ – пласты Уренгойского района			
	КВ – кора выветривания			
	Рz - палеозой фундамент			
2. Коллекторские свойства				
2.1. Коэффициенты проницаемости ($K_{пр}$), мкм ² , пористости ($K_{пор}$), д. ед.	Пласты	$K_{пр}$	$K_{пор}$	Оценка входного дебита для порового коллектора: $q_{ж} \approx K_{пр}$ (мД) Если $q_{ж} \gg K_{пр}$, то возможно модель двойной среды (трещинно-поровый коллектор); Если $K_{пр} < 0,01$ мкм ² , то рекомендуется ГРП, что ведет к выносу пропанта и сокращению МРП. Если $K_{пр} > 0,20$ мкм ² (особенно для пластов ПК), то возможно коллектор - слабосцементированный песчаник, что ведет к выносу песка и сокращению МРП.
	ПК	0,50 - 2,0	0,30 - 0,40	
	АВ, АС, АП	0,05 - 1,0	0,25 - 0,35	
	БВ, БС, БП	0,01 - 0,10	0,18 - 0,30	
	ЮВ, ЮС, П, Т	0,001 - 0,01	0,14 - 0,25	
2.2. Коэффициент нефтенасыщенности ($K_{нн}$), д. ед	$0,35 < K_{нн} < 1,0$			Если $K_{нн}$ или $K_{гн} < 0,5$, то скважина имеет входную обводненность: $f_{вход} \approx 0,1-$

2.3. Коэффициент газонасыщенности (К _{гн}), д. ед.	0,35 < К _{гн} < 1,0	0,2 д. ед.; Если К _{гн} > 0,6, то скважина имеет входной безводный дебит (fvход = 0).
2.4. Коэффициент продуктивности (К _{прод}), м ³ /сут*МПа	К _{прод} < 1,0 – низкопродуктивные пласты К _{прод} > 5,0 – высокопродуктивные пласты Расчет дебита жидкости выполняется по формуле: q _ж = К _{прод} · Δр (т/сут)	Задаваемая средняя депрессия для ЭЦН - 8 МПа. При К _{прод} = 5,0 расчетный дебит жидкости = 40 м ³ /сут. Задаваемая средняя депрессия для ШГН = 4 МПа. При К _{прод} = 1,0 расчетный дебит жидкости = 4,0 м ³ /сут. Если q _ж < 20 – основной способ эксплуатации - ШГН Если q _ж > 20 – основной способ эксплуатации – ЭЦН
2.5. Нефтенасыщенная толщина (h _{нн}), м	h _{нн} < 2-3 м – нефтяной пласт малой толщины h _{нн} > 6-10 м и более – нефтяной пласт большой мощности (толщины)	Экспертная оценка: Q _{изв} на 1 скв = 10 · h _{нн} Экспертная оценка фонда скважин: Q _{изв} /Q _{изв} на 1 скв Расчетная формула: Q _{изв} на 1 скв = (S · К _{пор} · К _{гн} · r _н · Θ · КИН) · h _{нн} , где S – плотность сетки скважин.
2.6. Рентабельная нефтенасыщенная толщина (h _{рент}), м	≥ 4 м	Экспертная оценка минимальной рентабельной добычи нефти на 1 скважину: Q _{изв} на 1 скв = 25 тыс. т
2.7. Газонасыщенная толщина (h _{гн}), м	h _{гн} < 30 м – газовый пласт малой толщины h _{гн} > 100 м – газовый пласт большой мощности (толщины)	Расчетная формула: Q _{изв} на 1 скв = S · К _{пор} · К _{гн} · (R _{нач} · a _{нач} · R _{кон} · a _{кон}) · h _{гн} , где S – плотность сетки скважин.
2.8. Рентабельная газонасыщенная толщина (h _{рент}), м	≈ 10-20 м	Экспертная оценка минимальной рентабельной добычи газа на 1 скважину: Q _{изв} на 1 скв = 1 млрд м ³
2.9. Коэффициент песчанности (К _{песч}), д. ед.	К _{песч} > 0,6 – ГСК (гидродинамически связный коллектор) 0,3 – 0,6 – ПК (прерывистый коллектор) < 0,3 – СПК (сильно прерывистый коллектор)	Высокие коллекторские свойства, больших проблем с выработкой нет Низкие коллекторские свойства, существуют проблемы с выработкой запасов: низкий коэффициент охвата, КИН.
2.10. Коэффициент расчлененности (К _р)	К _р ≤ 2 низкое значение К _р ≥ 5 высокая расчлененность	удовлетворительно неудовлетворительно
2.11. Коэффициент макронеоднородности (К _{мн} = К _р /h _{нн}), 1/м (1/К _{мн} - толщина единичного пропластка, м)	К _{мн} < 0,25 или толщина пропластка > 4 м (хорошее качество) К _{мн} > 1,0 или толщина пропластка ≤ 1 м (плохое качество)	Монолитный пласт с высокими коллекторскими свойствами (ГСК) (обычно К _{песч} ≥ 0,6) Расчлененный пласт с низкими коллекторскими свойствами; (как правило К _{песч} ≤ 0,3)
2.12. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (К _{он}), д. ед.	Для К _{пр} ≥ 50 мД Кон = 0,2 – 0,25 д. ед. Для К _{пр} ≥ 10-50 мД Кон = 0,25-0,30 д. ед. Для К _{пр} < 10 мД Кон = 0,3-0,35 д. ед.	К _{выт} ≥ 0,6, Кон ≤ 0,25 д. ед. хорошие коллекторские свойств К _{выт} ≤ 0,5, Кон ≥ 0,30 д. ед. ухудшенные коллекторские свойства
2.13. Коэффициент вытеснения (К _{выт}), д. ед.	$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{нн}}}$	К _{выт} < 0,40 низкий коэффициент вытеснения К _{выт} > 0,60 высокий коэффициент вытеснения
2.14. Гидропроводность, $\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu}$; (мкм ² · м/сПз)	$\frac{K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu} < 0,1$ (мкм ² · м/сПз) низкие коллекторские свойства	

	$\frac{K_{np} \cdot h}{\mu} > 1.0$ (мкм ² ·м/сПз) высокие коллекторские свойства	
R-радиус дренирования, м	Используется в формуле: $R=1,5\theta \cdot t$ для оценки зоны дренирования.	Временной период t принимается равным одному году (365 дней)
2.15. Пьезопроводность, $\alpha = \frac{K_{np}}{\mu \cdot \beta}$ (м ² /с);	$\alpha < 0.01$ (м ² /с) низкие коллекторские свойства $\alpha > 0.1$ (м ² /с) высокие коллекторские свойства	$R < 600$ м/год или 2 м/сут $R > 2000$ м/год или 5 м/сут
2.16. Пластовое давление начальное, МПа	Если $R_{пл} \approx 0,1 \cdot L$, то давление гидростатическое ($P_{гстат}$)	Вскрытие осуществляется на растворе глушения 1.10-1.15
	Если $R_{пл} \geq 1,3 \cdot P_{гстат}$, то АВПД (аномально высокое пластовое давление)	Минус: проблемы при вскрытии и освоении пласта (требуются тяжелые растворы глушения плотности 1.3-1.5, что ведет к околматации пласта) Плюс: продолжительная фонтанная добыча
	Если $R_{пл} < 0,7 \cdot P_{гстат}$, то АНПД (аномально низкое пластовое давление)	Минус: проблемы при вскрытии и освоении пласта (поглощение раствора глушения, околматации пласта) Минус: отсутствует период фонтанной добычи, требуется переход на мех. добычу и формирование ППД
3. Физико-химические свойства нефти, газа и воды		
3.1. Содержание парафинов, %	> 6 % - высокопарафиновая нефть 1,5-6 % - парафининовая нефть <1,5 % - малопарафиновая нефть	Возможно образование АСПО в интервале многолетнемерзлых пород (ММП), что потребует периодического скребкования, промывки горячей нефтью, водой и т.д.
3.2. Содержание смол, %	> 5 % - смолистые > 15 % - высокосмолистые	Входит в состав АСПО и увеличивает негативные последствия
3.3. Объемный коэффициент нефти, д. ед.	$b_n = 1 + 0.00305 \cdot \Gamma_f$	Например, при $\Gamma_f = 100$ м/т, $b_n = 1.305$, при $\Gamma_f = 330$ м/т, $b_n = 2.0$, т.е. объем нефти в пластовых условиях удваивается
3.4. Пересчетный коэффициент нефти, д. ед.	$\Theta = 1/b_n$	Является подсчетным параметром
3.7. Газовый фактор (Γ_f), м ³ /т	< 50 м ³ /т – низкий	Плюс: насосное оборудование нефтяных скважин работает без осложнений до P_u 1-2 МПа
	100-200 м ³ /т - средний	Плюс: продолжительный фонтанный период Минус: гидратообразование Минус: требуется использование газосепаратора Минус: разгазирование нефти ведет к снижению дебитов нефти
	> 300 – высокий. Требуется уточнение фазового состояния и типа залежи (возможна залежь нефтегазовая и произошел прорыв газа)	Минус: возможно образование техногенной газовой шапки Минус: вероятно гидратообразование Плюс: способ эксплуатации – плунжер-лифт, фонтанный Плюс: возможен переход на режим растворенного газа, режим газовой шапки
3.5. Объемный коэффициент газа, д. ед.	$V_g = \frac{P_0}{T_0} \cdot \frac{T \cdot Z}{P} = 0,000375 \cdot T/P$	Примеры. Для пласта ПК - $V_g = 0,015$ д. ед. Для пласта Ю - $V_g = 0,005$
3.6. Коэффициент сверхсжимаемости газа [174]	$\Phi - ла$	для пластов ПК: $Z = 0,84 - 1,0$ для пластов Ю: $Z = 0,9 - 1,1$

	$Z = 1 - 0.01 \cdot \left[0.76 \cdot (T_{пр})^3 - 9.36T_{пр} + 13 \right] \cdot [8 - P_{пр}] \cdot P_{пр}$ <p>Где $T_{пр}=T/T_{пкр}$, $P_{пр}=P/P_{пкр}$ – приведенная температура и давление;</p>			
поправка на отклонение газа от закона Бойля - Мариотта	$\alpha = 1/Z$	Подсчетный параметр		
поправка на температуру для приведения объема к стандартным условиям	$f = T_{ст}/T_{пл}$	Подсчетный параметр		
3.8. Плотность газа в пластовых условиях (ρ), кг/м ³	$\rho_{г. пл.} = \rho_g/V_g$	Пример для ПК: $\rho_{г. пл.} = 0,5/0,015 \approx 35$ кг/м ³ Ю: $\rho_{г. пл.} = 1,2/0,005 \approx 240$ кг/м ³		
3.9. Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$P_{нас} = 0,107 \cdot \Gamma_{ф} + 0,916$	Минус: если $P_{нас} \approx P_{пл}$ возможно разгазирование нефти и быстрый рост газового фактора Плюс: фонтанирование скважины за счет разгазирования нефти Плюс: если $P_{нас} < P_{пл}$ поддерживаются рабочие депрессии без разгазирования нефти		
3.10. Плотность нефти (ρ_n), т/м ³	$\rho_n < 0,78 - 0,8$ – конденсат $0,8 - 0,86$ – легкая нефть $0,86 - 0,899$ – нефть средней плотности			
	$0,90-1.0$ – тяжелая нефть	Как правило, тяжелая нефть - высоковязкая (в пластах ПК Русского, Сев.-Комсомольского и Ван-Еганского м-ний находится нефть $\mu_n \approx 200-400$ сПз)		
	≥ 1.0 битумы			
3.11. Плотность пластовой нефти ($\rho_{н.пл}$), т/м ³	$\rho_{н.пл} = \frac{(\rho_n + \Gamma_{ф} \cdot V_g)}{b_n}$	Если $\rho_n=800$ кг/м ³ , $\Gamma_{ф}=300$ м ³ /т, то $\rho_{н.пл}=550$ кг/м ³ ; если $\rho_n=850$ кг/м ³ , $\Gamma_{ф}=100$ м ³ /т, то $\rho_{н.пл}=730$ кг/м ³ ; если $\rho_n=900$ кг/м ³ , $\Gamma_{ф}=30$ м ³ /т, то $\rho_{н.пл}=860$ кг/м ³ .		
Вязкость нефти, сПз (мПа•с)		$\mu_n < 10$ сПз – маловязкая $\mu_n = 10 \div 50$ сПз – средней вязкости $\mu_n > 50$ сПз – высоковязкая		
3.12. Закачиваемая вода	Пресная вода	минус	Ведет к солеотложениям, образованию сульфатовосстанавливающих бактерий	
	Сеноманская вода	плюс	Совместима с пластовой, но необходимо бурение сеноманских скважин	
	Подтоварная вода	минус	Совместима с пластовой требуется подготовка	
3.13. Плотность воды (ρ_v), г/л	$\rho_{в. пл} = 1000 + 0,7 \cdot C$, где C – минерализация пластовой воды (г/л)	$C = \begin{cases} \text{ПК} - 15 - 18 \text{ г/л} \\ \text{Ю} - 30 \text{ г/л} \\ \text{палеозой} - 200 - 300 \text{ г/л} \end{cases}$		
3.14. Вязкость пластовой воды, сПз	$\mu_v = \frac{0.183}{(1 + 0.0337 \cdot t + 0.000221 \cdot t^2)}$ формула Пуазейля, t-град.С	200 С – 1,0 300 С – 0,803 400 С – 0,655	600 С – 0,470 700 С – 0,407 800 С – 0,357	900 С - 0,317 1000 С - 0,284 1500 С - 0,170
3.15. Пластовая температура ($t_{пл}$), оС	$t_{пл} \approx 0,03 \cdot h$, где h -глубина (для отложений Западной	Пласты ПК залегают на глубине 1000 м, $t_{пл} \approx 330$ С		

	Сибири)	Пласты Ю залегают на глубине 3000 м, $t_{пл} \approx 900 \text{ C}$		
3.16. Плотность воздуха (ρ_v), кг/м ³	1,293 кг/м ³ при стандартных условиях ($P = 0,1 \text{ МПа}, T = 200 \text{ C}$ или 2930 К)			
3.17. Плотность газа при стандартных условиях (ρ_g), кг/м ³	Плотность природных газов изменяется в пределах 0,5-2,0 кг/м ³ в зависимости от состава	$\rho_{сН4} = 0,6687$ (метан), $\rho_{с2Н6} = 1,264$ (этан), $\rho_{с3Н8} = 1,872$ (пропан), $\rho_{с4Н10} = 2,519$ (бутан)		
3.18. Относительная плотность сухого газа (сеноманского), д. ед.	$\rho_{г.отн} = \rho_g / \rho_{вздух} : 0,5 - 0,6$	$\rho_{сН4} = 0,544$ (метан), $\rho_{с2Н6} = 1,038$ (этан), $\rho_{с3Н8} = 1,554$ (пропан), $\rho_{с4Н10} = 2,067$ (бутан), $\rho_{с5Н12} = 2,490$ (пентан)		
3.19. Относительная плотность газа газоконденсатной залежи, д. ед.	$\rho_{г.отн} = 0,6 - 1,0$			
3.20. Относительная плотность нефтяного (растворенного) газа, д. ед.	$\rho_{г.отн} = 0,9 - 1,2$			
Вязкость газа, сПз	0.01-0.03 сПз	Вязкость газа в 50-200 раз меньше вязкости нефти		
3.21. Молекулярная масса газа, г/моль	$M = \rho_0 \cdot 22,41$, где ρ_0 плотность газа при норм. условиях	$M_{метан} = 16,043$ (сухой газ), $M_{этан} = 30,07$, $M_{пропан} = 44,097$, $M_{бутан} = 58,124$		
3.22. Молярная масса нефти, г/моль	$= 44,29 \frac{M}{\rho_{н.ст.} + 0,00826} - \rho_{н.ст.}$ (формула Крега)	$M_{пентан}^{с5Н12} = 72,151$ (легкая нефть), $M_{парафин}^{с16Н34} = 226,43$		
		флюид	рпл	M
		газ	< 0,250	< 20
		газоконденсат	0,225-0,450	20-55
		легкая нефть	0,425-0,650	55-80
		нефть	0,625-0,900	75-275
тяжелая нефть	> 0,875	> 225		
3.23. Коэффициент сжимаемости (β), 10-3 1/МПа=1/ГПа	Нефти: $\beta_n \approx 2-10$ Воды: $\beta_v \approx 0.25-0.45$ Породы: $\beta_p \approx 0.05$			
3.24. Конденсатный фактор, г/м ³	$K_f < 50$ г/м ³ сухие газы (доля C_5+V менее 1 % мольного) $K_f > 150$ г/м ³ жирные газы	$\Gamma_f > 20\ 000$ м ³ /т $\Gamma_f < 5000$ м ³ /т		

Литература

1. Сергеева Е.А. Особенности разработки малых залежей на примере Крутовского месторождения / Е.А. Сергеева // Геология, геофизика и разработка Н и Г месторождений. – 2002. – № 8. – С. 70 – 74.
2. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации// Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сбор. Трудов Междунар. научнопракт. конф. – 7–8 сентября 2011. – Казань, 2011. – С. 229–232.
3. Мулявин С.Ф. Научно-методическое обоснование разработки малых залежей нефти и газа/ С.Ф. Мулявин, А.Н. Лапердин, А.В. Бяков и др. — Тюмень: Издательство «Недра», 2012. – 300 с.)

АНАЛИЗ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Д.В. Шапенков

ОАО «Сибнефтепровод», г. Тюмень, Россия

Стремительное развитие нефтяной промышленности в Западной Сибири в условиях современной экономики определяет необходимость в разработке и непосредственном внедрении энергосберегающих технологий. Текущий уровень нефтедобычи требует решение большого ряда задач, которые связаны с оптимизацией работы скважин в условиях осложнений при эксплуатации (присутствие механических примесей, высокая обводненность, разработка низкопроницаемых коллекторов и многие другие). Одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи являются тепловые [5,10,12]. Сами же тепловые методы делятся на два принципиально различных вида. Первый основан на внутрислоевых процессах горения, создаваемых путем инициирования горения коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин (с применением забойных нагревательных устройств – обычно типа ТЭНов) с последующим перемещением фронта горения

путём нагнетания воздуха (сухое горение) или воздуха и воды (влажное горение). В России широкого применения эти методы не получили. Второй метод, наиболее часто применяемый в России и за рубежом, основанный на нагнетании (с поверхности) теплоносителей в нефтяные пласты [1,2]. Сущность сухого внутрипластового горения сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов. Выгорает 5–25% запасов нефти. Исследованиями установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с увеличением проницаемости уменьшается. Технология процесса заключается в следующем. Сначала компрессорами закачивают воздух. Если в течение первых месяцев не обнаруживаются признаков экзотермических реакций (по данным анализов газа и температуры в добывающих скважинах), то приступают к инициированию горения. Его можно осуществить одним из методов: электрическим забойным нагревателем, который опускается в скважину на кабеле и обдувается воздухом; забойной газовой горелкой, опускаемой в скважину на двух концентричных рядах труб (для раздельной подачи топлива и воздуха); использованием теплоты химических окислительных реакций определенных веществ (пирофоров); подачей катализаторов окисления нефти. После создания фронта горения в призабойной зоне нагнетательной скважины его будут поддерживать и перемещать по пласту закачкой воздуха, с постоянно возрастающим его расходом.

Между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения размещается выжженная зона. При нормальном течении процесса в ней остается сухая, свободная от каких-либо примесей порода пласта. У кровли и подошвы пласта в данной зоне после прохождения фронта горения может оставаться нефтенасыщенность, так как в связи с потерями тепла в кровлю и подошву температура в этих частях может оказаться недостаточной для воспламенения топлива. Исследованиями установлено, что зона фронта горения имеет сравнительно малые поперечные размеры и не доходит до кровли и подошвы пласта. Непосредственно перед фронтом горения в поровом пространстве породы движется зона коксообразования и испарения сравнительно легких фракций нефти и связанной воды. Нагрев этой области пласта осуществляется за счет теплопроводности и конвективного переноса тепла парами воды, нефти и газообразными продуктами горения. Температура в этой зоне падает от температуры горения до температуры кипения воды (в смеси с нефтью) при пластовом давлении. Перед зоной испарения движется зона конденсации паров воды и нефти. Температура зоны равна температуре кипения смеси воды и нефти. Впереди этой зоны движется зона жидкого горячего конденсата нефти и воды. Температура снижается от температуры конденсации до пластовой. Впереди зоны конденсата нефти и воды может образоваться «нефтяной вал» (зона повышенной нефтенасыщенности) при температуре равной пластовой. Последняя зона – это зона нефти с начальной нефтенасыщенностью и пластовой температурой, через которую фильтруются оставшиеся газообразные продукты горения [3,4,7]. Также отметим, что горение заключается в сложных физико-химических реакциях окисления. Интенсивность реакции окисления зависит от характеристик системы нефть — коллектор. На скорость их течения оказывает влияние наличие в нефти или в коллекторе катализаторов, основой которых являются некоторые переходные металлы (Си, Ni и т.д.) [6]. Как уже было сказано ранее, внутрипластовое горение в нашей стране не получило широкого применения. В некотором роде применение сухого внутрипластового горения возможно на Русском месторождении, которое по условиям залегания и по свойствам нефти удовлетворяет условиям применимости метода [8,9].

Пласты Русского месторождения (ПК1-7), в которых залегают нефть, преимущественно песчаного типа. Поэтому применение заводнения может оказаться негативным в том плане, что возможно размытие пласта, его «схлопывание» и др.

Скважины следует разместить по пятиточечной обращенной системе. Добывающие скважины – горизонтальные. Забои скважин оборудуются датчиками температуры и автоматическими клапанами-отсекателями, которые будут следить за тем, чтобы фронт горения не прорвался в ствол скважины. В случае прорыва, датчики температуры передают сигнал клапанам, которые перекрывают скважину. Скважину-инжектор также следует оборудовать датчиками температуры, с помощью которых можно будет регулировать подачу газа (воздуха). При разработке месторождений высоковязкой нефти по данному методу, следует обратить внимание на зарубежный опыт, который показывает неплохой эффект в его применении.

Литература

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Рублев А.Б., Захаров И.В., Стрикун С.М. Обоснование технологии разработки многопластовых залежей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №3. – с. 44 – 49.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В. Опыт в решении задач моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. - №2. – с. 56-62.
3. Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №4. – с. 53 – 37.
4. Зотова О.П. Некоторые аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов на примере Карамовского нефтяного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – т. 10. – № 1. – с. 121 – 122.
5. Зотова О.П. Факторы разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений в Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – т. 9. – № 3. – с. 108 – 109.
6. Коротенко В.А., Грачев С.И., Кушакова Н.П., Сабитов Р.Р. Физические модели вытеснения вязкопластичных нефтей // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №5. – с. 5-10.

7. Саранча А.В., Саранча И.С., Овезова С.М. Перспективы нефтедобычи и краткий анализ разработки месторождений ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – т. 10. – № 5. – с. 121.
8. Севастьянов А.А., Медведский Р.И., Полевой А.А. Способ разработки нефтяной залежи Патент на изобретение RU 2386797 11.02.2009
9. Севастьянов А.А. Пути совершенствования разработки Тапинского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – №6. – с. 76.
10. Шапенкова О.В. Анализ разработки нефтегазовых месторождений в ХМАО-Югре // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – т. 10. – № 4. – с. 31.
11. Шапенков Д.В. Анализ разработки Вынгапуровского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – т. 10. – № 5. – с. 122.
12. Шапенков Д.В. Нефтегазовый потенциал Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – т. 9. – № 6. – с. 50.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗОТДАЧИ ПЛАСТА

А.Ю. Шарипов, А.С. Ильин

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение коэффициента газоотдачи при разработке газовых месторождений может быть достигнуто путем возврата в пласт в течение определенного периода времени добытого газа, из которого предварительно извлечены компоненты C_{2+} или C_{3+} . Такой режим разработки, обеспечивающий отбор пластового газа с начальным высоким или слабо уменьшающимся содержанием конденсата (благодаря поддержанию давления) получил название сайклинг-процесса. Впервые применять его начали в конце 30-х годов, в годы второй мировой войны, когда резко возросла потребность в жидких углеводородах как сырье для производства моторных топлив, а потребность в углеводородном газе, напротив, несколько уменьшилась. В 1944 г. в США функционировали 37 установок для осуществления сайклинг-процесса при общем количестве разрабатываемых газоконденсатных месторождений 224. Обратная закачка «отбензиненного» газа применялась в тот период времени не только в США, но и в Канаде и ряде других газодобывающих стран, причем даже на таких газоконденсатных месторождениях, начальное содержание конденсата в газе которых составляло всего 150 – 180 г/м³. По окончании войны вследствие заметного изменения структуры потребления углеводородов и соответствующей динамики цен на жидкие и газообразные углеводороды объемы обратно нагнетаемого в пласт газа резко снизились. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса стали получать только на газоконденсатных месторождениях с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250 – 300 г/м³. Основной упор делался на реализацию вариантов частичного сайклинг-процесса, когда объем возвращаемого в пласт газа меньше объема газа, отбираемого из пласта. Одновременно значительно возросла доля нагнетаемых в пласт неуглеводородных газов. В целом, однако, количество объектов, на которых применялся сайклинг-процесс, очень сильно уменьшилось. Тем не менее часть газоконденсатных месторождений США, Канады, некоторых других стран разрабатывались и продолжают разрабатываться в режиме обратного нагнетания газа.

Накопленный опыт применения сайклинг-процесса в различных условиях и на месторождениях с разными геолого-промысловыми характеристиками потребовал более глубокого обоснования каждого проекта разработки, предусматривавшего возврат в пласт газа. Стала очевидной необходимость тщательного изучения характера неоднородности пласта — потенциального объекта нагнетания сухого газа. С другой стороны, исследования доказали, что, во-первых, частичный сайклинг-процесс при низких пластовых давлениях может по своим показателям не уступать процессу при высоких, близких к начальному, давлениях, а во-вторых, можно повысить эффективность процесса, если учитывать состав пластовой смеси. Речь идет о целесообразности использования влияния промежуточных углеводородов (этан-пропан-бутановой фракции) на испаряемость ретроградного конденсата в газовую фазу в послепорывный период. При этом было показано, что испарение ретроградного конденсата — весьма длительный процесс, и в течение многих лет после прорыва закачанного газа возможно получать из скважин продукцию с высоким промышленным содержанием конденсата [4]. В связи с тем, что в рыночных условиях при колебаниях спроса на газ и жидкие углеводороды повышается вероятность реализации на российских газоконденсатных месторождениях сайклинг-процесса, мировой опыт его применения представляет большой интерес. При разработке отечественных газоконденсатных месторождений неоднократно предпринимались попытки реализовать сайклинг-процесс, однако, как правило, дело ограничивалось физическим или математическим моделированием, а также проведением технико-экономических расчетов.

Одним из возможных объектов применения сайклинг-процесса было крупнейшее в европейской части России Вуктыльское газоконденсатное месторождение. Были выполнены расчеты по извлечению конденсата из Вуктыльского месторождения при закачке сухого газа на различных уровнях пластового давления. Общий коэффициент извлечения конденсата для Вуктыльского месторождения за счет его растворения в сухом газе согласно расчетам не превышал 70 – 75 %, т.е. по сравнению с разработкой на истощение коэффициент извлечения конденсата мог быть увеличен на 30 – 35 %. Объясняется это значительным утяжелением фракционного состава конденсата, выпавшего в пласте, в процессе закачки сухого газа. Автор расчета Г.С. Степанова[3] полагала, что достичь такого увеличения коэффициента извлечения выгоднее при «меньшем» объеме закачиваемого газа, т.е. при более высоком давлении. В этом случае и фракционный состав добываемого конденсата будет тяжелее и, следовательно, коэффициент извлечения его из газа на промысловых установках будет выше. Если закачка газа осуществляется при давлении 5 – 6 МПа, то в газовую фазу переходят фракции

конденсата, выкипающие до 150–180°C (т.е. бензиновые фракции), в количестве около 60 г/м. Низкие давления на устье эксплуатационных скважин приводят к необходимости компримирования газа и его последующего охлаждения. Для выделения конденсата в этом случае необходимо осуществлять сепарацию при достаточно низких температурах – в пределах минус 40 – минус 50 °C или применять процесс адсорбции. Если же газ закачивать при пластовых давлениях выше 20 МПа, то для создания низких температур в сепараторе можно использовать турбодетандеры.

Также была обоснована [1] схема использования турбодетандера при относительно низких пластовых давлениях (около 10 МПа). При этом турбодетандер устанавливался перед дожимной компрессорной станцией. В условиях Вуктыльского месторождения такая схема позволила определенное время вести подготовку газа и конденсата к транспорту более эффективно. Основным недостатком, мешающий внедрению турбодетандеров для создания низких температур, – это изменяющийся перепад давления на турбодетандере при снижении давления в залежи. Если закачка газа будет осуществляться в течение длительного времени, турбодетандеры экономически окажутся значительно выгодней, чем холодильные установки. Для максимального извлечения конденсата из добываемого газа следует применять процессы низкотемпературной масляной адсорбции или короткоциклового адсорбции. Тогда потери конденсата будут минимальными и эффект от закачки сухого газа в пласт будет наибольшим. Как известно, сайклинг-процесс на Вуктыльском месторождении не был осуществлен и с 1968 г. оно разрабатывалось на режиме истощения. Основными причинами для отказа от возврата газа в пласт стали опасения низкого охвата пласта (не более 20 %) нагнетаемым агентом в условиях резко неоднородного трещиноватого коллектора; решение остановиться на способе разработки более экономичном с точки зрения материальных и финансовых затрат; отсутствие в стране налаженного производства высоконапорного компрессорного и трубопроводного оборудования; психологическая неподготовленность специалистов вести разработку на ином, нежели истощение, режиме отбора запасов.

Открытие уникальных по запасам газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе ценных высокомолекулярных углеводородных компонентов побудило газодобывателей России, а также Казахстана вновь обратиться к проблеме разработки ГКМ с поддержанием пластового давления. Были выполнены технико-экономические оценки и подготовлены проектные решения [2], согласно которым реализация сайклинг-процесса на Уренгойском, Карачаганакском и других ГКМ обеспечивала увеличение конденсатоотдачи продуктивных пластов не менее чем на 10 %.

Литература

1. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 1975. – 415 с.
2. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.
4. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 309 с.

К ВОПРОСУ ВИБРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

А.А. Щербаков

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия*

Целесообразность и эффективность применения различных технологий, направленных на увеличение текущих отборов нефти и увеличение коэффициента нефтеизвлечения, зависят от величины остаточных извлекаемых запасов в продуктивных пластах, состава и свойств горных пород и пластовых флюидов, а также от затрат, связанных с проведением работ по реализации проектов (технологий). Значительное отставание темпов отбора извлекаемых запасов нефти от динамики обводненности продукции скважин является одним из факторов в пользу применения технологий воздействия на пласт, повышающих коэффициент нефтеизвлечения. Неоднородность продуктивных пластов, высокая вязкость пластовой нефти и другие факторы, осложняющие разработку залежей, определяют комплекс требований, которые необходимо учитывать при технико-экономическом обосновании выбора технологий. Решение задачи требует применения современных пакетов прикладных программ, используемых при создании геолого-гидродинамических моделей залежей, с помощью которых оцениваются и оптимизируются технологические показатели проекта.

Долговременная невостребованность в России современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) наряду со значительным ухудшением структуры извлекаемых запасов и низкой эффективностью их разработки традиционными методами привели к падению среднего проектного коэффициента нефтеотдачи. Стабилизировать добычу действительно возможно за счет возрождения программы масштабного внедрения МУН. Однако возобновление программы внедрения технологий повышения нефтеотдачи связано с множеством проблем, которые нужно исследовать и решать.

Необходимость проведения комплексного анализа эффективности внедрения МУН на залежах для корректировки стратегии и тактики выполнения работ по восполнению ресурсной базы, а также отсутствие методов и программ подбора технологий воздействия для конкретных геологических условий объекта отмечается многими специалистами в области разработки нефтяных месторождений. Технологии увеличения

нефтеотдачи проводятся точно и несистемно, в том числе из-за отсутствия отработанной методики проектирования.

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений – сложный комплексный процесс, при проектировании которого необходимо учитывать горно-геологические условия залегания пластов, свойства и механизм вытеснения пластового флюида, экономические показатели. Разработка месторождений требует применения специального несерийного оборудования, реагентов, материалов и, как следствие, значительных финансовых затрат. Необходимо проектировать сложные технологии извлечения нефти: усовершенствованное заводнение (нестационарная закачка, полимерное заводнение, водогазовое воздействие, закачка теплоносителя); применение глубокой перфорации, ГРП, различных сочетаний скважин (вертикальных, горизонтальных, многоствольных), теплового, импульсного волнового воздействия.

Эффективность разработки нефтяного месторождения существенно зависит от состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) – области, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно при температурах и давлениях, отличных от начальных. ПЗП является фильтром, в котором откладываются различные углеводородные компоненты (асфальтены, смолы, парафины и др.) и соли, образующиеся в результате нарушения термодинамического равновесия [4,5,7]. При отборе жидкости из пласта важно сохранить ПЗП в таком состоянии, чтобы энергия, необходимая для преодоления фильтрационных сопротивлений в ПЗП, была достаточно мала, так как уже в процессе бурения скважины происходит перераспределение (как правило, увеличение) внутренних напряжений в окружающей забой горной породе вследствие кратковременного воздействия на ПЗП ударных волн различных частот при перфорации обсадной колонны.

Применение МУН позволяет снижать фильтрационные сопротивления в ПЗП, стабилизировать добычу и наиболее эффективно разрабатывать находящиеся на завершающей стадии месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. МУН можно разделить на гидродинамические (ввод новых скважин, перевод скважин на другие объекты разработки и др.); методы интенсификации добычи (виброволновое воздействие, увеличение приемистости нагнетательных скважин и др.); физические (бурение дополнительного ствола, гидроразрыв и др.); химические (кислотная обработка ПЗП и др.) [8]. Выбор МУН основывается на детальном изучении термодинамических условий и состояния ПЗП, состава пород и добываемой жидкости, а также анализа истории разработки месторождения.

Виброволновое воздействие (ВВ) эффективно проводить в скважинах с проницаемостью ПЗП ниже средней проницаемости по пласту или его удаленной зоны; с ухудшенными коллекторскими свойствами пласта; с низкой проницаемостью пород, но с высоким значением пластового давления. Хорошие результаты от ВВ наблюдаются в скважинах с пластовым давлением, близким к гидростатическому.

ВВ на призабойную зону пласта заключается в том, что на забое скважины с помощью специального устройства формируются волновые возмущения среды в виде гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом возникают значительные перепады давления, воздействующие на свойства добываемой жидкости и горной породы, в которой образуются разрывы и микротрещины (то есть операция осуществляется так же, как гидроразрыв пласта, с использованием, в основном, того же оборудования). До ВВ в скважине проводится комплекс геофизических исследований; определяется глубина спуска устройства; рассчитывается объем рабочей (нефть, раствор соляной кислоты и др.) и продавочной жидкостей (нефть, вода и др.), ожидаемых давлений; определяется количество и схема расстановки насосных агрегатов (расход рабочей жидкости берется из расчета 2-3 м³ на 1 м толщины пласта).

В настоящее время известны устройства для ВВ: с циклическим воздействием на ПЗП (используется рабочая жидкость с добавлением поверхностно-активных веществ); с корпусом, в котором концентрично установлен подпружиненный дифференциальный поршень, соединенный телескопическим соединением с обратным клапаном, снабженным седлом для его посадки; гидравлический вибратор золотникового типа, создающий колебания давления за счет периодического перекрытия золотником потока рабочей жидкости.

К недостаткам существующих устройств можно отнести: при большой длине фильтра низкопроницаемая (закольматированная) зона пласта, как правило, остается незатронутой обработкой; отсутствие возможности устанавливать и извлекать устройство без подъема колонны насосно-компрессорных труб (НКТ); изменять частоту генерируемых импульсов без изменения ударных характеристик; воздействие на ПЗП только в процессе проведения ремонтных работ в скважине.

В Пермском национальном исследовательском политехническом университете с целью реализации программы развития «Национальный исследовательский университет» в 2009-2018 гг. разработано значительное количество новых технологий и устройств нефтедобычи [1–3]. Для совершенствования и интенсификации отборов нефти, снижения затрат за счет увеличения эффективности обработки ПЗП и наработки на отказ скважинного глубинного насосного оборудования разработано устройство виброволнового воздействия на призабойную зону пласта [6]. Устройство работает следующим образом. Жестко закрепленное на колонне НКТ, спускается на забой скважины в начале эксплуатации. При необходимости провести ВВ ПЗП в потоке рабочей жидкости от устья скважины сбрасывается шар, который перекрывает проходное отверстие. Рабочая жидкость начинает поступать в кольцевое пространство через щелевые прорези. Золотник начинает вращаться и перекрывает поток рабочей жидкости, в результате чего образуются гидравлические импульсы, частота f которых зависит от числа щелевых прорезей и скорости вращения золотника

$$f = 0,0101Q_{cp} \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \sqrt{\frac{\Delta P 2b^2 s^2}{\rho}}, \quad (2)$$

где Q_{cp} – средний расход рабочей жидкости в стволе и кольцевом пространстве S – суммарная площадь открытых отверстий, линейно зависящая от угла поворота золотника; b – коэффициент расхода; ρ – плотность рабочей жидкости; ΔP – перепад давления между стволом и кольцевым пространством. Гидравлический импульс сопровождается увеличением давления, что приводит к резкому периодическому истечению жидкости из отверстий в шаре. Кроме этого, истечение жидкости из щелевых прорезей при вращении золотника создает циклические колебания в окружающей среде (жидкости). По окончании виброобработки шар с помощью обратной промывки скважины вымывается на поверхность. Скважина возвращается к нормальной работе.

Вывод.

Разработанное устройство повышает качество очистки призабойной зоны пласта от кольматации. Устройство устанавливается в начале эксплуатации и дает возможность проводить обработку призабойной зоны пласта без подъема колонны насосно-компрессорных труб, а также обладает низкими себестоимостью и ресурсоемкостью по сравнению с зарубежными аналогами.

Исследования выполнены при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы».

Литература

1. Гребнев В.Д., Ладыгин А.Н., Турбаков М.С., Дворецкас Р.В. Совершенствование системы промысловой подготовки воды для поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 114-114.
2. Гребнев В.Д., Турбаков М.С., Кожевников Е.В. Совершенствование конструкции обратных клапанов для системы поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 106-107.
3. Гребнев В.Д., Турбаков М.С., Третьяков Е.О., Рябokonь Е.П. Совершенствование устройств очистки нефтепроводов от парафина // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 112-113.
4. Злобин А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 47 – 56.
5. Поплыгина И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории пермского края // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 57 – 66.
6. Устройство виброволнового воздействия на призабойную зону нефтяного пласта: № 2014149792; заявл. 09.12.14; Рос. Федерация/ А.А. Щербаков, М.С. Турбаков, В.Д. Гребнев.
7. 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.
8. Щербаков А.А., Турбаков М.С., Дворецкас Р.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи месторождений Пермского края с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 97 – 99.

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЩЕЛОЧНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

Э.М. Юсупова, И.Р. Раупов

Научный руководитель доцент А.В. Максютин

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Большинство месторождений нефтегазоносных бассейнов России, в частности Волго-Уральской, Западно-Сибирской, находится на завершающей стадии разработки. Применение традиционного заводнения в сложных геологических условиях предопределяет к вероятному высокому содержанию воды в добываемой продукции, падению добычи нефти, в конечном счете росту трудноизвлекаемых запасов. Это обуславливает совершенствование технологий извлечения и доизвлечения остаточной нефти из недренлируемых, застойных и частично промытых участков коллектора [1].

Объектом исследования являются терригенные продуктивные отложения франского яруса верхнего девона Ново-Елховского нефтяного месторождения, находящегося на завершающей стадии разработки. Средняя обводненность добываемой продукции на данном объекте составляет около 92%.

На долю физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения по Ново-Елховскому месторождению приходится 91,5% от всей дополнительно добытой нефти за счет применения технологий методов увеличения нефтеизвлечения (МУН). Химические методы повышения нефтеотдачи разделяются на две группы:

- влияющие на коэффициент нефтевытеснения, т.е. нефтевытесняющие составы, воздействующие на капиллярно-удерживаемую нефть;
- повышающие охват пласта заводнением, т.е. воздействующие на нефть в плохо дренированных участках и пропластках.

К составам, улучшающим смачиваемость породы вытесняющей водой, за счет чего осуществляется повышение вытеснения остаточной нефти из заводненных зон, относятся активные агенты, такие как поверхностно-активные вещества, щелочи, двуокиси углерода, углеводородный газ, мицеллярные растворы. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего

образуются поверхностно – активные вещества. Реагенты с высоким водородным показателем pH, применяемые в процессе заводнения для увеличения нефтеизвлечения, по принципу действия разделяются на восемь отдельных механизмов (де Забала и др., 1982). Основными являются снижение межфазного натяжения, изменение смачиваемости и образование эмульсии. Последний механизм достигается двумя путями: за счет уменьшения отношения подвижностей, так как многие из этих эмульсий имеют более высокую вязкость, и за счет солубилизации и улавливания нефти в текущем водном потоке [2]. В данной работе приведены результаты исследований поверхностного натяжения (σ) на границе «нефть-бидистиллированная вода», «нефть-модель пластовой воды» и «нефть-щелочной раствор» с применением системы анализа формы капли EasyDrop DSA1. Модель пластовой воды замешивалась на основе 6-ти компонентного анализа пластовой воды, щелочной раствор готовился на основе бидистиллированной воды, в качестве щелочи использовалась каустическая сода. В результате измерения поверхностного натяжения на границе «нефть-щелочной раствор» определено оптимальное содержание каустической соды в бидистиллированной воде 0,09%, при этих концентрациях поверхностное натяжение уменьшилось в 2,1 раза.

Одним из важных показателей при исследовании водонефтяных эмульсий (ВНЭ) является их устойчивость (стабильность). Устойчивость водонефтяных эмульсий — способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду [7]. На устойчивость эмульсий большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами, образующие на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки (брони), которые препятствуют слиянию этих капель. На практике чаще всего применяют показатель агрегативной устойчивости, характеризующейся способностью частиц дисперсной фазы противодействовать их укрупнению, слипанию и тем самым сохранить определенную дисперсность [6].

Лабораторные исследования агрегативной устойчивости образовавшихся эмульсий при смешивании нефти с дистиллированной водой и с добавлением щелочи в водную часть проведены с применением люминесцентного микроскопа ЛабоМед-2Л. Образцы эмульсии подготовлены следующим образом. Первая проба замешивалась при добавлении нефти 8% и воды 92%, что соответствует доли содержания этих фаз на рассматриваемом объекте. Образование водонефтяной эмульсии происходит при нормальных условиях на электромешалке при 500 об/мин не менее 30 минут. Вторая проба подготавливалась аналогичным образом: с добавлением в водную часть 1%-ого раствора щелочи NaOH. После смешивания всех компонентов, из общего объема смеси отбирается обратная эмульсия, которая исследуется на микроскопе. Как видно на рисунке 2 (изображение слева) ВНЭ, приготовленная без добавления щелочи, характеризуется нестабильной структурой, глобулы воды не имеют четко выраженные контуры-оболочки. Устойчивость зависит также от электрического заряда на поверхности капель воды, образующего за счет их движения двойной электрический слой, защищающий эти капли от слипания подобно адсорбционным оболочкам. Двойной электрический слой возникает при контакте двух фаз, из которых хотя бы одна является жидкой. Стремление системы понизить поверхностную энергию приводит к тому, что частицы на поверхности раздела фаз ориентируются особым образом. Вследствие этого контактирующие фазы приобретают заряды противоположного знака, но равной величины, что приводит к образованию двойного электрического слоя. Капли, имеющие на своей поверхности одинаковые заряды, будут взаимно отталкиваться, обуславливая стойкость эмульсии [5].



Рис. 1 Изображение, снятое при помощи микроскопа. Справа – ВНЭ без добавления щелочи. Слева – ВНЭ с 0,1% NaOH. Масштаб 1:0,00025

Оценка электростабильности водонефтяной эмульсии проводилась путем определения напряжения пробоя с использованием прибора для измерения электростабильности эмульсий ТЭЭ-01Ц. Для исследования использовались образцы эмульсии, приготовленные для микроскопического исследования структуры обратной водонефтяной эмульсии.

Из полученных результатов можно выдвинуть предположение о том, что при добавлении щелочи происходит стабилизация дисперсной системы, вызванная созданием бронирующей оболочки. Происходит снижение энергетического барьера, которое приводит к коагуляции системы. Образцы водонефтяной эмульсии, в которые был добавлен раствор щелочи NaOH, обладают меньшими значениями электрического заряда на оболочке капель воды, чем без щелочная смесь.

Известно, в нефти в разных количествах могут содержаться природные эмульгаторы: асфальтены, смолы, парафины, нафтены – которые, адсорбируясь на межфазной границе, изменяют поверхностное натяжение. В работах [3] доказано влияние асфальто-смолистых углеводородов на коэффициент светопоглощения проб нефти. Результаты многочисленных лабораторных исследований коэффициента

светопоглощения ($K_{сп}$) проб нефти Ново-Елховского нефтяного месторождения с использованием однолучевого спектрофотометра Unicо 2100 по методике, описанной в работах [3;4], хорошо сопоставляются со значениями поверхностного натяжения на границе «нефть – дистиллированная вода» (рис. 2).

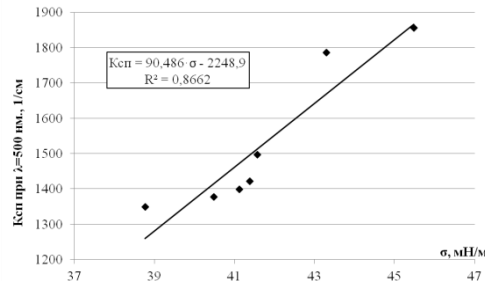


Рис. 2 Корреляция поверхностного натяжения на границе «нефть-дистиллированная вода» и $K_{сп}$ нефти при длине волны $\lambda=500$ нм. для 8 нефтедобывающих скважин

Проведенные авторами эксперименты на фильтрационной установке RPS-812 CoretestSystemsCorporation по определению коэффициента вытеснения нефти бидистиллированной водой, моделью пластовой воды и щелочным раствором (0,1% - ный раствор NaOH) позволили реально оценить нефтевытесняющую способность этих агентов и возможность образования эмульсии в пластовых условиях. По результатам исследования установлено, что при фильтрации щелочным раствором градиент давления закачки увеличился почти в 2 раза по сравнению с другими агентами. При этом коэффициент светопоглощения нефти уменьшился в 2 раза за счет подключения менее проницаемых участков ядра вследствие выравнивания фронта вытеснения по отношению закачки бидистиллированной воды и модели пластовой воды [2].

Литература

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – С. 11-151
2. Larry W. Lake. Enhanced Oil Recovery. – New Jersey: Prentice Hall, 2010. – P. 424-449.
3. Бурханов Р.Н., Максютин А.В. Обобщение результатов комплексных оптических исследований нефти Архангельского месторождения. // Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 2 (49) Геология, поиски и разведка нефти и газа. – С. 34-40.
4. Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №3. С.17-32. URL: http://ogbus.ru/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p17-32_RaupovIR_ru.pdf
5. Образование эмульсий и их классификация. Добыча и подготовка нефти. [Электронный ресурс]. URL: <http://oiloot.ru/component/content/article/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/504-obrazovanie-emulsij-i-ikh-klassifikatsiya> (дата обращения 24.02.2015).
6. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Поверхностные явления и дисперсные системы в нефтепромысловом деле: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 200 г., Уфим. нефт. ин-т, 1990.- 64 с.
7. Устойчивость водонефтяных эмульсий. [Электронный ресурс]. URL: <http://liveoil.ru/teoriya/ustoichivost-vodoneftyanyx-emulsij.html> (дата обращения 26.02.2015).

Секция 12

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

В.И. Ерофеев, профессор, Заслуженный деятель науки РФ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с сильным истощением действующих нефтяных месторождений в мире все больший вклад в общий сырьевой баланс вносят различные виды легкого углеводородного сырья: природный и попутные нефтяные газы, газовые конденсаты, газогидраты, что требует огромных затрат для их добычи и для создания новых высокоэффективных технологий по их глубокой переработке в различные ценные продукты.

Нефтегазохимия стала частью нефтегазового комплекса, входя составным элементом в структуру крупнейших нефтегазовых компаний мира. В современной мировой нефтегазохимии не менее половины всей выпускаемой продукции (начиная от исходных полупродуктов, включая нефтегазохимикаты и такие конечные продукты, как полимеры, пластмассы, синтетические смолы, синтетические каучуки, химические волокна) производится нефтегазовыми компаниями. Стратегия развития нефтехимических комплексов развитых стран основана на переходе на выпуск все более высокотехнологичной, дорогой продукции. Все более широко применяются технологии «всеядные» по сырью, что позволяет наряду с квалифицированным сырьем использовать побочную продукцию и отходы других отраслей. Существенную роль приобретают такие направления, как создание новых материалов, в том числе и с заданными свойствами, технологий по переработке алканов, создание новых все более совершенных катализаторов и др. При сохранении темпов роста крупнотоннажных нефтехимических продуктов массового использования ускоренными темпами растет производство относительно малотоннажной, но дорогостоящей высокофункциональной продукции специального назначения.

Важной тенденцией при развитии нефтегазопереработки, отраслей нефтехимического и органического синтеза, является переход от «грязных», загрязняющих окружающую среду технологических процессов к технологиям, соответствующим принципам «зеленой химии» и энергосбережения. Такой процесс сопровождается перестройкой технологической базы, внедрением ресурсо-, энерго- и трудосберегающих экологически чистых процессов. Одной из тенденций мирового технологического развития в области химии и нефтехимии является развитие производства полимеров и композиционных полимерных материалов с новыми физико-химическими свойствами. В последние годы в мировом нефтегазохимическом комплексе сложилось несколько «точек роста», где имеются крупные запасы углеводородного сырья и Россия обладает всеми потенциальными возможностями снова стать крупнейшим центром по выпуску нефтехимической продукции, а именно: громадными ресурсами углеводородного сырья, квалифицированными кадрами, достаточно мощным, хотя и устаревшим производственным потенциалом. Одним из наиболее предпочтительных направлений развития отечественной нефтегазохимии является активное вовлечение в переработку ценных компонентов природного (богатого этаном) и попутного нефтяного газа, создание на базе этих ресурсов нефтегазохимических комплексов и предприятий по переработке нефтегазохимических продуктов. Существенное значение приобретают новые технологии получения этилена, пропилена, изобутена, альфа-олефинов. В настоящее время основным методом их получения является пиролиз легких нефтяных фракций. В небольшом количестве олефины получают также при каталитическом крекинге и при дегидрировании парафинов. В России основным сырьем для производства этилена, пропилена и других олефинов являются бензиновые фракции прямой перегонки нефти; за рубежом — углеводородные газы (этан, пропан), нефтяные фракции, причем установки комбинированы для работы на различных видах сырья [1-8].

Альтернативными технологиями переработки природного и попутного газа могут служить технологии получения углеводородов по Фишеру-Тропшу, переработки метанола в низшие олефины или высокооктановые бензины. Технология Фишера-Тропша позволяет получать в зависимости от используемой технологии смеси парафинов с олефинами или линейные парафины нормального строения, переработка которых требует комплексной схемы производства. Реализованные в настоящее время технологии фирм Sasol и Shell недостаточно производительны и требуют существенно больших инвестиций по сравнению с процессами превращения оксигенатов в углеводороды. Технология получения углеводородов из синтез-газа значительно менее производительна, чем процессы получения метанола или диметилового эфира. Предлагаемые к реализации технологии превращения метанола или диметилового эфира в бензины позволяет в зависимости от используемого катализатора не только получать существенно лучший по качеству высокооктановый бензин, не

содержащий дурола; аналог газового конденсата или прямогонного бензина для транспортировки вместе с нефтью. Диметиловый эфир содержит в своем составе в два раза больше атомов углерода, чем метанол, что ведет к уменьшению размеров оборудования. Благодаря меньшему тепловыделению и благодаря снижению количества воды в реакционной среде срок службы катализатора ZSM-5, используемого при получении бензина из ДМЭ, больше, чем в Mobil- процессе. В настоящее время ведущие западные нефтегазовые компании начали широкомасштабные инвестиции в принципиально новое направление производства сырья для нефтехимии - олефинов C2-C4 из природного газа. К настоящему времени эти процессы, разрабатываемые в течение последних 20 лет целым рядом фирм (Mobil Oil Corporation, Exxon Mobil Corporation, UOP, Hydro Norsk и др.), доведены до коммерческого использования и сегодня активно внедряются в промышленность: с 2006 г. крупный завод работает в Нигерии, строительство заводов ведется в Бельгии и Китае, Ближнем Востоке. Методы превращения природного газа в низшие олефины через диметиловый эфир, получаемый дегидратацией метанола, разрабатываются фирмой Lurgi (совместно с MG Technologies AG, Metallgesellschaft AG, Sud-Chemie AG) и компанией Van Dijk Technologies. Процессы получения низших олефинов из природного газа через стадию прямого синтеза диметилового эфира из CO/H₂ разрабатываются японской фирмой JGC Corporation, Основными конкурентными технологиями по отношению к этому процессу являются традиционные технологии пиролиза углеводородов. Существенно, что в данном случае реальную конкуренцию может составить лишь технология пиролиза нефти и сжиженных углеводородных газов, в которой на 1 т сырья получается 34-41% этилена и 15 - 17% пропилена, а также высшие углеводороды. Таким образом, увеличение эффективности использования углеродсодержащих ресурсов и как следствие рост доходности и конкурентоспособности отечественных предприятий. Увеличение глубины переработки нефти, различных видов легкого углеводородного сырья, производство качественных экологически чистых моторных топлив, создание производств новых мономеров и полимеров, материалов на их основе приведет к увеличению уровня технологических переделов внутри нефтегазопереработки, нефтехимии, промышленности органического синтеза, однако для успешного решения всех этих проблем требуется открытие и реализация новых образовательных программ и направлений в интересах высокотехнологичных секторов нефтегазохимического комплекса для опережающей подготовки конкурентоспособных кадров всех уровней квалификации. Обновление содержания химико-технологического образования на основе согласования социального заказа государства, профессионального, академического и бизнес-сообщества; формирование учебно-методического и информационного обеспечения, в том числе интерактивных и мультимедийных составляющих; оснащение учебным лабораторным оборудованием и техническими средствами обучения; разработка образовательных программ, учебно-методических комплексов дисциплин, обучающих программ, видеокурсов, кейсов, виртуальных студенческих лабораторий; создание информационной электронной образовательной среды вузов и предоставление доступа студентам к бесплатным интернет-сервисам с любой точки в здании и с домашних компьютеров, разработка авторских электронных учебников и предметных порталов; создание четырех специальных интернет-порталов энциклопедического характера, отражающих спектр научно-технологической информации по приоритетным направлениям развития; реализация дополнительного профессионального образования работников нефтегазохимического комплекса. Расширение программ подготовки магистров, аспирантов и докторантов, повышение квалификации и профессиональной переподготовки научно-педагогических работников и учебно-вспомогательного персонала на базе лабораторий, оснащенных оборудованием мирового уровня для развития кадрового потенциала. Развитие научных направлений до уровня научных школ, устойчиво воспроизводящих докторов наук; развитие материально-технической базы кафедр, учебно-научных межкафедральных лабораторий и аудиторий; привлечение профессоров - руководителей научных направлений из регионов Российской Федерации, СНГ и зарубежья; подготовка аспирантов и докторантов по актуальным направлениям научных специальностей; конкурсный отбор научных и научно-педагогических кадров; внедрение внутривузовских целевых грантов поддержки молодых перспективных исследователей; освоение российского и международного опыта через стажировки, обмены, курсы сотрудников.

Литература

1. Арутюнов В.С., Лapidус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века. // Рос. хим. ж., 2003, – Т. 47. – № 2. – С. 23 – 32.
2. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Академия, 2003. – 262 с.
3. Ерофеев В.И., Адяева Л.В., Рябов Ю.В. Пиролиз прямогонных бензинов на цеолитах ZSM-5, модифицированных катионами щелочноземельных металлов. // Журнал прикладной химии, 2001. – Т. 74. – Вып. 2. – С. 231 – 234.
4. Ерофеев В.И., Адяева Л.В., Кухаренко О.А. Влияние высокотемпературной обработки пентасилов на их кислотные и каталитические свойства в процессе превращения прямогонных бензинов. // Журнал прикладной химии, 2001. – Т. 74. – Вып. 11. – С. 1791 – 1794.
5. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C3-C4 Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals. // Rus. J. of Physical Chemistry, 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537-S540.
6. Трофимова А.С., Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C3-C4 на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием. // Журнал физической химии, 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.
7. Ерофеев В.И., Адяева Л.В. Превращение прямогонных бензинов на пентасилах, модифицированных индием. // Журнал прикладной химии, 2003. – Т. 76. – Вып. 7. – С. 1116 – 1121.

**ОКИСЛЕНИЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА В УСЛОВИЯХ
МЕЖФАЗНОГО КАТАЛИЗА****Д.В. Бестужева, А.А. Мананкова**

Научный руководитель старший преподаватель А.А. Мананкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных процессов нефтеперерабатывающей промышленности является пиролиз, посредством которого получают около 75 % нефтехимических продуктов. Квалифицированное использование побочных продуктов пиролиза является основной задачей, решение которой во многом может повлиять на рентабельность основных продуктов и рентабельность продуктов более глубокой переработки. Одним из вариантов переработки жидких продуктов пиролиза является их олигомеризация с получением нефтеполимерных смол (НПС) [3].

Модификация нефтеполимерных смол приводит к улучшению их технических характеристик, совместимости в композиционных материалах, а также к снижению окисляемости кислородом воздуха. Введение функциональных групп в структуру НПС приводит к расширению областей применения в различных отраслях промышленности.

Смолы с модифицированной структурой, благодаря своим уникальным свойствам (присутствию в структуре лиофильных и лиофобных центров), находят применение в качестве заменителей растительных масел и природных смол, а также окисленная НПС находит широкое применение в стабилизации водомасляной эмульсии [1].

Известно, что эмульсии применяют в качестве буровых растворов [7], смазочно-охлаждающих жидкостей в технологиях механической обработки металлов, в производстве мастик, смазочных масел нового класса и в нефтедобывающей промышленности, например, для регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин и изоляции водопритока в нефтяном пласте, увеличения нефтеотдачи пластов, например при обработке высокообводненных коллекторов, нагнетательных и добывающих скважин, а также в процессах газодобычи и для временной изоляции проницаемости в призабойной зоне пластов [8].

Различные области применения эмульсий включают технологические режимы их эксплуатации, характеризующиеся термомеханическими нагрузками. В условиях высокого термического и механического напряжения структура и фазовый состав эмульсии должны оставаться стабильными [5]. Однако в большинстве случаев, особенно при большом содержании воды в нефтепродуктах эмульсии разрушаются при деформациях. Для предотвращения процесса разрушения эмульсий в их состав вводят стабилизирующее вещество.

Авторами [9–10] было установлено, что НПС могут быть использованы в качестве стабилизаторов водомасляных эмульсий на основе использованных автомобильных масел. Стабилизатор НПС в количестве 0,001 – 0,5 % переводит эмульсии от 20 до 70 % в режиме механической деформации в устойчивое межфазное состояние, что в несколько раз эффективнее стабилизатора на основе каучука [11]. Авторами работ установлено [1], что механизм изменения вязкости водомасляных эмульсий в присутствии озонированных НПС носит колебательный характер, но вязкость в присутствии НПС не понижается до вязкости исходной эмульсии, что объясняется воздействием НПС на межфазную структуру эмульсии.

Одними из наиболее экономически привлекательных способов модификации смол являются окислительные процессы [12]. Процессы осуществляют с целью введения в состав нефтеполимерных смол полярных кислородсодержащих группировок окислением пероксидом водорода с использованием в качестве катализатора соединения металлов переменной валентности, а в качестве межфазного переноса - гетерополиисоединение.

Многие окислители являются недостаточно эффективными в отношении смол, основными компонентами которых являются циклические олефиновые соединения. Поэтому поиск новых селективных агентов модификации НПС в настоящее время актуален.

Главными преимуществами метода межфазного катализа являются: широкая область применимости, возможность реализации в мягких условиях, простота аппаратного оформления, возможность тонкого регулирования селективности процесса и достижения высоких выходов целевых продуктов реакции [2].

Данная работа посвящена изучению процессов модификации смол пероксидом водорода. Объектом исследования является НПС на основе фракции жидких продуктов пиролиза прямогонного бензина с повышенным содержанием дициклопентадиена, полученная в присутствии каталитической системы $TiCl_4$ (2 %) + $Al(C_2H_5)_2Cl$ (1 : 1 моль) с выходом 45 %.

Окисление 30 %-го раствора НПС осуществляли пероксидом водорода (39 % водн.) в эмульсии в присутствии типичного катализатора окисления - молибдата аммония, в количестве 0,05 % от общей реакционной массы. Концентрацию пероксида водорода варьировали от 0 до 5 % от массы смолы. Для эффективной гомогенизации среды использовали агент межфазного переноса – йодистый тетрабутиламмоний в количестве 1 % от общего веса органической фазы. Добавление H_2O_2 проводили путем дозирования при температуре 40 – 45 °С, далее реакционную массу выдерживали при постоянном перемешивании при 70°С в течение 1 часа.

Полученные образцы исходной и окисленных НПС были исследованы методом ИК-спектроскопии с помощью спектрометра ИК-Фурье ФТ-800. Наличие в спектре интенсивного поглощения при 2955 см^{-1} и полосы средней интенсивности при 1452 см^{-1} , относящихся соответственно к валентным и деформационным колебаниям в группах CH_2 , а также полосы поглощения слабой интенсивности, характерной для деформационных колебаний

в группах CH_3 (1375 см^{-1}) свидетельствует о преимущественном содержании в молекулах НПС метиленовых групп. Пики поглощения при 1693 и 1603 см^{-1} (циклопентадиеновые двойные связи) вызваны наличием в структуре как экзо- так и эндо-звеньев (I, II), образующихся при взаимодействии с активной частицей норборненовой двойной связи ДЦПД по реакциям прямого присоединения, прямого присоединения по циклопентеновой связи и путем перегруппировки карбокатиона. Пики поглощения при 756 и 702 см^{-1} также указывают на присутствие в олигомере как экзо-, так и эндо-звеньев ДЦПД [9].

Данные ИК-спектров образцов окисленной нефтеполимерной смолы (ОНПС) показывают появление широкой полосы поглощения в области валентных колебаний гидроксильной группы ($3500 - 3000 \text{ см}^{-1}$) интенсивность которых растет с увеличением концентрации пероксида водорода. Также отмечено появление полос поглощения в области 1250 см^{-1} и 1030 см^{-1} , соответствующих колебаниям эпоксидного кольца и асимметричным валентным колебаниям С-О связи, соответственно.

Также анализ полученных образцов исходной и окисленных НПС осуществляли с помощью титриметрических методов анализа [6].

Таблица 1

Свойства НПС в зависимости от концентрации H_2O_2

Определяемые числа	НПСисх	1 % H_2O_2	3 % H_2O_2	5 % H_2O_2
Бромное число, г $\text{Br}_2/100$ г НПС	60,8	50,5	44,6	37,5
Гидропероксидное число, %	1,54	3,18	3,74	2,54
Кислотное число, мг КОН/ 100 г НПС	4,1	11,4	23,5	37,9
Эпоксидное число, %	0,56	6,63	8,86	13,47

Данные ИК-спектров полностью согласуются с результатами определения гидропероксидного, кислотного и бромного чисел НПС. Значительное влияние на процесс окисления оказывает количество окислителя. Из данных, приведенных в таблице, следует, что увеличение количества окислителя приводит к повышению величины активного кислорода и уменьшению величины бромного числа, однако очевидно, что в условиях реакции происходит частичное разложение пероксидных группировок и превращение в продукты более глубокого окисления. Далее полученные образцы НПС были использованы для исследования в качестве стабилизатора эмульсий вода – минеральное масло.

Таким образом, использование пероксида водорода в качестве окислителя в условиях межфазного катализа, позволяет в мягких условиях вводить кислородсодержащие группы в структуру непредельной смолы, улучшая при этом свойства и эксплуатационные характеристики НПС, что в перспективе позволит расширить их области применения.

Литература

1. Бондалетов В.Г., Троян А.А., Огородников В.Д., Дмитриева З.Т. Использование отработанного моторного масла и нефтеполимерных смол для образования и стабилизации эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия, 2005. - № 2. - С. 34 – 38.
2. Галицын А.И., Аксенов В.С., Нияз Ф.Ф. Окислительная деструкция нефтеполимерных смол // Деструкция и стабилизация полимеров: Тезисы докладов 9-й конференции, Москва, 16-20 апр. 2001. - С. 45 – 46.
3. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г., Фитерер Е.П. Полимеризация дициклопентадиена под действием комплексного катализатора // Ползуновский Вестник, 2009. - № 3. - С. 163 – 167.
4. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. – М.:Техника, ООО «ТУМА ГРУПП», 2001. – 384 с.
5. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худяков А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. - М.: Химия, 1967. – 200 с.
6. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза: учебное пособие для вузов. – М.: Химия, 1982. – 250 с.
7. Пат. 2231534 Россия, МПК7 С 09 К 7/02 Буровой раствор и способ приготовления бурового раствора / Федосеев С.А., Косяк А.В., Сиваченко А.М., Подобедов А.Н. Заявлено. 16.05.2002; Опубл. 27.06.2004.
8. Пат. 1198536 ЕПВ, МПК6 С 09 К 8/36 Water in oil microemulsions useful for oil field or gas field applications and methods for using the same / Collins I.R., Vervoort I. Заявлено. 29.06.1999; Опубл. 24.04.2002.
9. Пат. 2313567 Россия, МПК С 10 М 173/00. Стабильная водомасляная эмульсия / Мананкова А.А., Дмитриева З.Т., Бондалетов В.Г. Заявлено. 31.08.2005; Опубл. 10.03.2007.
10. Пат. 2313385 Россия, МПК С 08 F 240/00. Применение нефтеполимерной смолы в качестве стабилизатора водонефтяных эмульсий / Мананкова А.А., Дмитриева З.Т., Бондалетов В.Г. Заявлено. 16.06.2005; Опубл. 27.12.2006.
11. Пат. 2313566 Россия, МПК С 10 М 173/00. Способ повышения вязкости и стабильности водомасляных эмульсий / Мананкова А.А., Дмитриева З.Т., Рыжакова Е.В. Заявлено. 18.08.2005; Опубл. 27.02.2007.
12. Славгородская О.И., Бондалетов В.Г., Фитерер Е.П., Огородников В.Д. Получение эпоксидированных нефтеполимерных смол по реакции Прилежаева // Ползуновский вестник - Барнаул: Изд-во АлтГУ им. Ползунова, 2013 - № 1 - С. 186 – 189.

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МИКРО-, МИКРО-МЕЗО- И МЕЗОПОРИСТЫХ АЛЮМОСИЛИКАТОВ В ОЛИГОМЕРИЗАЦИИ ЦИКЛОЛЕФИНОВ**С.В. Бубеннов, М.Р. Аглиуллин, Н.Г. Григорьева****Научный руководитель старший научный сотрудник Н.Г. Григорьева
Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа, Россия**

Олигомеры циклоолефинов находят применение в качестве перспективных присадок к нефтяным и синтетическим маслам, пластификаторов к различным полимерным материалам [1-3].

Для селективного получения димеров цикленов используют, как правило, сложные комплексы металлорганических соединений. Недостатками этих катализаторов являются сложность отделения от реакционной массы, невозможность повторного использования, нестабильность. Под действием более доступных и безопасных гетерогенных катализаторов олигомеризация проходит с образованием сложной смеси димеров и высокомолекулярных олигомеров, сопровождается реакциями изомеризации, крекинга, переноса водорода.

Целью нашего исследования является разработка селективных гетерогенно-каталитических способов синтеза димеров различных циклоолефинов, основанных на использовании микро- и мезопористых алюмосиликатов.

Изучена олигомеризация циклоолефинов (циклогексена, циклогептена, циклооктена и циклододецена) на мезопористых цеолитах Y, Beta и ZSM-12 в H-форме, микро-мезопористом цеолите HY-MMM и мезопористом алюмосиликате ASM.

Мезопористые и микро-мезопористые цеолиты охарактеризованы при помощи рентгенофазового анализа, адсорбционных методов, термопрограммируемой десорбции аммиака, низкотемпературной адсорбции азота, ртутной порометрии.

Мезопористые алюмосиликаты охарактеризованы с помощью рентгенофазового анализа, ЯМР спектроскопии в твердом теле на ядрах ^{27}Al и ^{29}Si , низкотемпературной адсорбции азота, термопрограммированной десорбции аммиака, ИК спектроскопии с адсорбцией молекулы зонда CO, просвечивающей электронной микроскопии.

Цеолиты H-Y, H-Beta, H-ZSM-5 и H-ZSM-12 имеют мезопористую структуру, а частицы цеолита HY-MMM представляют единые сростки кристаллов с пористой структурой, состоящей не только из микро, но и мезо- и макропор.

По данным низкотемпературной адсорбции азота и ртутной порометрии «кажущаяся» удельная поверхность образцов HY-MMM по БЭТ составляет 608-618 м²/г, а удельная поверхность вторичной пористой структуры по данным ртутной порометрии: 11,0-12,1 м²/г. Объемы микро-, мезо- и макропор составляют: 0,23-0,28; 0,11-13 и 0,038-0,41 см³/г, соответственно.

Алюмосиликат ASM имеет мезопористую структуру с довольно узким распределением размера пор --2-7 нм; объем мезопор составляет 0,98 см³/г, объем микропор -0,02 см³/г, удельная поверхность по БЭТ = 604 м²/г.

Олигомеризацию цикленов осуществляли в непрерывно вращающихся автоклавах при 40-180°C, в растворителе или без него, количество катализатора составляло 5-50 %мас. в расчете на мономер.

Анализ продуктов реакции проводили методом газо-жидкостной хроматографии, идентификацию – с помощью хроматомасс-спектрометрии и ЯМР-спектроскопии.

Хроматографический анализ проводили на хроматографе HRGS 5300 Mega Series “Carlo Erba” с пламенно-ионизационным детектором; условия анализа: стеклянная капиллярная колонка длиной 25 м, температура анализа 50÷2800С с программированным нагревом 80С/мин., температура детектора 2500С, температура испарителя 3000С, газ-носитель – гелий – 30 мл/мин.

Масс-спектры высокого разрешения записывали на приборе фирмы «Fisons», хроматограф которого снабжен капиллярной кварцевой колонкой DB-560 (50 м); нагрев колонки от 50 до 320 °С со скоростью 4 °С/мин; электронный удар (70 eV). Спектры ЯМР ^1H и ^{13}C регистрировали на спектрометре «Bruker AVANCE-400» с рабочей частотой 400.13 (1H) и 100.62 МГц (^{13}C) в стандартных ампулах диаметром 5 мм для растворов веществ в CDCl₃, внутренний стандарт - бензол-d₆, толуол-d₈. 2D Гомо- (COSY НН) и гетероядерные (HSQC, HMBS) корреляционные эксперименты проведены с использованием методик импульсных градиентов поля.

Установлено, что на цеолитных катализаторах основными продуктами превращения циклоолефинов С₆-С₈ являются изомеры и димеры. Циклододецен в присутствии цеолитных катализаторов не образует димеров, что связано, по-видимому, со стерическими препятствиями, создаваемыми кристаллической решеткой цеолитов для протекания реакции олигомеризации. Основными продуктами его превращений являются изомеры.

Состав димеров циклоолефинов зависит от химического строения мономера, характеристик пористой структуры и кислотности катализаторов, а также условий реакции.

Среди димеров циклогексена преобладает 1,1'-бициклогексан-1-ен (1), селективность образования которого на цеолите HZSM-12 достигает 100%. На более широкопористых цеолитных катализаторах HY и HBeta селективность образования димера 1 ниже.

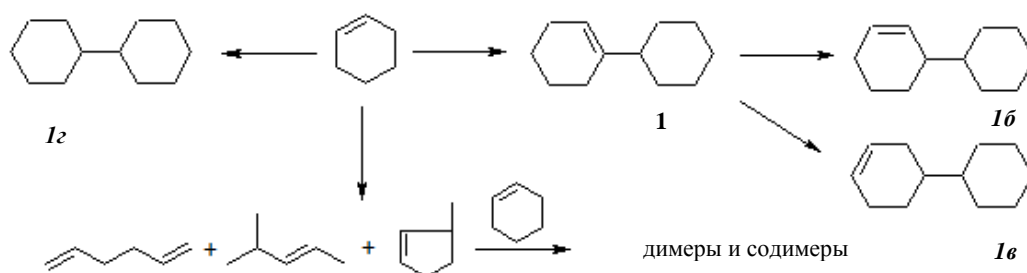


Схема 1

С повышением температуры до 150оС и выше, помимо изомеризации циклогексена в метилциклопентены, начинают идти деструктивные процессы, приводящие к образованию гексадиенов, метилпентенов, диметилбутенов и других продуктов. Эти соединения в присутствии цеолитов, как и исходный олефин, вступают в реакции олигомеризации и соолигомеризации, что приводит к образованию сложной смеси продуктов.

Димеризация циклогептена и циклооктена под действием микропористых цеолитных катализаторов проходит не селективно. Это связано с протекающей даже при 40 оС деструктивной изомеризацией мономеров, в результате чего селективность образования димеров, в которых сохранена структура исходных соединений, составляет 50-60%. Впервые обнаружено, что химическая структура димеров циклогептена (1,1'-бициклогептан-1-ен и 1,1'-бициклогептилиден) и циклооктена (1,1'-бициклооктан-1-ен и 1,1'-бициклоокталиден) аналогична соединениям, получаемым в присутствии металлоорганических катализаторов (схема 2,3).

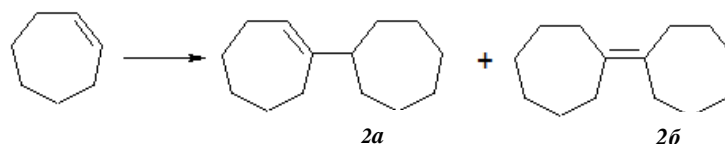


Схема 2

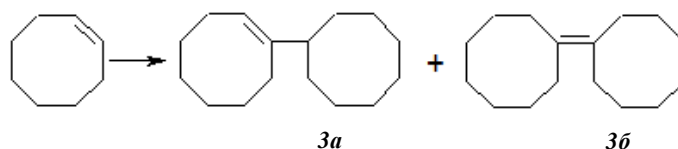


Схема 3

Преодолеть стерические препятствия, создаваемые микрокристаллической решеткой цеолитов для селективной димеризации циклогептена и циклооктена, удалось с помощью цеолитного катализатора HY-MMM, обладающего микро-мезо-макропористой структурой. Селективность образования индивидуальных димеров циклогептена и циклооктена на этом катализаторе достигает 90-95% при конверсии мономеров до 60%. Аналогичные результаты получены на мезопористом алюмосиликате ASM, несмотря на то, что концентрация кислотных центров на нем значительно ниже, чем в цеолитных катализаторах.

Литература

1. Кнунянц И.Л., Большой энциклопедический словарь, 2-е изд., Химия - Москва, 1998 - с.792.
2. Jenkins G.N., Roberts S.M., Turner N.J., Recent Uses of Oxidoreductase Enzymes, Department of Chemistry, University of Exeter, Stocker Road, Exeter, Devon, UK, EX4 4QD, 1995, <http://www.ch.ic.ac.uk/ectoc/papers/04/4-Oxidoreductases.html>.
3. US 2014/ 0242030

СИНТЕЗ, ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И КАТАЛИТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГАЛЛОАЛЮМОСИЛИКАТОВ СТРУКТУРНОГО ТИПА ЦЕОЛИТА ZSM-5 В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРОПАНА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ**А.Н. Вольнкина, Л.Н. Восмери́кова**

Научный руководитель старший научный сотрудник Л.Н. Восмери́кова

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия**

Цеолитные катализаторы, модифицированные металлами, широко применяются в различных отраслях промышленности. Перспективным методом модифицирования с целью улучшения тех или иных свойств цеолитов является введение катионов металла в их каркас на стадии гидротермального синтеза. Полученные элементоалюмосиликаты отличаются от немодифицированных цеолитов по физико-химическим свойствам, которые напрямую связаны со структурой каркасного алюмосиликата [2-4].

Своеобразие синтеза цеолитов структурного типа ZSM-5 состоит в том, что гидротермальную кристаллизацию алюмокремнегеля проводят в присутствии различных органических соединений (темплатов). В ходе синтеза по мере роста кристаллов молекулы органических темплатов внедряются в твердую фазу и обеспечивают стабилизацию цеолитной структуры. Используя различные структурообразователи, можно регулировать морфологию кристаллов и состав цеолита определенного структурного типа [1, 5]. Целью настоящей работы явилось изучение закономерностей превращения пропана в ароматические углеводороды на галлоалюмосиликатах структурного типа ZSM-5, полученных с использованием различных структурообразующих добавок.

Галлоалюмосиликаты получали изоморфным замещением Si(IV) на Ga(III) в кристаллической решетке цеолита на стадии гидротермального синтеза путем частичной замены алюминия на галлий в исходном алюмокремнегеле ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3+\text{Me}_2\text{O}_3=40$). Содержание оксида галлия в катализаторе составляло 1,85 % мас. В качестве источника кремния использовали жидкое стекло состава: 9 % Na₂O, 29 % SiO₂, 62 % H₂O, источниками оксидов алюминия и галлия служили растворы их азотнокислых солей, а в качестве темплата использовали гексаметилендиамин (ГМДА), диэтилентриамин (ДЭТА) и мочеви́ну.

Контроль за качеством полученных образцов осуществляли с помощью ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа. ИК-спектры исследуемых цеолитов снимали на ИК-Фурье спектрометре «Nicolet 5700» в области 2000-400 см⁻¹ в таблетках с KBr (1,2 мг KBr на 300 мг KBr) на воздухе. Рентгенофазовый анализ образцов проводили на рентгеновской установке «ДРОН-3М» (Cu-анод, Ni-фильтр). Тестирование кислотных свойств катализаторов проводили методом температурно-программируемой десорбции (ТПД) аммиака.

Эксперименты по изучению процесса превращения пропана в ароматические углеводороды осуществляли на стендовой установке проточного типа при атмосферном давлении, температуре реакции 400-600 оС и объемной скорости подачи сырья 500 ч⁻¹. Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Объем загружаемого в реактор катализатора составлял 3,0 см³, а размер его частиц 0,5-1,0 мм. Для оценки каталитической активности образцов определяли степень превращения пропана, выход газообразных и жидких продуктов реакции, а также рассчитывали селективность образования продуктов реакции.

По результатам рентгенографических исследований все синтезированные образцы соответствуют структуре цеолита типа ZSM-5 и принадлежат к ромбической сингонии. Данные ИК-спектроскопии полученных галлоалюмосиликатов свидетельствуют о присутствии характерных для высококремнеземных цеолитов полос поглощения. Например, наличие полосы поглощения в области 550–560 см⁻¹ указывает на принадлежность цеолитов к семейству пентасила. Отношение интенсивностей полос поглощения 550/450 см⁻¹ позволяет судить о чистоте синтезированных образцов и степени их кристалличности. Для Ga-содержащего цеолита, синтезированного с мочеви́ной, это отношение меньше 0,6, что свидетельствует о недостаточно высокой степени его кристалличности, в то время как Ga-содержащие цеолиты, полученные с ГМДА и ДЭТА, имеют степень кристалличности соответственно 100 и 89 %.

Одной из важных характеристик, определяющих активность цеолитных катализаторов, является их кислотно-основные свойства. Для исследования кислотных свойств галлийсодержащих цеолитных катализаторов в качестве зонда использовали аммиак. Выбор аммиака в качестве адсорбата обусловлен его высокой основностью, позволяющей определить не только сильнокислотные центры, но и слабые центры, а также небольшим размером молекулы и простотой дозирования. С целью исключения физической адсорбции аммиака, его адсорбцию на образцах проводили при температуре 100 оС. Результаты исследования кислотных свойств полученных галлийсодержащих цеолитов представлены в таблице 1. Все полученные образцы имеют два типа кислотных центров, о чем свидетельствует наличие двух форм десорбции аммиака на термодесорбционных спектрах: слабокислотные с температурой максимума пика T_{макс.} = 200-215 оС (I) и сильнокислотные с T_{макс.} = 415-425оС (II). Использование при синтезе галлоалюмосиликата в качестве темплата мочеви́ны приводит к образованию цеолита с наименьшей концентрацией слабых кислотных центров, но характеризующихся большей силой. Галлоалюмосиликат, полученный с ГМДА, содержит наибольшее количество кислотных центров, их суммарная концентрация составляет 947 мкмоль/г. Галлоалюмосиликат, синтезированный с использованием ДЭТА, обладает меньшим количеством высокотемпературных кислотных центров, характеризующихся меньшей силой. Таким образом, исследования кислотных свойств галлоалюмосиликатов показали, что они отличаются

друг от друга распределением и соотношением кислотных центров разной природы, что и сказывается на их каталитических свойствах в превращении пропана в ароматические углеводороды.

Таблица 1

Кислотные характеристики галлийсодержащих цеолитных катализаторов

Тип темплата	Т _{макс.} , оС		Концентрация, мкмоль/г		
	ТI	ТII	CI	СII	СΣ
ГМДА	200	425	649	298	947
ДЭТА	210	415	621	267	888
Мочевина	215	420	605	314	919

Примечание. ТI, ТII – температуры максимумов низко- и высокотемпературных пиков на термодесорбционных кривых; CI, СII и СΣ – концентрации слабых и сильных кислотных центров и их сумма, соответственно.

Исследования каталитических свойств полученных галлоалюмосиликатов показали, что по общей (оцениваемой по степени превращения пропана) и ароматизирующей активности катализаторы отличаются друг от друга. Наиболее высокую активность в реакции ароматизации пропана проявляют галлоалюмосиликаты, полученные с ГМДА и ДЭТА. При этом образец, синтезированный с ДЭТА, проявляет более высокую активность при низких температурах реакции, а при 600 °С наблюдается снижение как конверсии пропана, так и выхода ароматических углеводородов, что, вероятно, связано с низкой стабильностью данного катализатора. Образец, полученный с ГМДА, проявляет высокую каталитическую активность и при температуре 600 °С. Наименьшую ароматизирующую активность из всех исследуемых катализаторов проявляет образец, полученный с использованием мочевины. Выход ароматических углеводородов на нем при температуре процесса 550 °С составляет 43,2 % при конверсии пропана 76 %. Повышение температуры до 600 °С приводит к значительной потере активности катализатора, что связано, по-видимому, с тем, что на его поверхности имеется большое количество сильных кислотных центров, непосредственно участвующих в реакциях, приводящих к зауглероживанию катализатора и быстрой потере его активности. В полученных на этом катализаторе продуктах содержится большое количество олефинов С2-С4.

Таблица 2

Характеристика продуктов превращения пропана на галлийсодержащих цеолитных катализаторах

Тип темплата	Треакции, оС	X, %	A, %	Sap, %	Скр, %	Сдег, %	SH2, %
ГМДА	400	11	1,6	14,5	74,9	5,8	4,8
	450	26	4,3	16,5	68,0	7,6	7,9
	500	66	36,7	54,3	36,6	4,6	4,6
	550	92	51,9	56,7	35,1	4,0	4,3
	600	97	51,0	52,5	37,7	5,4	4,4
ДЭТА	400	15	2,2	14,2	77,0	3,0	5,8
	450	38	6,7	17,9	71,9	3,3	6,9
	500	81	49,1	60,3	34,1	1,9	3,6
	550	92	50,8	55,1	37,9	2,8	4,3
	600	70	37,0	52,9	26,6	15,9	4,5
Мочевина	400	11	1,7	15,9	73,6	4,8	5,7
	450	26	5,1	19,3	67,5	5,8	7,5
	500	61	31,9	52,0	39,2	4,2	4,5
	550	76	43,2	56,7	32,5	5,6	4,2
	600	26	7,6	29,8	19,2	47,8	3,3

Примечание. X – конверсия пропана; Sap, Скр, Сдег – селективность ароматизации, крекинга, дегидрирования, соответственно; SH2 – селективность образования водорода; A – выход ароматических углеводородов.

Таким образом, проведенные исследования каталитической активности полученных Ga-содержащих цеолитных катализаторов в процессе ароматизации пропана показали, что природа структурообразующего темплата, используемого при синтезе цеолитов, играет важную роль. Наибольшей каталитической активностью обладает Ga-содержащий цеолитный катализатор, приготовленный с использованием в качестве структурообразующей добавки гексаметилендиамина. Конверсия пропана на данном катализаторе при 550 оС и 500 ч–1 составляет 92 %, а выход и селективность образования ароматических углеводородов соответственно 51,9 и 56,7 %.

Литература

1. Баррер Р. Гидротермальная химия цеолитов. – М.: «Мир», 1985. – 209 с.
2. Восмеринова Л.Н., Рябова Н.В., Восмеринов А.В. Синтез, кислотные и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе ароматизации низших алканов// Нефтепереработка и нефтехимия. – Москва, 2008. – № 2. – С. 35 – 39.
3. Дергачев А.А., Лапидус А.Л. Каталитическая ароматизация низших алканов// Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). – Москва, 2008. – № 4. – Т. 52. – С. 15 – 21.

4. Ионе К.Г., Вострикова А.А. Изоморфизм и каталитические свойства силикатов со структурой цеолитов// Успехи химии. – Москва, 1987. – № 3. – Т. 56. – С. 393 – 427.
5. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Превращение низкомолекулярных углеводородов на цеолитах// Итоги науки и техники. Кинетика. Катализ. 1990. – Т. 23. – С. 3 – 90.

ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ КОМПОНЕНТЫ БЕНЗИНА НА ЖЕЛЕЗОСИЛИКАТНЫХ ЦЕОЛИТАХ ТИПА MFI

Т.А. Герасина, И.С. Хомяков, В.И. Ерофеев

Научный руководитель ассистент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время существует много альтернативных источников энергии, которыми можно заменить нефть и природный газ. Такие как солнечный свет и тепло земных недр, известны уже давно, но ни один из этих источников до сих пор не смог вытеснить природный газ и бензин. И основным направлением в развитии каталитических процессов в нефтепереработке и нефтехимии является поиск катализаторов и технологий, благодаря которым возможно получить ценные химические продукты из попутных газов нефтедобычи, природного газа и газового конденсата. Для осуществления этих процессов наиболее перспективными являются цеолитосодержащие катализаторы.

Целью данной работы являлось исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые компоненты бензина на цеолитосодержащих катализаторах.

Высококремнеземные цеолиты (ВКЦ) получали гидротермальным синтезом из щелочных алюмокремнегелей и нитрата Fe (III) при 175-185°C в течение 4 суток. В качестве темплата использовался гексаметилендиамин. После окончания кристаллизации полученные цеолиты Fe-ВКЦ промывали водой, сушили при 110°C и прокаливали при 600°C в течение 6 ч. В активную форму Fe-ВКЦ переводили путем обработки 25%-ным раствором NH₄Cl при 90°C в течение 2 ч с последующим высушиванием при 110°C и прокаливанием при 600°C в течение 6 ч. Затем полученные железосиликаты модифицировались нанопорошками меди и цинка путем механохимической активации в шаровой вибромельнице в течение 12 ч. По данной методике были получены образцы: Fe-ВКЦ, 1 % Cu / 99 % Fe-ВКЦ, 3 % Cu / 97 % Fe-ВКЦ, 1 % Zn / 99 % Fe-ВКЦ, 3 % Zn / 97 % Fe-ВКЦ. Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. ИК-спектры снимали на спектрофотометере ИК-Фурье Nicolet 5700 в средневолновой части спектра 400-4000 см⁻¹. Сопоставление литературных данных по наличию п.п. в синтетических цеолитах с полученными нами результатами позволяет сделать следующие выводы: о принадлежности приготовленного образца к цеолитам. Об этом свидетельствуют наличие в спектре интенсивных п.п. в области 1300-900, 820, 400-600 см⁻¹; об отнесении исследуемого цеолита к структурному типу MFI (ZSM-5), т.к. в ИК-спектре присутствует п.п. 560 см⁻¹.

Исследование каталитических свойств приготовленных цеолитов проводилось на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и при атмосферном давлении. Качественный и количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al₂O₃ (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м х 0,25 мм х 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Погрешность определения газохроматографическим методом составляет ±2,5 %.

За меру каталитической активности было выбрано количество образующихся в продуктах реакции ароматических углеводородов. Результаты каталитических исследований представлены в таблице 1. Для всех исследуемых образцов с повышением температуры процесса характерно снижение выхода целевого продукта за счет увеличения глубины превращения сырья. В результате опыта на исходном Fe-ВКЦ выход катализата падает с 69,7 при 350°C до 55,2 при 400°C. Выход газообразных продуктов увеличивается с 30,3 при 350°C до 44,8 при 400°C. Выход аренов C₆-C₉ в жидких продуктах реакции увеличивается с 19,0 при 350°C до 29,1 при 400°C. В состав жидкой фазы так же входит бензол и олефины с ростом температуры процесса повышается с 1,0 и 1,0 при 350°C до 2,4 и 1,2 при 400°C, соответственно. Выход нафтенов, парафинов, изопарафинов с ростом температуры резко снижается. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБФ преобладают, в основном, пропан, где продукты реакции увеличиваются с 55,9 при 350°C до 59,6 при 400°C, а также бутаны, которые с ростом температуры уменьшаются. (Таблица 1)

На рис. 1 показан выход аренов в продуктах реакции в зависимости от температуры процесса. Из рисунка видно, что среди изученных катализаторов наибольшую каталитическую активность проявляет катализатор Fe - ВКЦ. Выход аренов на этом катализаторе максимальный: 19,0% и 31,2% при 350°C и 425°C. Выход катализата падает с 69,7% при 350°C до 52,2% при 425°C. На данном катализаторе уже при 350°C получается жидкий катализат с ОЧ 88,4.

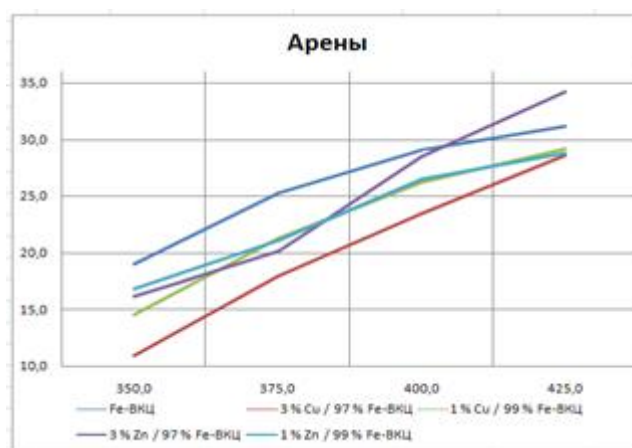


Рисунок 1- Выход аренов в продуктах реакции

Таблица 1

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: 1 - Fe-BKЦ; 2 - 3 % Cu / 97 % Fe-BKЦ; 3 - 1 % Cu / 99 % Fe-BKЦ; 4 - 3 % Zn / 97 % Fe-BKЦ; 5 - 1 % Zn / 99 % Fe-BKЦ

Наименование	Катализатор														
	1			2			3			4			5		
Температура, °C	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	39,0	44,8	47,8	23,4	35,6	43,2	20,2	38,9	42,5	27,9	37,0	41,5	32,2	38,4	42,0
Жидкая фаза, мас. %	61,0	55,2	52,2	76,6	64,4	56,8	69,8	61,1	57,6	72,1	63,0	58,5	67,8	61,6	58,0
Состав газовой фазы, мас. %															
Метан	0,5	0,9	1,6	0,4	0,8	1,5	0,4	0,8	1,6	1,9	3,3	5,9	1,1	2,0	3,4
Этан	1,5	2,3	3,5	1,1	1,9	3,1	1,3	2,0	3,3	2,2	3,2	5,1	1,6	2,5	3,7
Этилен	0,5	0,8	1,2	1,0	1,0	1,3	0,8	0,9	1,3	0,8	1,1	1,7	0,8	1,2	1,7
Пропан	57,8	59,6	60,2	56,4	58,1	60,0	57,8	58,8	59,9	55,7	53,7	50,2	56,1	55,1	54,5
Пропилен	1,2	1,6	2,4	2,1	2,1	2,4	1,7	1,9	2,6	1,7	2,3	3,3	1,8	2,6	3,4
Изо-бутан	19,9	18,2	16,0	19,6	18,4	16,2	19,6	18,5	16,0	18,8	18,3	17,6	19,4	18,0	16,2
Н-бутан	17,2	15,1	13,0	17,6	15,9	13,5	17,0	15,5	13,2	17,3	16,1	13,9	17,6	16,3	14,3
Изо-бутен	1,0	1,3	1,7	1,6	1,5	1,6	1,3	1,4	1,7	1,5	1,7	2,1	1,5	1,9	2,3
Состав жидкой фазы, мас. %															
Арены бензол	25,3 1,7	29,1 2,4	31,2 3,0	17,9 0,7	23,5 1,4	28,5 2,2	21,3 1,2	26,3 1,8	29,2 2,4	20,1 1,1	28,5 1,9	34,2 2,8	21,1 1,2	26,5 1,8	28,8 2,2
Изопарафины	41,5	39,3	37,5	41,5	41,2	38,7	41,9	40,0	38,2	41,4	38,8	34,6	41,8	39,9	38,2
Нафтены	17,9	17,8	17,4	22,0	19,4	18,6	19,7	18,8	17,9	19,8	17,7	15,7	19,6	17,9	17,5
Парафины	14,3	12,7	12,2	17,6	14,6	12,7	16,0	13,7	13,3	17,7	13,9	14,0	16,4	14,4	14,0
Олефины	1,0	1,2	1,8	1,1	1,3	1,4	1,1	1,3	1,5	1,0	1,2	1,5	1,2	1,4	1,5
Октановое число (ИМ), пункты	91,6	93,9	91,5	86,4	90,1	92,8	88,6	89,0	90,7	87,9	89,8	93,1	87,9	89,1	89,9

Таким образом, проведенные исследования по превращению прямогонных бензинов газового конденсата Мылдзинского месторождения на цеолитных катализаторах показали, что введение железа в цеолитную матрицу при синтезе позволяет увеличить селективность образования ароматических углеводородов в продуктах реакции. Введение модифицирующих добавок Cu и Zn приводит к увеличению выхода целевого

продукта на 5-10 %. Особо отметим, что на всех исследуемых цеолитных катализаторах возможно получение высокооктановых бензинов марок «Евро-4 и 5».

Литература

1. Восмери́ков А.В., Вели́чина Л.М., Кори́бицына Л.Л. и др. Превращение углеводородных фракций газового конденсата на цеолитсодержащих катализаторах // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 1997. – № 2. – С. 16 – 19.
2. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabov Yu.V. Pyrolysis of Straight-Run Naphtha on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkaline-earth Metal Cations // Russian Journal of Applied Chemistry, 2001. – V. 74. – N 2. – pp. 235 –237.
3. Ерофеев В.И., Восмери́ков А.В., Кори́бицына Л.Л., Соловьёв А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия, 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
4. Ерофеев В.И., Трофимова А.С., Коваль Л.М., Рябов Ю.В. Исследование кислотности и каталитических свойств Cu-ZSM-5 в процессе конверсии низших алканов // Журн. прикл. химии. – 2000. – Т. 73. – № 12. – С. 1969 – 1974.
5. Барба́шин Я.Е., Рябов Ю.В., Восмери́ков А.В. и др. Деактивация цеолитных катализаторов в процессах превращения метанола, гексана и бензиновой фракции газового конденсата // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 1998. – № 8. – С. 17 – 21.
6. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикл. химии, 2011. – Т. 84. – № 10. – С. 1668 – 1674.
7. Ерофеев В.И., Адыева Л.В. Превращение прямогонных бензинов на пентасилах, модифицированных индием. – Журн. прикл. химии, 2003. – Т. 76. – № 7. – С. 1116 – 1121.
8. Ерофеев В.И., Хомяков И.С., Егорова Л.А. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на модифицированных цеолитах ZSM-5 // Теорет. основы хим. Технологии, 2014. – Т. 48. – № 1. – С. 77 – 82.
9. Пат. 2493910 Россия МПК В01J 29/40. Цеолитсодержащий катализатор, способ его получения и способ превращения прямогонной бензиновой фракции в высокооктановый компонент бензина с низким содержанием бензола. Ерофеев В.И., Егорова Л.А., Ерофеев М.В. Заявлено 17.07.2012; Опубл. 27.09.2013. Бюл. № 27.

ПОЛУЧЕНИЕ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕГО АДСОРБЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРЕМНИЙСОДЕРЖАЩЕГО СЫРЬЯ ВТОРИЧНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

К.К. Горшунова, Р.З.Куватова, О.С. Травкина

Научный руководитель научный сотрудник О.С. Травкина

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа, Россия

Проблема нейтрализации выхлопных газов в целом сводится к удалению из их состава CO, углеводородов и оксидов азота [1]. В то время как в превращении NOx и CO катализаторы активны в широком диапазоне температур, процесс окисления углеводородов начинается с температуры выше 120-1500С. По этой причине возникает так называемая проблема холодного старта.

Холодный запуск современного автомобиля приводит к повышенным выбросам токсичных газов в атмосферу, в первую очередь углеводородов, среди которых преобладают углеводороды C6-C10. Наиболее вредны для человека и окружающей среды ароматические углеводороды (толуол, ксилолы). Прогрев двигателя значительно снижает эти выбросы. ЕВРО стандарты, устанавливающие количество токсичных газов в выхлопах, были разработаны для автомобилей, произведенных в России и Европе. Например, согласно ЕВРО-3 допускается содержание углеводородов до 0.2 г/км, согласно ЕВРО-4 до 0.1 г/км. Однако, количество токсических примесей в выхлопных газах автомобиля в режиме холодного запуска чрезмерно превышает эти нормы. Нормы ЕВРО-5 и ЕВРО-6, которые вводятся в действие в настоящее время, соответственно, выдвигают еще более строгие требования к концентрации углеводородов, которые станут в два раза жестче по сравнению с нормой ЕВРО-3.

Для выполнения этих норм необходимо максимально исключить выделения токсичных компонентов выхлопных газов в окружающую среду. Современное устройство каталитической очистки выхлопных газов, начинающее эффективно работать лишь при температурах около 300°C, позволяет удовлетворять требования действующих в настоящее время норм, но вопрос улавливания токсичных компонентов выхлопных газов и паров во время холодного запуска и прогрева автомобиля остается до сих пор открытым. Несмотря на то, что прогрев длится примерно 10 минут, токсичность выхлопных газов во время этого периода во много раз выше, чем при нормальной работе машины. Выбросы углеводородов, выделяемые в результате запуска двигателей в холодном состоянии, составляют примерно 80% всех углеводородных выбросов. Поэтому стоит задача либо снижения температуры работы каталитического нейтрализатора до 0-30°C и даже отрицательных температур, либо использования других методов низкотемпературного удаления углеводородов.

Применяемые в настоящее время ловушки тяжелых углеводородов выхлопных газов автомобилями изготавливают, главным образом, из цеолитсодержащих материалов [1-3]. Керамические монолиты покрываются тонким слоем цеолитных адсорбентов и используются в системе контроля выбросов углеводородов. Адсорбированные углеводороды удерживаются в ловушке до достижения температуры в двигателе 200-300°C. При дальнейшем разогреве каталитического конвертора цеолиты высвобождают адсорбированные углеводороды, после чего они каталитически окисляются до диоксида углерода и воды и выбрасываются в

атмосферу. В связи с этим встает проблема подбора цеолита, который бы удовлетворял целому ряду требований, предъявляемых спецификой работы катализаторов дожигания выхлопных газов.

Основными кристаллообразующими компонентами структуры цеолита типа OFF являются оксиды: SiO_2 , Al_2O_3 , Na_2O , K_2O , H_2O , R_2O , где R — органический катион. Обычно для синтеза цеолита типа OFF в качестве кремнесодержащего сырья используют гидрогель кремниевой кислоты. Однако, интересными с экономической точки зрения реагентами для этих целей являются пористые алюмосиликагели и отходы катализаторов каталитического крекинга.

Целью данной работы являлось исследование возможности использования для кристаллизации порошкообразного цеолита типа OFF отхода производства кристаллического кремния (ОПКК), а также исследование адсорбционных свойств полученных образцов по отношению к толуолу.

В рамках данной работы были изучены кинетические закономерности кристаллизации цеолита типа OFF в следующем диапазоне состава реакционной смеси: $(0,78-1,6)\text{R}_2\text{O} * (3,7-4,7)\text{Na}_2\text{O} * (5,5-6,1)\text{K}_2\text{O} * \text{Al}_2\text{O}_3 * (26,0-28,0)\text{SiO}_2 * (444,0-448,0)\text{H}_2\text{O}$ при температурах 98-1500С.

Реакционную смесь готовили с использованием растворов алюмината натрия, темплата и порошкообразного ОПКК, предварительно растворенного в щелочном растворе при 150-1550С в течение 7-8 часов. Синтез проводили при 98 - 100°С в течение 8 суток.

Выяснилось, что цеолит типа OFF высокой фазовой чистоты и степени кристалличности образуется только в узком интервале составов реакционной смеси: $(0,7-0,8)\text{R}_2\text{O}*(4,5-4,7)\text{Na}_2\text{O}*(5,6-5,7)\text{K}_2\text{O}*\text{Al}_2\text{O}_3*(25,0-26,0)\text{SiO}_2*(350,0-550,0)\text{H}_2\text{O}$.

В данной работе исследовалось влияние природы органического темплата на характеристики образующегося продукта. В качестве темплата были использованы следующие соединения: тетраметиламмоний гидроксид (ТМАОН), тетраметиламмоний хлорид (ТМАС), тетрапропиламмоний гидроксид (ТРАОН), тетраэтиламмоний бромид (ТЭАВr).

Обнаружено, что результаты кристаллизации зависят от длины углеродной цепи органического катиона. Судя по данным рентгенофазового анализа и адсорбционных измерений оффретит высокой фазовой чистоты формируется только при использовании гидроксида или галогенида тетраметиламмония. В остальных случаях образуется смесь фаз.

Известно, что на скорость кристаллизации существенно влияет добавление в РС затравочных кристаллов, представляющих собой кристаллы цеолита необходимого структурного типа. Поэтому для сокращения продолжительности кристаллизации, нами были проведены эксперименты с использованием кристаллической «затравки», представляющей собой порошкообразный цеолит типа OFF, в количестве 5 - 10% масс.

Определено, что добавление кристаллической «затравки» в количестве 5% масс. не оказывает существенного влияния на продолжительность синтеза. Только введение 10% масс. «затравки» приводит к сокращению продолжительности кристаллизации с 8 до 6 суток. При этом свойства получаемых продуктов не отличаются от свойств образцов, полученных без добавления затравочных кристаллов.

Основным кинетическим фактором кристаллизации цеолитов является температура, при которой осуществляется синтез. С повышением температуры сокращается индукционный период, а также весь процесс кристаллизации. Однако каждый тип цеолита образуется в определенном температурном интервале, причем чувствительность состава продуктов синтеза к изменению температуры процесса весьма высока.

Установлено, что увеличение температуры кристаллизации с 98 до 1500С приводит к сокращению продолжительности кристаллизации до 69 ч. Однако дисперсность кристаллов и адсорбционные характеристики получаемых образцов не приведены. Поэтому нами проведена кристаллизация цеолита типа OFF при 1500С в присутствии 10% масс. кристаллической «затравки».

Обнаружено, что для кристаллизации порошкообразного цеолита типа OFF со степенью кристалличности, близкой к 100%, при 1500С достаточно 24часов. Увеличение продолжительности кристаллизации до 72часов не оказывает заметного влияния на степень кристалличности и адсорбционные характеристики образца цеолита типа OFF.

В результате кристаллизации получен цеолит типа OFF со степенью кристалличности равной ~90% масс., о чем свидетельствуют данные рентгенофазового и рентгеноструктурного анализов. Таким образом, использование в качестве источника SiO_2 нового сырья ОПКК для синтеза цеолита типа OFF возможно.

В данной работе показано, что увеличение температуры приводит к сокращению продолжительности синтеза, но при этом образуются более крупные кристаллы цеолита типа OFF и их сростки.

Известно, что дисперсность кристаллов цеолита может оказывать влияние на скорость диффузии молекул адсорбированного вещества, поэтому в данной работе была изучена кинетика адсорбции молекул C_6H_{12} , $n\text{-C}_6\text{H}_{14}$ и H_2O на образцах цеолита типа OFF.

Кроме того, на цеолите типа OFF была изучена термодесорбция толуола, который обычно используется в качестве соединения, моделирующего углеводороды, содержащиеся в выхлопных газах автомобиля.

Полученные данные свидетельствуют о наличии, по меньшей мере, четырех типов центров адсорбции толуола: слабые (температура десорбции около 100°С), средние (десорбция при 200-230°С), сильные (~300°С), а также очень сильные, удерживающие толуол вплоть до 400°С. На исследованном цеолите преобладают средние и сильные центры, тогда как концентрация слабых и очень сильных в 2-3 раза ниже. Тем не менее, даже присутствие центров, способных удерживать толуол при 200-300°С, позволяет рассматривать оффретит в качестве весьма перспективного адсорбента для углеводородов в выхлопных газах автомобиля.

Литература

1. Мишаков И.В., Ведягин А.А., Володин А.М., Мякишева М.С. Адсорбционно-каталитическое обезвреживание выхлопных газов дизельных двигателей // Химия в интересах устойчивого развития, 2011.- № 19.- С. 97-104.
2. Якубовский Ю. Автомобильный транспорт и защита окружающей среды - М.: Транспорт.- 1979.- 198 с.
3. Аксенов И.Я., Аксенов В.И. Транспорт и охрана окружающей среды / - М.: Транспорт.- 1986.- 176 с.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА МАСЕЛ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА БИТУМА КАРМАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Домбровская, Н.Н. Свириденко, Е.Б. Кривцов

Научный руководитель инженер, Н. Н. Свириденко

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия**

Удорожание условий добычи и переработки нефти предопределяет тенденцию роста ее себестоимости [2]. Одним из направлений решения данной проблемы является вовлечение альтернативных источников углеводородов, среди которых, в качестве наиболее перспективных, рассматриваются природные битумы [1].

Таблица 1

Характеристики объекта исследования

Элементный состав, % мас.	
S	3,65
S (в маслах)	2,83
Плотность масел, г/см ³	0,9065
Вещественный состав, % мас.	
Масла, в том числе	70,3
-насыщенные УВ	24,9
-моноАг	9,3
-биАг	5,8
-триАг	18,2
-полиАг	12,1
Смолы	24,5
Асфальтены	5,2

Целью данной работы является установление основных направлений трансформации углеводородов и сернистых соединений, входящих в состав масел битума месторождения Кармальское в процессе инициированного термокрекинга. Объекты исследования – масла битума Кармальского месторождения и продукты его крекинга в различных условиях.

Природный битум характеризуется высоким содержанием серы (3,65 %) и высокомолекулярных компонентов (29,7 % мас., таблица 1). Отношение Н/С (степень водородненасыщенности) в объекте исследования - 1,71, для нефтей этот показатель составляет, в среднем, 1,7 – 1,9. Количество фракций выкипающих до 360 °С составляет 41,3 % мас. – что достаточно высокий показатель для битумов, но по сравнению с легкими и средними нефтями, для которых содержание данных фракций может составлять до 50 – 70 % мас., данный показатель невысок. По содержанию серы исследуемые масла относятся к сернистым, а по плотности – к тяжелым объектам (технологическая классификация).

Крекинг битума проводили в реакторах-автоклавах при температуре 450 °С, продолжительности 60 – 120 минут. Инициаторами крекинга являлись микросферы (10 % мас.). На основании ранее подобранных оптимальных условий озонирования [3], проводили предварительную обработку битума озоном в количестве 6 г на 1 кг битума. Устанавливали материальный баланс, состав жидких продуктов крекинга и содержание в них серы (табл. 2, 3). Определяли плотность, групповой состав масел и распределение серы по различным типам сернистых соединений в маслах продуктов крекинга природного битума (табл. 4, 5).

Крекинг битума приводит к глубокой деструкции компонентов битума: выход масел, смол и асфальтенов снижается на 5,1, 12,9 и 2,6 % мас. по сравнению с исходным битумом, вследствие значительного газо- и коксообразования (табл. 2). Добавка микросфер способствует замедлению реакций газо- и коксообразования. В данных условиях эксперимента наблюдается уменьшение содержания смол на 10,6 %, количество масел увеличивается на 7,3 % мас., по сравнению с исходным битумом. Предварительное озонирование битума Кармальского месторождения и последующий термокрекинг способствует еще большему замедлению реакций газообразования (выход газа составляет 1,1 %), более глубокой деструкции смол (снижение количества на 15,0 %) и максимальному выходу масляных компонентов (увеличение на 11,4 % мас.).

Таблица 2

Материальный баланс продуктов крекинга битума в различных условиях

Условия крекинга	Выход, % мас.				
	газ	масла	смолы	асфальтены	кокс
Исходный битум	0	70,3	24,5	5,2	0
крекинг 120 мин	14,2	65,2	11,6	2,6	6,2
+ МС, 120 мин	2,5	77,6	13,9	4,5	1,5
+ ОЗ, 120 мин	1,1	81,7	9,5	5,8	1,9

Групповой состав полученных образцов масел устанавливали методом ЖАХ на Al₂O₃ по стандартной методике (табл. 3). Крекинг битума приводит к снижению выхода масел на 5,1 % (по сравнению с исходным битумом), плотность составила 0,9063 г/см³. Наблюдается уменьшение содержания насыщенных, моно- и полиароматических соединений на 3,9, 2,1 и 2,1 %, прирост би- и триароматических компонентов на 1,6 и 1,4 % мас. (по сравнению с исходным битумом). Иницированный микросферами термолиз битума Кармальского месторождения приводит к увеличению количества масел на 7,3 % мас., плотность масел увеличилась до 0,9114 г/см³. Закономерности изменения состава масел при иницированном крекинге схожи с термокрекингом. Содержание насыщенных соединений уменьшается с 24,9 до 23,8 % мас. Увеличивается выход би- и триароматических компонентов на 5,8 и 4,2 % мас., за счет более глубокой деструкции смол. Крекинг предварительно обработанного озонем битума приводит к увеличению содержания масел на 11,4 % мас., их плотность увеличивается до 0,9196 г/см³. Обработка озонем приводит к максимальным выходам насыщенных, моно-, би-, и триароматических соединений, увеличение содержания которых составило 2,4, 0,5, 7,2 и 5,1 % мас. соответственно. Это обусловлено более глубокой деструкцией смол и тяжелых компонентов масел при этом содержание полиароматических компонентов снизилось на 3,8 % мас. относительно исходного битума.

Таблица 3

Групповой состав масел продуктов крекинга битума в различных условиях

Условия крекинга	$\rho_{\text{масел}} \text{ г/см}^3$	Содержание, % мас.						
		масла	смолы	нас	моно	би	три	поли
Исходный битум	0,9065	70,3	24,5	24,9	9,3	5,8	18,2	12,1
крекинг 120 мин	0,9063	65,2	11,6	21,0	7,2	7,4	19,6	10,0
+ МС, 120 мин	0,9114	77,6	13,9	23,8	8,4	11,6	22,4	11,4
+ О ₃ , 120 мин	0,9196	81,7	9,5	27,3	9,8	13,0	23,3	8,3

Термокрекинг битума приводит к уменьшению содержания серы в маслах на 0,79 % мас. Наблюдается глубокая деструкция СС, происходит уменьшение содержания серы в гомологах (С₄+С₅)БТ, ДБТ, С₁ДБТ, С₂ДБТ и С₃ДБТ на 0,6056, 0,0516, 0,1559, 0,3391 и 0,3454 % мас. соответственно. За счет реакций частичной деструкции смол происходит прирост содержания гомологов С₂БТ, С₃БТ на 0,1904 и 1,0473 %, наблюдается образование гомологов С₁БТ в количестве 0,0679 % мас. При термическом воздействии на битум Кармальского месторождения в присутствии микросфер происходит частичная деструкция ДБТ (уменьшение содержания на 0,0348 %), и его гомологов С₁ДБТ, С₂ДБТ и С₃ДБТ (снижение на 0,1302, 0,2969 и 0,3314 % мас.); уменьшается количество гомологов (С₄+С₅)БТ на 0,2977 % мас.; за счет реакций частичной деструкции смол происходит прирост С₂БТ и С₃БТ на 0,0628 и 1,2138 %; как и в остальных экспериментах наблюдается новообразование гомологов С₁БТ в количестве 0,0267 % мас. Вероятно, содержание ДБТ снижается за счет реакций конденсации триароматических соединений с образованием смол и, далее асфальтенов и кокса. Закономерности распределения серы по СС в маслах предварительно озонированного КБ схожи с термо- и иницированным микросферами крекингом.

Таблица 4

Распределение серы по типам сернистых соединений в маслах продуктов крекинга битума

Условия крекинга	Содержание, % мас.								
	S _{общ}	С ₁ БТ	С ₂ БТ	С ₃ БТ	(С ₄ +С ₅)БТ	ДБТ	С ₁ ДБТ	С ₂ ДБТ	С ₃ ДБТ
Исходный битум	2,83	-	0,0638	0,4244	0,6345	0,0541	0,1633	0,3446	0,3493
крекинг 120 мин	2,04	0,0679	0,2542	1,4717	0,0289	0,0025	0,0074	0,0055	0,0039
+ МС, 120 мин	2,47	0,0267	0,1262	1,6352	0,3324	0,0189	0,0325	0,0453	0,0155
+ О ₃ , 120 мин	2,58	0,0145	0,1284	1,5368	0,3367	0,0258	0,0839	0,1375	0,0699

Анализ масел исходного битума и продуктов крекинга в различных условиях показал существенные отличия в составе и содержании серы в гомологах бензо- и дибензотиофена. Установлено, что при термокрекинге битума содержание серы в гомологах бензотиофена увеличивается, а также приводит к значительному уменьшению содержания серы в гомологах ДБТ, вероятно, за счет реакций конденсации гомологов ДБТ по пути смолы→асфальтены→кокс. Микросферы ускоряют образование дополнительного количества масел за счет реакций деструкции смол, серосодержащие фрагменты которых попадают в масла, повышая содержание гомологов БТ и ДБТ по сравнению с термокрекингом. Предварительное озонирование и

последующий крекинг увеличивают глубину деструкции смол (по сравнению с продуктами крекинга в присутствии микросфер), что приводит к увеличению содержания серы в маслах (на 0,11 % мас.) за счет увеличения содержания гомологов ДБТ в 1,5 – 3 раза.

Литература

1. Ермолаев Д. В., Пятагина М. В., Трахунова И.А. Механизм превращений природных битумов в процессе некаталитической газификации // Технология нефти и газа. – №4, 2013. – С.37.
2. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы республики Татарстан – Муслимов Р. Х., Романов Г. В., Каюкова Г. П. и др. – Казань: изд-во «Фэн» Академии Наук РТ, 2012-396 с.
3. Кривцов Е.Б., Свириденко Н.Н., Голово А.К. Иницированный крекинг природного битума для увеличения выхода дистиллятных фракций Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т.323. – № 3. – С. 37 – 41.

СИНТЕЗ И СВОЙСТВА ЭПОКСИДИРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ НА ОСНОВЕ ФРАКЦИИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА

Н.В. Емельянова, Л.И. Бондалетова

Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Широкое применение в различных отраслях промышленности находят нефтеполимерные смолы, получаемые полимеризацией жидких продуктов пиролиза. Это обусловлено более низкой стоимостью, по сравнению с природными продуктами, которые они заменяют, а также ценным комплексом свойств: способностью к пленкообразованию, химической стойкостью и водостойкостью [6].

Сырьевая база для производства нефтеполимерных смол достаточно широка – это, главным образом, жидкие продукты пиролиза этилен – пропиленовых производств. Как правило, используются фракции С5 – С9 [1]. Поэтому, весьма перспективным направлением является использование дициклопентадиеновой фракции, содержащей до 55% диеновых углеводородов (и прежде всего, дициклопентадиена).

Наряду с достоинствами, нефтеполимерные смолы обладают рядом недостатков – повышенная окисляемость кислородом воздуха, отсутствие полярных групп, все это ограничивает их использование [2]. Для улучшения эксплуатационных характеристик нефтеполимерных смол и расширения областей применения необходимо осуществлять их модифицирование [4]. Одним из наиболее доступных методов является окисление надуксусной кислотой.

В связи с этим, цель настоящего исследования заключается в синтезе нефтеполимерных смол на основе дициклопентадиеносодержащей фракции и дальнейшем введении кислородосодержащих групп в структуру молекулы олигомера.

В качестве исходного сырья для синтеза нефтеполимерных смол использовали дициклопентадиеновую фракцию жидких продуктов пиролиза установки ЭП-300 ООО «Томскнефтехим». Перед полимеризацией фракцию очищали перегонкой при атмосферном давлении. Поскольку в процессе очистки происходит разложение дициклопентадиена с образованием циклопентадиена, синтез смол проводили спустя 168 ч [3,5]. Состав фракции оценивали методом газовой хроматографии.

Полимеризацию проводили под действием каталитической системы $TiCl_4 - Al(C_2H_5)_2Cl$ в течение 180 мин. Каталитический комплекс дезактивировали оксидом пропилена. Выделение смолы из реакционной массы не проводили.

Полученную смолу в растворе непрореагировавших углеводородов окисляли системой $H_2O_2 - CH_3COOH$ в подкисленной среде. Окислительную систему дозировали при 50-55°C и постоянном перемешивании, после чего температуру поднимали до 75°C и выдерживали в течение 3ч. После окончания реакции удаляли непрореагировавшую кислоту многократной промывкой водой до нейтральной среды (рН = 7). Из органического слоя удаляли углеводороды и выделяли нефтеполимерную смолу [2].

Образцы исследовали титриметрическими методами: определяли бромное, эпоксидное и кислотное числа.

При использовании окислительной системы, состоящей из надуксусной кислоты, полученной «in situ», смешением $H_2O_2 - CH_3COOH$, эпоксидирование протекает по пути электрофильного окисления двойных связей синтеза [7]:

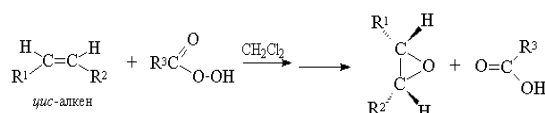


Рис. 1 – Схема эпоксидирования непредельных углеводородов

На рис.2 представлены зависимости показателей кислотного, бромного и эпоксидного чисел от продолжительности процесса при соотношении окислитель : смола, равном 0,25 : 1.

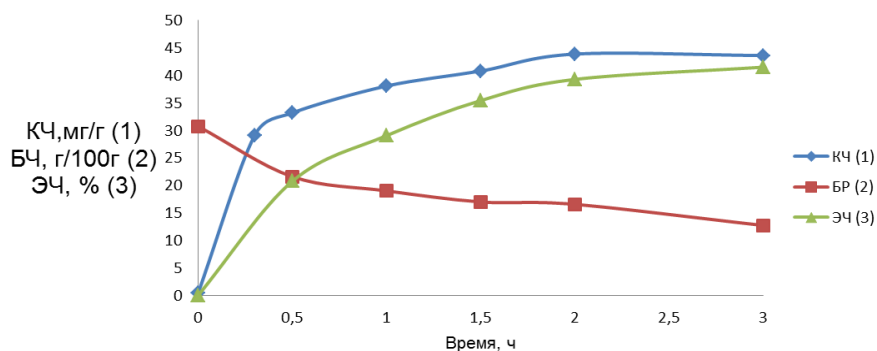


Рис. 2 – Зависимости показателей кислотного, бромного и эпоксидного чисел от продолжительности процесса при соотношении окислитель : смола, равном 0,25:1

Существенное изменение свойств смол наблюдается в течение первых 120 минут эпоксирирования.

Уменьшение бромного числа указывает на снижение непередельности смол и свидетельствует о протекании реакции по двойным связям [7]. Максимальное снижение бромного числа отмечается при соотношении «окислитель: нефтеполимерная смола», равном (0,1:0,25) : 1. Одновременно с этим растут кислотное и эпоксидное числа, как результат окисления с образованием эпоксидных колец и более глубокого окисления до карбоксильных групп.

После добавления окислительной системы происходит заметное уменьшение бромного и увеличение эпоксидного чисел. Вероятно, это объясняется тем, что образование эпоксидных групп идет интенсивнее, чем гидроксильных и карбонильных групп.

Заметно, что скорость эпоксирирования с течением времени падает. Это объясняется снижением реакционноспособных С=С связей и расходом надуксусной кислоты.

Было установлено, что показатели смол зависят не только от продолжительности процесса, но и количества окислителя. Изменение эпоксидных чисел смол от продолжительности процесса при различном содержании окислителя показано на рис. 3. Анализ результатов (рис 3), показывает, что процесс идет с максимальной эффективностью в условиях «окислитель: нефтеполимерная смола» в соотношении 0,25:1.

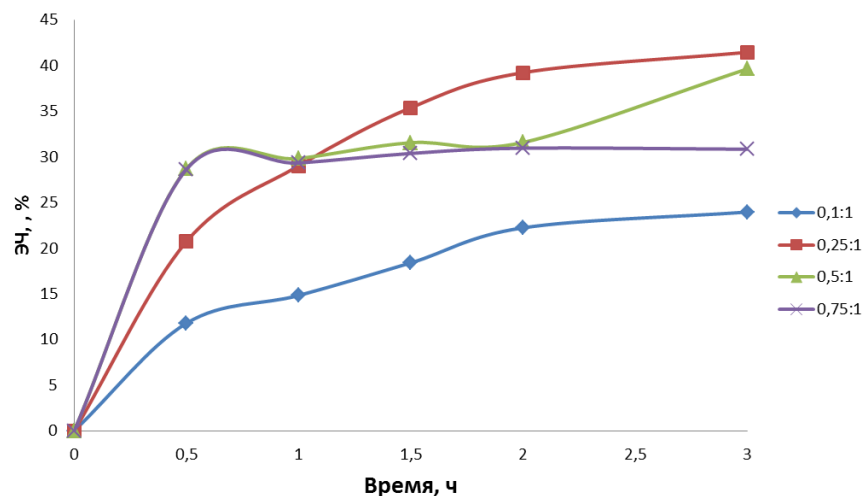


Рис. 3 - Зависимость эпоксидного числа от продолжительности реакции эпоксирирования при различных соотношениях H_2O_2 :НПС

Таким образом, по результатам работы можно сделать следующие выводы:

- Существенное изменение показателей смолы в процессе модификации надуксусной кислотой, образующейся «in situ», наблюдается в течение 120 мин.
- Установлено, что максимальное значение эпоксидных чисел достигается при соотношении «окислитель: нефтеполимерная смола», равном 0,25:1.

Литература

1. Алиев В.С., Альтман И.Б. Синтетические смолы из нефтяного сырья. – М.: Химия, 1965. – 156 с.
2. Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И., Старцева К.С. Синтез и свойства эпоксирированных нефтеполимерных смол на основе широкой фракции углеводородов С59 // Изв. вузов. Химия и хим. технология. – Томск, 2014. – Т. 57. – Вып. 11. – С. 75-77.

3. Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Огородников В.Д. Использование циклопентадиеновой фракции жидких продуктов пиролиза в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол // Известия Томского политехнического университета, 2010. – № 3. – С. 77–82.
4. Бондалетов О.В. Получение модифицированных нефтеполимерных смол на основе различных фракций жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья: Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. хим. наук. – Томск, 2011, – 19 с.
5. Волчок Е.В., Мананкова А.А. Синтез нефтеполимерных смол на основе дициклопентадиеновой фракции // Химия и химическая технология XXI века: Материалы XII Всероссийской научно – практической конференции. – Томск, 2011. – Т. 2. – С. 174–175
6. Думский Ю. В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
7. Прилежаева Е.И. Реакция Прилежаева. Электрофильное окисление. – М.: Наука. – 1974. – 333с.

ПРЕВРАЩЕНИЯ Н—ГЕКСАДЕКАНА И Н-ГЕКСАНА НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ

М.А. Заикин, М.Ю. Степанов, Р.И. Кузьмина

Научный руководитель профессор Р.И. Кузьмина

Институт химии Саратовского государственного университета им. Н.Г. Чернышевского, г. Саратов, Россия

Одной из основных целей вторичных процессов переработки углеводородного сырья является получение высокооктановых компонентов автомобильных бензинов[2], а также ценных сжиженных газов – сырья для последующих нефтехимических производств[1].

В данной работе проведено исследование активности цеолитсодержащих катализаторов Ni+Ce/H-ЦВМ и Cr+Bi/ZSM-5, их влияние на степень и направления превращения н-гексана и гексадекана.

Экспериментальная часть

Полный экспериментальный цикл проводился в три этапа:

- а) активирование катализатора;
- б) процесс крекинга;
- в) регенерация катализатора после ведения процесса.

Исследования проводили на лабораторной установке проточного типа при атмосферном давлении, в интервале температур 350-550°C с шагом в 50°C.

Анализ газообразных продуктов каталитического крекинга проводился хроматографическим методом.

Анализ жидких продуктов проводили на газо-жидкостном аналитическом стационарном лабораторном хроматографе «Кристалл 5000».

Результаты и их обсуждение

Таблица 1

Превращение гексана и гексадекана на биметаллических катализаторах

Катализатор	Конверсия, %		Содержание в продукте превращения, % масс.			
			C1-C2		C3-C4	
	C ₆ H ₁₄	C ₁₆ H ₃₄	C ₆ H ₁₄	C ₁₆ H ₃₄	C ₆ H ₁₄	C ₁₆ H ₃₄
Cr+Bi/ZSM-5	99,8	99,8	4,6	17,7	62	48,9
Ni+Ce/H-ЦВМ	98,9	99,9	21,9	14,9	49,9	40,9

Катализатор	Содержание в продукте превращения, % масс.					
	изо C ₃ -C ₄		Арены		Бензол	
	C ₆ H ₁₄	C ₁₆ H ₃₄	C ₆ H ₁₄	C ₁₆ H ₃₄	C ₆ H ₁₄	C ₁₆ H ₃₄
Cr+Bi/ZSM-5	17,9	12,8	20,6	26,3	0,6	4,8
Ni+Ce/H-ЦВМ	2,1	3,5	29,4	37,9	6,1	7,9

Исследована каталитическая активность биметаллических катализаторов Cr₂O₃+Bi₂O₃/ZSM-5 и Ni+Ce/H-ЦВМ в превращении н-парафинов. Установлено, что процесс превращения н-гексана и н-гексадекана направлен в сторону образования продуктов каталитического крекинга, изомеризации и дегидроциклизации. Суммарный анализ газообразных и жидких продуктов превращения н-гексана и н-гексадекана показал, что на цеолитной системе, модифицированной оксидами хрома и висмута, с ростом температуры наблюдается уменьшение газообразных продуктов, которые образуются в результате реакций крекинга, и увеличение доли углеводородов строения C₃-C₄ и изомеров строения C₄-C₅. Содержание в продуктах реакции углеводородов изомерного строения достигает максимального значения при 400°C. На цеолитной системе, модифицированной оксидами никеля и церия, с ростом температуры наблюдается интенсивный рост содержания продуктов ароматического строения. Большую долю в продуктах реакций крекинга на обоих цеолитных системах

составляет пропан, что позволяет говорить о симметричном распаде молекулы н-гексана и н-гексадекана по связи С-С. Ниже в таблице приведен количественный состав продуктов реакции.

Вывод

Таким образом, процессы превращения н-гексана и н-гексадекана на катализаторах Ni+Ce/H-ЦВМ и Cr+V/ZSM-5 приводят, в основном, к крекингу исследуемого вещества, с наибольшим процентным содержанием углеводородов C3-C4 в продуктах конверсии[3]. Причем, висмутхромовый катализатор дает более высокий выход данных углеводородов, при пониженном содержании ароматических соединений (в том числе бензола), нежели катализатор Ni+Ce/H-ЦВМ. Выход продуктов изомеризации C4-C5 также наибольший на висмутхромовом катализаторе.

Литература

1. Бабаев М.И., Михалев М.С., Катализаторы каталитического крекинга// Нефтепереработка и нефтехимия, 2006.- № 10. - С 13 - 15.
2. Ивлев Н.Т., Кузнецова К.С., Чугайнова Е.А., Якименко Е.В. Об использовании газойлевых фракций каталитического крекинга//Нефтепереработка и нефтехимия, 1990. - № 1. - С. 17-19.
3. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. – М.: Техника, 2001. – 384 с.

**РАЗРАБОТКА ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ СРЕДСТВ НА ОСНОВЕ ПРОДУКТОВ ГЛУБОКОЙ
ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ**

А.С. Ивкин, Е.В. Киреева, Я.В. Деркач, Н.К. Кондрашева, О.В. Зырянова

Научные руководители профессор Н.К. Кондрашева, доцент О.В. Зырянова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В 1970-х и 1980-х годах коллективами учёных Уфимского нефтяного института, Научно-исследовательского института открытых горных разработок и Ново-Уфимского нефтеперерабатывающего завода были разработаны профилактические средства нефтяного происхождения Ниогрин и Универсин для решения важнейших задач народного хозяйства. Ниогрин - средство борьбы со смерзаемостью вскрышных горных пород при их транспортировке в вагонах, думпкарах и автосамосвалах в осенне-весенний и особенно зимний период времени. Универсин - общее название группы нефтяных вяжущих для борьбы с пылеобразованием на временных карьерных автодорогах и отвалах открытых горных разработок [1,5].

За годы эксплуатации на многочисленных рудниках, карьерах и горно-обогатительных комбинатах страны эти средства стали основными в борьбе с пылеобразованием и смерзаемостью, заменив менее эффективные аналоги минерального и нефтехимического происхождения.

Потребность в профилактических средствах сохраняется и в настоящее время, однако их производство значительно сократилось после прекращения существования Советского Союза, а на предприятиях нефтяной отрасли произошли различные преобразования, связанные с увеличением доли углубляющих процессов и изменением качества получаемых продуктов. Поэтому существует необходимость в разработке технологии получения этих средств из продуктов переработки современных нефтеперерабатывающих заводов.

На существующие профилактические средства имеются технические требования, представленные в таблице.

Таблица

Требования настоящих технических условий к профилактическим средствам

Показатель	Против смерзания и прилипания		Для пылеподавления		
	Ниогрин	Северин	Универсин С	Универсин Л	Универсин ЛВ
Температура застывания, оС не выше	минус 35	минус 45	минус 40	минус 5	15
Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, оС, не ниже	75	85	85	150	150
Вязкость условная при 50 °С, оВУ	1-1,5	1,1-1,5	1,2-3,0	3,5-5	15-25
Содержание механических примесей, % масс., не более	0,2	0,2	0,3	0,35	0,35
Содержание воды, % масс., не более	отсутствие	0,1	0,4	0,3	0,5

Для профилактического средства Ниогрин наиболее важными являются вязкостно-температурные, вязкостные, низкотемпературные, антикоррозионные и пожароопасные эксплуатационные свойства.

Пылевязывающее средство Универсин должно обладать хорошими смачивающими, вяжущими, вязкостными, вязкостно-температурными, низкотемпературными и пожароопасными характеристиками.

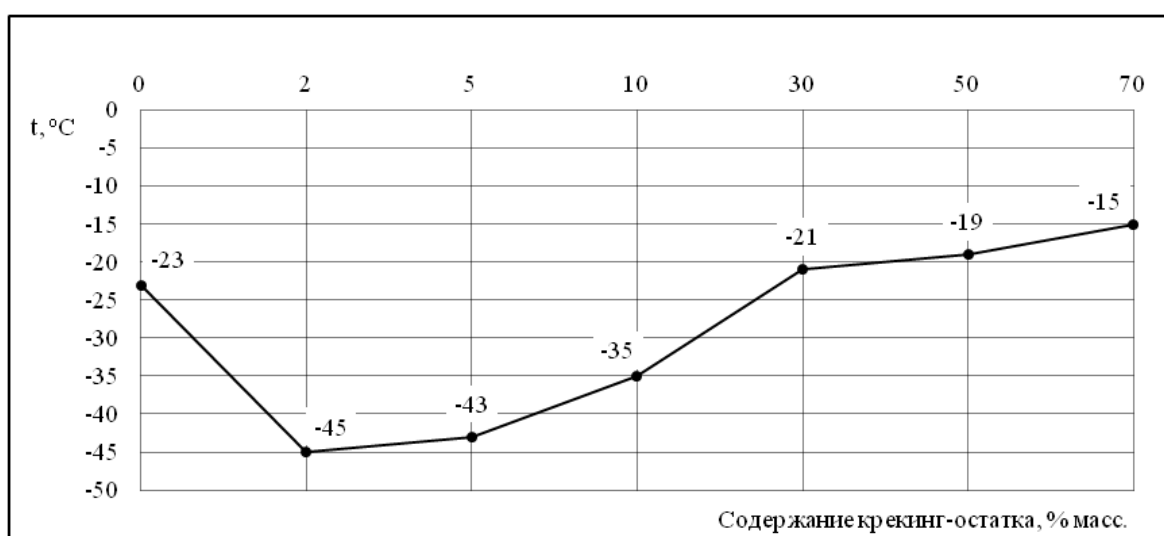


Рис. Зависимость температуры застывания от содержания в смеси крекинг-остатка

Лёгкие газойли замедленного коксования и каталитического крекинга обладают фракционным и химическим составами, которые наиболее полно удовлетворяют описанным характеристикам. При этом для обеспечения низкотемпературных свойств предусматривается введение в состав специальных депрессорных присадок, снижающих температуру застывания. Наиболее пригодными для газойлевых фракций являются депрессоры природного происхождения - смолисто-асфальтеновые соединения, которые в нефтяном сырье в основном сосредоточены в тяжёлых нефтяных остатках: гудроне, асфальте, крекинг-остатке [1,2,5].

Данная работа посвящена поиску оптимальных компонентов и их соотношения для получения профилактических средств на основе нефтепродуктов одного из Российских нефтеперерабатывающих заводов. Для этого были отобраны необходимые фракции с установок термических и каталитических процессов и проведен их физико-химический анализ. Исследования проводились на современном оборудовании и строго в соответствии с государственными стандартами. Определение вязкости проводилось на автоматическом капиллярном вискозиметре NVM 472, на базе программного обеспечения HLIS32. Определение массовой доли серы в нефтепродуктах проводилось на рентгенофлуоресцентном анализаторе Спектроскан-S. Исследование температуры вспышки образцов проводилось в открытом тигле по ГОСТ 4333-87, на анализаторе температуры вспышки HFP 386 и анализаторе температуры вспышки с закрытым тиглем HFP 380 по ГОСТ 20287-91.

Результаты физико-химического анализа подтвердили возможность использования отобранных нефтепродуктов для получения профилактических средств. Для обеспечения низкотемпературных свойств возможно использование крекинг-остатка.

В ходе исследования были приготовлены образцы профилактических средств на основе лёгкого газойля замедленного коксования и каталитического крекинга с различным содержанием крекинг-остатка. По результатам их физико-химического анализа два образца на основе газойля коксования и четыре образца на основе газойля каталитического крекинга полностью удовлетворяют требованиям настоящих технических условий к Ниогрину. И только один образец удовлетворяет требованиям к Универсину марки «С» (Северный) с температурой застывания не выше минус 40 оС.

Была исследована зависимость температуры застывания от содержания в смеси крекинг-остатка, которая представлена на рисунке.

Изменение температуры застывания при увеличении содержания крекинг-остатка в образцах носит экстремальный характер, что не противоречит наиболее распространенным теориям, объясняющим механизм депрессорного действия смолисто-асфальтеновых соединений по отношению к средним дистиллятным фракциям [1-5].

На диаграмме зависимости изменения температуры застывания смесей с лёгким газойлем замедленного коксования от содержания крекинг-остатка наблюдается скачок понижения температуры застывания (на 22 °С), вызванный депрессорным эффектом. Следовательно, изменением концентрации крекинг-остатка можно улучшить низкотемпературные характеристики компонентных составов нефтепродуктов завода. Однако, на диаграмме зависимости изменения температуры застывания смесей лёгкого газойля каталитического крекинга от содержания крекинг-остатка не наблюдалось понижения температуры застывания. В этих смесях механизм депрессорного эффекта не срабатывает из-за низкого содержания парафиновых углеводородов в лёгком газойле каталитического крекинга. Вследствие чего концентрация крекинг-остатка не оказывает желаемого влияния на низкотемпературные свойства образцов и только загущает состав, понижая эффективность по Брукфильду (ГОСТ 25271-93).

Для обеспечения требуемого значения температуры вспышки у газойля коксования необходимо предварительно производить отгонку лёгкой бензиновой фракции 165-220 оС.

При оптимальном содержании крекинг-остатка в образцах с газойлем коксования обеспечивается соответствие требованиям значений вязкости и температуры застывания. У лёгкого газойля каталитического

крекинга соответствие требованиям значения вязкости также достигается при определенном содержании в составе крекинг-остатка.

Проведенные исследования показывают возможность получения профилактических средств из отобранных нефтепродуктов.

Окончательный вывод о возможности использования предложенных составов в качестве профилактических средств можно будет сделать после проведения испытания профилактического действия отобранных образцов.

Литература

1. Зиновьев А.П., Купин А.Н., Ольков П.Л., Максимов Г.Г. Борьба с пылеобразованием на карьерных автодорогах нефтяными вяжущими. - Уфа: Башкирское кн. изд-во, 1990. - 96 с.
2. Кондрашева Н.К., Станкевич К.Е., Попова С.В. Исследования и разработка профилактической смазки Ниогрин для горнотранспортного оборудования // Перспективы развития химической обработки горных ископаемых: Материалы конференции. - СПб, 2006. - С. 49.
3. Рогачева О.И., Сюняев З.И., Ольков П.Л., Гимаев Р.Н. Приемистость дистиллятов коксования к депрессорным присадкам // Нефтепереработка и нефтехимия, 1975. - № 9. - С. 12.
4. Сдобнов Е.И. Исследование состава и свойств смолисто-асфальтеновых веществ крекинг-остатка и окислительного экстракта нефтепереработки: Автореферат. - Алма-Ата, 1969г.
5. Сюняев З.И., Ольков П.Л., Рогачева О.И., Хураштин Т.З., Медведева В.Я. Ниогрин - новый нефтепродукт против примерзания и смерзания. - Уфа: Башкирское кн. изд-во, 1977. - 88 с.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК FE НА КИНЕТИЧЕСКИЙ КОМПЕНСАЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ КОНВЕРСИИ БИОЭТАНОЛА НА КАТАЛИЗАТОРЕ HZSM-5

А.М. Илолов, А.Д. Будняк, Р.М. Тальшинский, К.В. Третьяков,
 В.Ф. Третьяков

Научный руководитель профессор В.Ф.Третьяков

Институт нефтехимического синтеза им. А.В.Топчиева Российской академии наук,
 г. Москва, Россия

Получение ароматических углеводородов каталитической конверсией биоэтанол - альтернативного энергетического сырья является стратегическим направлением в производстве биотоплив различного назначения. При этом, основная задача исследования сводится к синтезу эффективных катализаторов.

В настоящей работе изучено влияние добавок железа на выход ароматических углеводородов в присутствии наноструктурированного цеолитсодержащего катализатора HZSM-5.

Катализаторы готовились декатионированием натриевой формы цеолита ZSM-5 (Производство Новосибирск ИК СО РАН марка ИК-17-1) в H-форму HZSM-5 с использованием метода вакуумной фильтрации водного раствора нитрата аммония, полученного смешением аммиачной воды и азотной кислоты, через слой прекурсора катализатора.

После сушки катализатор пропитывался раствором нитрата железа, сушился, прокаливался, а затем активировался в реакторе чередующимися потоками водорода, азота и воздуха в интервале 350-520°C в течение 5 ч. Затем слой катализатора охлаждался до 400°C, и в систему подавали биоэтанол.

Влияние добавок железа изучалось при температуре 400°C и объемной скорости по биоэтанолу 1,5 ч⁻¹. Продукты реакции анализировались газовой хроматографией и хроматомасс-спектрометрией.

В интервале массовых отношений Fe:HZSM-5 = 1: (300-1000) обнаружен кинетический компенсационный эффект при изучении скорости конверсии биоэтанол в ароматические углеводороды. Изучена активность трех образцов, содержащих железо в катализаторе при отношениях Fe:HZSM-5: 1:300, 1:500, 1:1000.

Кинетические параметры процесса оценивались превращением биоэтанол в сумму ароматических углеводородов при его конверсии, близкой к 100%.

Одновременно исследовалось распределение продуктов реакции (этилен, ароматические углеводороды) с целью определения вклада стадий дегидратации и олигомеризации при объемной скорости 1,5 ч⁻¹, температурном профиле по высоте слоя катализатора 450°C; 420°C; 408°C.

Из полученных результатов, представленных в табл. 1, видно, что стадии олигомеризации преобладают при отношении Fe:HZSM-5 = 1:500. При этом $\ln K_0$ с увеличением количества железа в катализаторе повышается симбатно численному значению активационного барьера E:

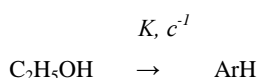


Таблица 1

Влияние содержания железа на активность цеолитсодержащего катализатора HZSM-5 и кинетические характеристики конверсии биоэтанол

Fe:HZSM-5	C ₂ H ₄ :ArH	lnK ₀	E, дж/моль
1:300	1,2:1	7,2	20100
1:500	1:1	7,6	24200
1:1000	1,5:1	8,3	27000

Полученные данные свидетельствуют о проявлении кинетического компенсационного эффекта при конверсии биоэтанола на Fe:HZSM-5 катализаторе, что можно объяснить влиянием атомов железа на специфические структурные особенности центров, ответственных за олигомеризацию этилена, с одной стороны, и одновременным увеличением числа центров, ответственных за дегидратацию этанола. Предполагаемый механизм образования ароматических соединений, осуществляемый через стадии дегидратации биоэтанола в этилен с его последующей олигомеризацией, подтвержден нами изучением влияния добавляемого этилена в реакционную смесь (рис.1) на процесс олигомеризации.

В этой связи, при отношении Fe:HZSM-5 = 1:500 нами было изучено влияние добавок этилена на выход ароматических соединений. На рис. 1 показано, что в интервале 10-30% этилена в исходном сырье выход жидкой органической фазы возрастает от 50 до 75%.

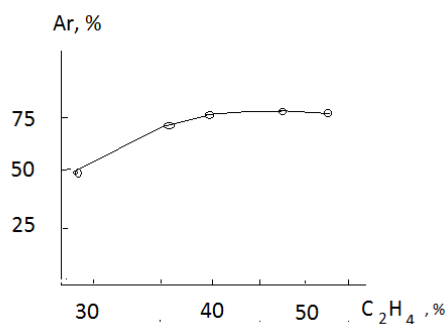


Рис.1. Влияние этилена на выход ароматических соединений в конверсии биоэтанола.

Из рис. 1 прослеживается максимум образования ароматических соединений при концентрации этилена 40%. При дальнейшем увеличении вводимого в реакционную систему этилена выход ароматических углеводородов снижается, что очевидно связано с повышением коксования поверхности катализатора при данной температуре и времени контакта.

Реакционный цикл без снижения активности длится 4-5 ч., и зависит от вводимых добавок железа, количества добавляемого этилена. Оптимальное количество железа составляет 1/500 массовую долю по отношению к катализатору HZSM-5.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности разработанной каталитической системы и о потенциальной возможности усовершенствования процесса конверсии биоэтанола с целью приближения выхода ароматических углеводородов к теоретически возможному (60%).

Литература

1. Третьяков В.Ф., Французова Н.А., Илолов А.М. Талышинский Р.М., Способ инициированного непрерывного каталитического получения ароматических углеводородов из этанола. Патент РФ 254033, 10.02.2015г.

ВЛИЯНИЕ ПЕРОКСИДА ВОДОРОДА НА КИНЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРЕВРАЩЕНИЯ БИОЭТАНОЛА В АЦЕТАЛЬДЕГИД НА $ZnO/\gamma-Al_2O_3$ КАТАЛИЗАТОРЕ

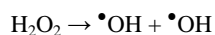
А.М. Илолов, А.Д. Будняк, Р.М. Талышинский, К.В. Третьяков,
В.Ф. Третьяков

Научный руководитель профессор В.Ф.Третьяков

Институт нефтехимического синтеза им. А.В.Топчиева (ИНХС РАН), г. Москва, Россия

Реакция образования ацетальдегида $C_2H_5OH \rightarrow CH_3CHO + H_2$ является ключевой стадией в механизме превращения биоэтанола в дивинил по методу С.В. Лебедева. В соответствии с результатами, полученными в [1], вклад в селективность образования дивинила через ацетальдегид составляет не менее 80%. В этой связи имело смысл рассмотреть в превращении биоэтанола на разработанном ИНХС РАН катализаторе ЦАК-16 ($ZnO/\gamma-Al_2O_3$) влияние пероксида водорода, инициирующим процесс, на кинетические параметры образования ацетальдегида.

В зависимости от концентрации пероксида водорода меняется количество гидроксильных групп в реакционной среде:



Наличие в системе образующихся гидроксильных групп влияет, в свою очередь как на количество активных центров поверхности катализатора ZOH, так и на их структурные особенности, следствием чего является изменение численных значений кинетических параметров Ко и Е. В этой связи, с целью углубления представлений о механизме инициированного процесса каталитического превращения биоэтанола в дивинил, нами и было изучено влияние в сырье количества пероксида водорода в диапазоне 0,5-2% масс на кинетику реакции образования ацетальдегида.

В табл. 1 приведены результаты, полученные при решении обратной кинетической задачи в соответствии с предложенной в [1] моделью стадийного механизма превращения биоэтанола. Как видно из

полученных результатов при повышении концентрации пероксида водорода, за счет гидроксирования каталитической системы удастся одновременно снизить активационный барьер и повысить интенсивность активных соударений. Полученный эффект находится в противоречии с традиционным кинетическим компенсационным эффектом в гетерогенном катализе, наблюдаемым в большинстве случаев при модифицировании катализаторов.

Таблица 1

Влияние пероксида водорода на кинетику превращения этанола в ацетальдегид

H ₂ O ₂ ,% масс	E	K ₀	Скорость превращения [1] этанола в ацетальдегид, с-1
0,5	23280	2100	0,054
1,0	20000	2300	0,077
1,5	18600	2700	0,085
2,0	18000	3000	0,090

По-видимому, этот результат можно объяснить резонансом, возникающем за счет резкого возрастания активных центров при инициировании реакции пероксидом водорода.

Литература

1. V.F. Tretyakov, R.M. Talyshinskiy, A.M. Ilolov, A.L. Maksimov, S.N. Khadzhiev / Initiated Conversion of Ethanol to Divinyl by the Lebedev Reaction// Petroleum Chemistry, 2014, Vol. 54, No. 3, pp. 195–206.

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНОГО ТИПА ЦЕОЛИТА НА ЕГО ИЗОМЕРИЗУЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ В ПРОЦЕССЕ КОНВЕРСИИ Н-ОКТАНА

Д.А. Канашевич, Л.М. Величина, Л.Н. Восмерикова, А.В. Восмериков

Научный руководитель профессор А.В. Восмериков

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия**

Получение разветвленных углеводородов из n-алканов становится в настоящее время одним из ведущих процессов для производства высокооктановых бензинов. Это связано, прежде всего, с ужесточением законодательства в области экологических требований к моторным топливам [1] и, как следствие, с уменьшением роли риформинга. Ароматические соединения в топливах не только являются токсичными соединениями для живых организмов, но также увеличивают образование сажи при сгорании топлива и, тем самым, уменьшают ресурсный пробег автомобильного двигателя [2, 3]. Таким образом, на сегодняшний день остается актуальным поиск активных катализаторов для изомеризации n-алканов.

Целью настоящей работы являлось изучение влияния структурного типа цеолита семейства пентасил на его изомеризующую способность в процессе превращения n-октана.

Высококремнеземные цеолиты структурного типа ZSM-5, ZSM-8 и ZSM-11 с силикатным модулем (M) 90-100 были синтезированы методом гидротермального синтеза из щелочных алюмокремнегелей.

Степень кристалличности полученных цеолитов определяли методом инфракрасной спектроскопии. ИК-спектры снимали на ИК-Фурье-спектрометре Nicolet 5700 в таблетках с KBr (1,2 мг цеолита на 300 мг KBr) в области 4000-400 см⁻¹. Исследование кислотных свойств цеолитов проводили методом термопрограммированной десорбции аммиака.

Активность исследуемых катализаторов изучалась на проточной каталитической установке с неподвижным слоем катализатора. Условия проведения реакции: температура 280-360 °С, атмосферное давление, объемная скорость подачи n-октана 2 ч⁻¹, объём загрузки катализатора 4 см³, продолжительность реакции при каждой температуре составляла не менее 1 часа. Компонентный состав продуктов реакции определяли методом газовой хроматографии. Каталитическую активность образцов оценивали по степени превращения n-октана и селективности образования алканов разветвленного строения.

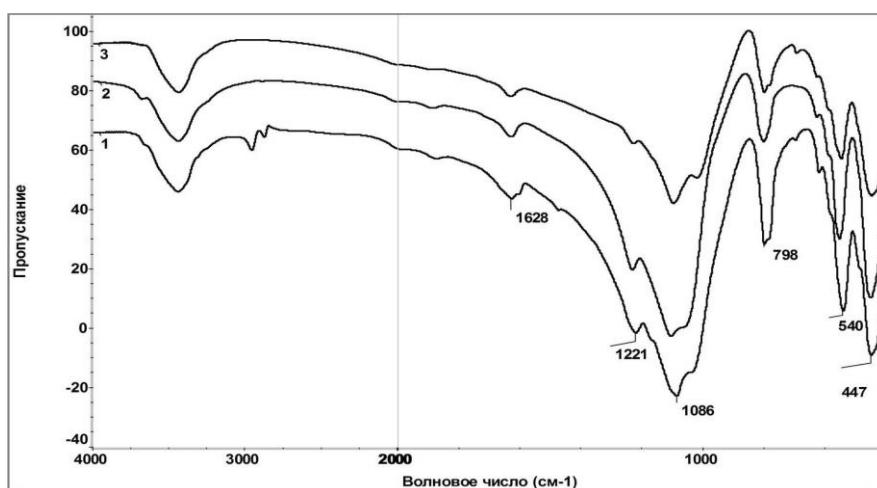


Рис.1 ИК-спектры цеолитов: 1 – ZSM-5, 2 – ZSM-11, 3 – ZSM-8

По соотношению интенсивностей полос поглощения 550 и 450 см⁻¹ в ИК-спектрах цеолитов (рис. 1), можно рассчитать их кристалличность. Все цеолиты характеризуются степенью кристалличности около 100 %.

В таблице приведены кислотные характеристики исследуемых цеолитов.

Таблица

Кислотные характеристики цеолитов

Тип цеолита	Т _{макс. формы} , °С		Концентрация кислотных центров, мкмоль/г		
	ТI	ТII	CI	СII	СΣ
ZSM-5	180	410	273	187	460
ZSM-8	175	425	345	95	440
ZSM-11	180	420	310	60	370

Исследуемые цеолиты имеют близкий химический состав, поэтому сила их кислотных центров отличается не существенно. Суммарная концентрация кислотных центров ZSM-5 и ZSM-8 отличается незначительно, но для ZSM-5 характерна большая концентрация высокотемпературных центров и меньше содержится низкотемпературных центров. Наименьшее количество кислотных центров наблюдается для ZSM-11.

Структура и кислотность цеолита оказывают значительное влияние на его каталитические свойства. На рис.2 показано влияние температуры процесса на степень превращения *n*-октана. При 280 °С тип цеолита практически не влияет на степень превращения *n*-октана, которая на всех образцах составляет около 20 %, при 300 °С образец ZSM-11 уже уступает по активности цеолитам ZSM-5 и ZSM-8. Таким образом, наибольшей активностью в конверсии *n*-октана обладает ZSM-5, наименьшей – ZSM-11, а ZSM-8 занимает промежуточное положение.

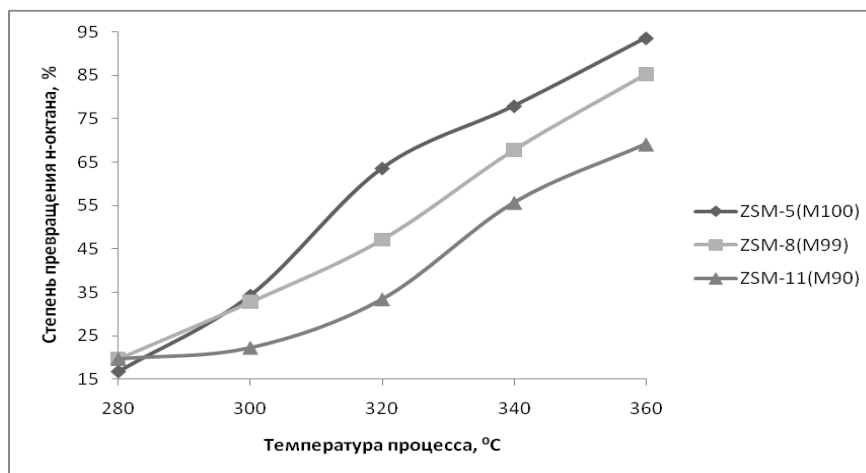


Рис.2 Степень превращения *n*-октана на различных цеолитах в зависимости от температуры процесса

На рис.3 приведена селективность образования алканов изостроения на цеолитах различного структурного типа в зависимости от температуры реакции. Наименьшей селективностью образования изоалканов

с максимумом в области 320 °С обладает цеолит ZSM-5. Для образцов ZSM-8 и ZSM-11 селективность по изомерам очень близка, при этом она значительно выше, чем у ZSM-5, и имеет тенденцию к снижению с ростом температуры процесса.

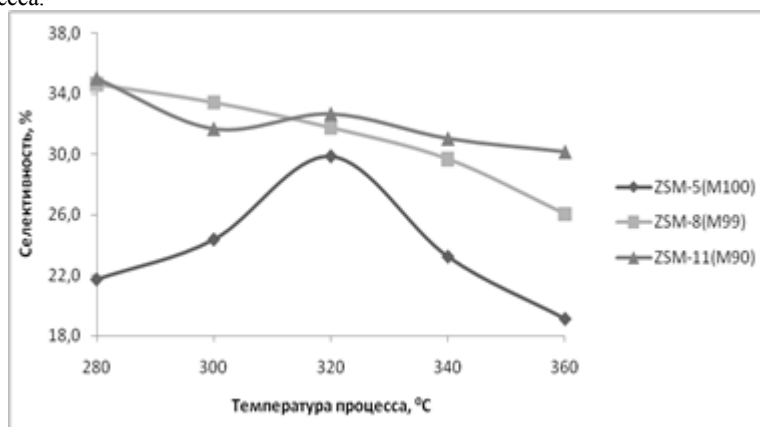


Рис.3 Селективность образования алканов изостроения на различных цеолитах

Состав газообразных продуктов, образующихся на исследуемых цеолитах, достаточно близок, и варьирование температуры процесса не приводит к существенным изменениям в их составе. Более 90 % газовой фазы приходится на пропан, изо- и н-бутаны.

Таким образом, наиболее активным катализатором конверсии н-октана является цеолит ZSM-5, а наибольшая селективность образования изоалканов наблюдается на цеолите типа ZSM-11.

Литература

1. www.gost.ru/wps/wcm/connect/323d7a0049d68114bf72ff97cd6ca4de/Post_Prav_27.02.2008_118.pdf.
2. Крылов О.В. Гетерогенный катализ. - М.: Академкнига, 2004. - 679 с.
3. Химия нефти и газа / Под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. - С-Пб.: Химия, 1995. – 448 с.

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАЗРЯДАХ

В. О. Кочнева, Б. В. Пешнев, А. И. Николаев

Научный руководитель доцент А. И. Николаев

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

Исследование процесса электрокрекинга органического сырья проводилось в 30-70 года XX столетия во многих научных центрах мира. В качестве продуктов процесса рассматривали газ, содержащий до 30 %об. ацетилена, 60 %об. водорода, 10 % об. газообразных углеводородов C1-C4 и сажу. В качестве сырья для электрокрекинга рассматривают различные углеводородные фракции, в том числе являющиеся отходам различных производств. Присутствие гетероатомных соединений в сырье не является препятствием для его использования в процессе электрокрекинга.

Обобщение результатов исследований, направленных на изучение взаимосвязи между природой используемого сырья, выходом и характеристиками продуктов электрокрекинга, показало, что представленные в научно-технической литературе данные носят противоречивый характер. В ряде работ [2, 4], было отмечено, что характер перерабатываемого сырья не оказывает существенного влияния на характеристики продуктов. В тоже время в работах [3, 5] отмечалась зависимость изменения состава газа и характеристик сажи от перерабатываемого сырья.

Различия в результатах проведенных исследования обусловлены тем, что изучение процесса электрокрекинга проводилось с допущением о неизменности состава жидкой фазы в процессе электрокрекинга, что не соответствовало действительности [1]. Такой подход не позволял учитывать влияние степени разложения сырья на характеристики образующихся продуктов. Таким образом, представлялось необходимым проведение исследования процесса электрокрекинга, затрагивающего изучение превращений, происходящих в сырье при его разложении, и влияние этих превращений на закономерности протекания процесса и характеристики образующихся продуктов.

В качестве сырья в исследовании использовали углеводородные фракций со следующими характеристиками: плотность 0,7858 г/см³ и температура выкипания от 149 до 280 °С (образец 1), плотность 0,8115 г/см³ и температура выкипания от 245 до 342 °С (образец 2). Разложения сырья осуществляли в реакторе под воздействием низковольтных нестационарных разрядов, образующихся между стационарными и свободно двигающимися электродами. Процесс электрокрекинга проводили в двух режимах. Первый режим предполагал проведение процесса разложения без удаления образующейся в реакторе суспензии для извлечения из нее сажи и компенсации потери жидкой фазы (режим «без циркуляции»). Второй режим проведения процесса разложения

предполагал периодическое выведение из реактора суспензии для ее фильтрации с последующим возвратом жидкой фазы в реактор и компенсацией потерь за счет добавления исходного сырья (режим «с циркуляцией»).

Проведенные исследования процесса электрокрекинга в режиме «без циркуляции» показали, что с увеличением степени разложения сырья, концентрации ацетилена в газе повышается. Так, для образцов 1 и 2 концентрация ацетилена в газе при выходе газа 20 л_{газа}/л_{сырья} составляла 27 и 31,2 % об., а при выходе газа 100 л_{газа}/л_{сырья} 34 и 35 % об. соответственно. Дальнейшее увеличение степени разложения сырья не приводило к повышению содержания ацетилена в составе газа. Следует отметить, что по мере увеличения степени разложения сырья, отмечается уменьшение влияния исходного сырья на состав образующегося газа.

Изменение состава газа электрокрекинга в процессе разложения сырья, в сочетании с литературными данными [1], позволяет говорить о том, что процессе разложения сырья происходит изменение состава жидкой фазы. Было установлено, что в составе жидкой фазы протекают изменения, связанные с уменьшением количества алканов, образованием алкенов и накоплением аренов. Иначе говоря, увеличение продолжительности разложения сырья приводит к увеличению степени его ароматизации. Изменение углеводородного состава жидкой фазы отражаются на ее характеристиках. Так, например, значения плотности образцов 1 и 2 возрастает с исходных 0,7858 и 0,8115 г/см³ до 0,8032 и 0,8412 г/см³ (выход газа 180 л_{газа}/л_{сырья}) соответственно. Следует отметить, что при выходе газа ~ 20 л_{газа}/л_{сырья} для образцов фиксировалось снижение значения плотности, что обуславливалось накоплением на начальном этапе процесса разложения, в составе жидкой фазы, низкомолекулярных веществ. Температуры выкипания образца 2 изменились следующим образом при выходе газа 20 л_{газа}/л_{сырья} образец выкипал в диапазоне температур от 230 до 370 °С, а при выходе газа 180 л_{газа}/л_{сырья} от 300 до 390 °С.

Увеличение степени ароматизации сырья, происходящее в результате повышения степени его разложения, приводит к возрастанию выхода сажи. Так, для образцов 1 и 2 выход сажи составил 4 и 6 г_{сажи}/л_{сырья} при выходе газа 20 л_{газа}/л_{сырья} и 43 и 47 г_{сажи}/л_{сырья} при выходе газа 180 л_{газа}/л_{сырья} соответственно. Характеристики полученной сажи представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики сажи полученные при электрокрекинге образцов в режиме «без циркуляции»

Показатель	Образец	Выход газа, лгаза/лсырья		
		20	100	180
Средний диаметр частиц, нм	1	15,1	25,7	28,2
	2	12,0	26,5	29,2
Удельная адсорбционная поверхность, м2/г	1	305	256	239
	2	280	197	165
Конечная степень заполнения пор пироуглеродом, %	1	289	305	335
	2	350	482	530

Видно, что увеличение степени разложения сырья способствует формированию сажи с меньшей адсорбционной поверхностью, большей структурностью (конечной степенью заполнения пор пироуглеродом) и размером частиц. Проведение процесса электрокрекинга в режиме «с циркуляцией» жидкой фазы и компенсацией ее потерь осуществляли до достижения выхода газа 80 л_{газа}/л_{сырья}. Полученную суспензию извлекали из реактора для удаления из нее сажи. В образующийся фильтрат добавляли исходное сырье до начального объема загрузки сырья и возвращали смесь в реактор для дальнейшего разложения.

Полученные результаты показали, что циркуляция сырья влияет на выходные показатели процесса (рис.1) и характеристики образующихся продуктов (таблица 2).

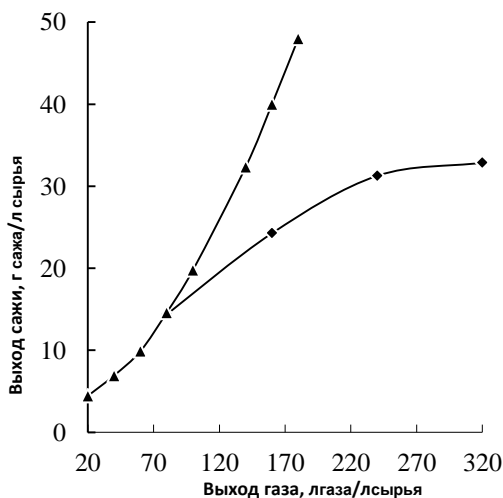


Рис.1. Влияние степени разложения образца 2 на выход сажи

- ▲ - «без циркуляции» жидкой фазы;
- ◆ - «с циркуляцией» жидкой фазы и компенсацией ее потери.

Таблица 2

Характеристики сажи полученной при электрокрекинге образца 2 в режиме проведения процесса «с циркуляцией» жидкой фазы и компенсацией ее потери

Выход газа, лгаза/лсырья	Средний диаметр частиц, нм	Удельная адсорбционная поверхность, м ² /г	Конечная степень заполнения пор пироуглеродом, %
80	21,5	220	430
160	24,0	205	440
240	25,0	200	450
320	25,0	200	450

Полученный результат обусловлен тем, что при введении в состав жидкой фазы исходного сырья происходит стабилизация состава жидкой фазы.

Таким образом, на основании проведенных исследований, можно говорить о том, что в процессе электрокрекинга в жидкой фазе протекают процессы, приводящие к изменению ее состава. Происходящие в процессе разложения сырья превращения приводят к увеличению содержания ацетилен в составе газа и выходу сажи. При этом сажа характеризуется большим диаметром сажевых частиц и структурностью. На изменение состава жидкой фазы и как следствие характеристик образующихся продуктов влияет не только степень разложения сырья, но и организация проведения процесса.

Литература

1. Бельченко, И. Н. Исследование состава жидких продуктов, образующихся при электрокрекинге органического сырья / И. Н. Бельченко, А. П. Петрусенко, О. Ю. Песин // Химическая промышленность, 1992. – № 7. – С. 14–15.
2. Добрянский, А. Ф. Разложение углеводородных смесей в дуговом разряде / А. Ф. Добрянский, А. Д. Какурин // Журнал прикладной химии, 1947. – № 10. – С. 997–1004.
3. Кокурин, А. Д. Разложение хлорорганических соединений в электрических разрядах / А. Д. Кокурин, О. Н. Сеткина, В. В. Груздева // Труды ЛТИ им. Ленсовета, 1959. – вып. 51. – 102 с.
4. Печуро, Н. С. Влияние характера исходного сырья на состав и выход продуктов разложения при электрокрекинге жидких углеводородов в дуговом разряде / Н. С. Печуро, Э. Я. Гродзинский, О. Ю. Песин // Сб. «Проблемы электрической обработки материалов». – М. : Изд. АН СССР, 1962. – С. 192–198.
5. Печуро, Н. С. Разложение хлорорганических соединений в электрических разрядах / Н. С. Печуро // Химическая промышленность, 1989. – №4. – С. 27–30.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ГУДРОНА НОВОКУЙБЫШЕВСКОГО НПЗ В ПРОЦЕССЕ ИНИЦИИРОВАННОГО ТЕРМОКРЕКИНГА А.Г. Кривоносова, Е.Б. Кривцов, А.К. Головки

Научные руководители научный сотрудник Е.Б. Кривцов, профессор А.К. Головки
**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия**

Одной из важнейших проблем, связанных с переработкой вакуумных дистиллятов и остаточных фракций, является высокое содержание в них смолисто-асфальтеновых веществ и гетероатомных соединений. В этих компонентах концентрируется значимая часть гетероатомов присутствующих в исходном сырье [1]. Разработка методов переработки смолисто-асфальтеновых компонентов с одновременным удалением серосодержащих соединений позволит существенно повысить эффективность термических процессов деструкции тяжелого углеводородного сырья и, как следствие, позволит получать нефтепродукты с низким содержанием высокомолекулярных и гетероатомных соединений и высоким содержанием легкокипящих фракций [2].

Цель данной работы: выявление основных направлений деструкции высокомолекулярных соединений и исследование состава смолисто-асфальтеновых компонентов продуктов термического крекинга тяжелого углеводородного сырья в различных условиях.

В качестве объекта исследования был выбран гудрон Новокуйбышевского НПЗ, имеющий высокое содержание смолисто-асфальтеновых компонентов: смол - 33,6 %, асфальтенов 5,7 % мас. (таблица 1). Содержание масел составляет 60,7 % серы – 3,04 % мас., что делает его не подходящим сырьем для получения бензинов и дизельных топлив. Низкое атомное отношение Н/С свидетельствует о наличии в компонентах гудрона значительного количества ароматических структур.

Исходный гудрон содержит значительное количество смолисто-асфальтеновых компонентов в своем составе, при термообработке происходит деструкция преимущественно смол с образованием кокса и газа. Проведение термического крекинга гудрона приводит к улучшению фракционного состава, снижению температуры начала кипения жидких продуктов крекинга и уменьшению содержания фракции с температурой кипения выше > 360 °С. Увеличение продолжительности крекинга приводит к уменьшению содержания С_{общ} в смолах (на 1 – 1,25 % мас.) и асфальтенах (на 0,35 – 1,5 % мас.). Содержание С_{общ} в маслах при термической обработке гудрона увеличивается на 1 – 1,5 % мас.

Таблица 1

Состав продуктов термкрекинга гудрона в различных условиях

Содержание, % мас.	Образец		
	Исх. гудрон	450 °С 120 мин	500 °С 30 мин
Газ	0,0	5,8	8,3
Масла	60,7	69,2	54,7
Смолы	33,6	15,2	16,1
Асфальтены	5,7	4,8	10,5
Кокс	0,0	5,0	10,4
Н.к. – 200	0,0	9,5	11,5
200 – 360	1,4	27,8	22,2
> 360	98,6	51,9	47,6
Н.к., °С	343,0	72,0	81,3

На глубину и скорость процессов термических превращений смолисто-асфальтеновых веществ оказывает значительное влияние их концентрация в исходном сырье и строение (структура) молекул, которые можно рассчитать методом структурно-группового анализа.

Молекулярная масса исходных смол гудрона составляет 600 а.е.м., асфальтенов – 718 а.е.м. Молекула смол состоит из одного блока ($m_a = 1,51$), средний структурный блок содержит 6 колец, том числе 3 ароматических и 3 нафтеновых. Молекула асфальтенов состоит из двух блоков ($m_a = 2,03$), средний структурный блок состоит из 7 колец, в том числе 3 ароматических и 4 нафтеновых. Атомное соотношение Н/С смол и асфальтенов низкое, 1,41 и 1,03 соответственно.

Установлено, что термический крекинг существенно влияет на структурно-групповые параметры молекул смол гудрона Новокуйбышевского НПЗ. С увеличением температуры крекинга уменьшается молекулярная масса смол (по сравнению с исходным). Средний структурный блок смол, выделенных из жидких продуктов крекинга (450 °С 120 минут) состоит из 10 колец, из них 2 ароматических и 8 нафтеновых. Атомное соотношение Н/С смол продуктов крекинга в этих условиях составляет всего 0,84. Структурный блок смол продуктов крекинга гудрона при 500 °С в течении 30 минут содержит 5 колец из них 3 ароматических и 2 нафтеновых. Атомное отношение Н/С составляет 1,15.

В процессе крекинга уменьшается молекулярная масса асфальтенов (по сравнению с исходным значением), что говорит о разрушении алифатических фрагментов молекул. Молекула асфальтенов, выделенных из жидких продуктов крекинга (450 °С 120 минут) состоит из двух блоков, средний структурный блок содержит 14 колец, из них 6 ароматических и 8 нафтеновых. Атомное отношение Н/С составляет 0,83. Молекула асфальтенов эксперимента 500 °С 60 минут состоит из 13 колец, а именно 6 ароматических и 7 нафтеновых. Отношение Н/С составляет 0,82.

Для интенсификации процесса термкрекинга смолисто-асфальтеновых компонентов гудрона использовали стирол, способный генерировать бирадикалы при температуре выше 380 °С, в количестве 0,25 – 5 % мас.

Таблица 2

Состав продуктов термкрекинга гудрона в присутствии стирола в различных условиях

Добавка, % мас.	Содержание, % мас.						
	Газ	Жидкость	Кокс	Масла	Смолы	Асфальтены	
Исходный гудрон	0	100	0	60,7	33,6	5,7	
450 °С, 120 мин	крекинг	5,8	89,2	5,0	69,2	15,2	4,8
	+стирол 1 %	5,9	93,0	1,1	70,0	17,1	5,8
	+ стирол 5%	0,1	98,0	1,9	68,4	19,6	10,1
500 °С, 30 мин	крекинг	8,3	81,3	10,4	54,7	16,1	10,5
	+стирол 0,25 %	16,5	80,9	2,6	н.о.	н.о.	н.о.
	+стирол 0,5 %	9,7	88,3	2,0	63,6	14,8	9,9
	+стирол 1 %	9,3	88,9	1,8	64,7	14,7	9,6
	+стирол 1,5 %	9,1	89,3	1,5	64,6	14,8	10,0
	+стирол 2 %	9,0	90,3	1,0	64,8	15,4	10,1

Увеличение температуры крекинга приводит к уменьшению выхода жидких продуктов крекинга и увеличению количеств кокса и газа (таблица 2). В 2 раза (по сравнению с исходным значением) уменьшается количество смол и увеличивается выход асфальтенов, из которых образуется кокс. Добавка стирола позволяет на 5-10 % мас. увеличить содержание жидких продуктов крекинга, значительно уменьшить выход кокса. Количество масел и асфальтенов увеличивается. Следует отметить, что добавка 0,25 % стирола (500 °С, 30 мин) в реакционную среду значительно увеличивает деструкцию углеводородов, вследствие чего выход газа резко возрастает (16,5 % мас.).

Таблица 3

Добавка, % мас.		Содержание, % мас.	
		Собщ в маслах	Собщ в жидких продуктах крекинга
Исх. гудрон		1,39	3,08
500 °С, 30 мин	крекинг	1,61	2,95
	+стирол 0,25 %	н.о.	2,57
	+стирол 0,5 %	1,83	2,67
	+стирол 1 %	1,81	2,81
	+стирол 1,5 %	1,93	2,77
	+стирол 2 %	1,83	2,71

Установлено, что молекулярная масса смол продуктов крекинга гудрона с добавкой 5 % мас. стирола составляет всего 440 а.е.м. Средний структурный блок усредненной молекулы смол состоит из 6 колец, из них 2 ароматических и 4 нафтеновых. Атомное отношение Н/С составляет 1,20. Молекулярная масса асфальтенов продуктов крекинга гудрона с добавкой 5 % мас. стирола выше, чем исходных – 795 а.е.м. Молекулы асфальтенов состоят из двух блоков ($m \sim 2$), общее число колец увеличивается за счет увеличения числа нафтеновых и ароматических фрагментов. Атомное отношение Н/С асфальтенов продуктов крекинга гудрона со стиролом составляет 0,79.

Добавка стирола (таблица 3) приводит к снижению содержания серы в жидких продуктах крекинга (по сравнению с продуктами термокрекинга). Содержание серы в маслах увеличивается, вследствие увеличения глубины деструкции смол в присутствии добавки и попадания серосодержащих фрагментов смол в состав масел.

Установлено, что проведение термического крекинга гудрона позволяет получить дополнительные количества дистиллятных фракций, суммарный выход газа и кокса достигает 11-19 % мас. Показано, что при термокрекинге молекулярная масса смол и асфальтенов уменьшается, снижается и общее количество колец в средней молекуле. Проведение крекинга гудрона в присутствии стирола позволяет значительно улучшить материальный баланс процесса: увеличивается выход масел (в среднем на 10 % мас.) снижается количество кокса и газа.

Литература

1. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
2. Саламбек Х. А. Хусаин К. С. Будущее глубокой переработки нефти. – The Chemical Journal, - Сентябрь 2009

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ СШИВАЮЩИХ АГЕНТОВ ДЛЯ ПОЛИОЛЕФИНОВЫХ КОМПОЗИЦИЙ, УСТОЙЧИВЫХ В УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Н.О. Кухленкова, В.Г. Бондалетов

Научный руководитель доцент В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтедобывающей промышленности предъявляет повышенные требования к материалам, которые применяются для изготовления нефтепогружных и геодезических кабелей. Этими требованиями обуславливаются необходимость сочетания высоких деформационно-прочностных свойств и стойкости к ударным нагрузкам с хорошей технологичностью переработки, стойкости к воздействию высоких температур. Данным условиям в известной мере отвечает использование упрочненных структурированных материалов на основе полиолефинов, одним из методов получения которых является их силанольная сшивка.

В качестве сшивающих агентов для полиолефинов и композиционных материалов на их основе используют полифункциональные кремнийорганические соединения – винилсиланы, вводимые в структуру полимера с помощью пероксидных инициаторов. Кремнийорганические фрагменты в составе композиционного материала придают шитым полимерам дополнительные физико-химические свойства: устойчивость к повышенным температурам и УФ-излучению, коррозионно-химическую стойкость, низкое влагопоглощение. Варьирование структурой и расширение номенклатуры силанольных сшивающих агентов приводит к увеличению возможностей целенаправленной модификации и изменения надмолекулярной структуры образующихся композиций. Поэтому данное направление исследований представляется перспективным для производства изделий из сшитых полиолефинов и композиций на их основе [2,4].

Кроме вышесказанного следует отметить, что неопределенные углеводороды с напряженными циклами в настоящее время являются актуальными объектами исследования в связи с перспективностью их использования в качестве мономеров для получения полимеров со специальными свойствами и полимерных композиционных материалов конструкционного назначения. Сочетание неопределенных связей с силоксановыми группировками дает возможность их использования в качестве аппретирующих, адгезионных компонентов для получения минералонаполненных композиционных изолирующих покрытий [3].

Целью настоящей работы является поиск методов синтеза новых сшивающих агентов на основе винилтриэтоксисилана (ВТЭС) и циклопентадиена (ЦПД). Синтез кремнийорганического производного норборнена проводили в стеклянных ампулах при температуре 20 °С и в присутствии катализаторов кислотного типа: $TiCl_4$, фенола, трифторуксусной кислоты (ТФУК). Соотношение исходных компонентов ЦПД и ВТЭС составляло 1 : 1 (моль). Анализ полученных продуктов осуществляли хроматомасс-спектрометрии (ГХМС) с ионизацией электронным ударом при помощи газового хроматографа с масс-селективным детектором, капиллярной колонкой HP-INNOWAX (полярная полиэтиленгликолевая фаза).

Взаимодействие ЦПД с ВТЭС протекает через стадию мономеризации дициклопентадиена с образованием ЦПД, который, в свою очередь, вступает в реакцию циклоприсоединения с ВТЭС (по Дильсу-Альдеру). Продуктами этой реакции являются моно- и бициклические производные. Целевым продуктом реакции является бицикло[2.2.1]гепт-5-ен-2-ил(триэтоксисилан, который в реакционной смеси представлен в качестве экзо- и эндо-изомеров, структура которых была подтверждена с помощью ЯМР 1H -спектроскопии [1]. Схема процесса представлена следующим образом рис. 1:

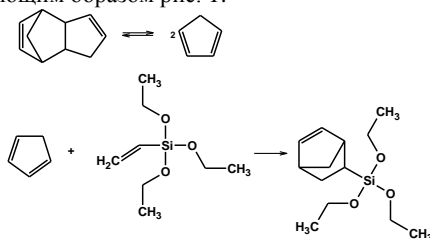


Рис. 1. Схема реакции взаимодействия ЦПД с ВТЭС

Основной реакцией взаимодействия ЦПД с ВТЭС в вышеописанных условиях является димеризация ЦПД (в нашем случае - побочная). Результаты исследования реакции в течение 150 час. представлены на рис. 2.

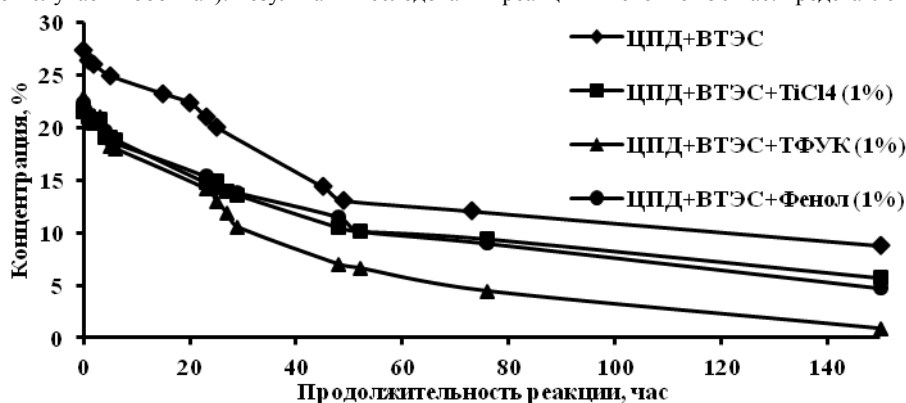


Рис. 2. Зависимость изменения концентрации ЦПД в реакционных смесях от продолжительности реакции

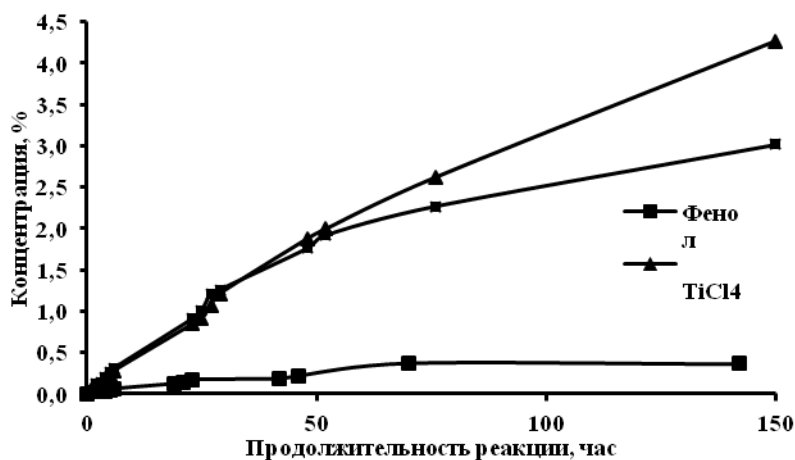


Рис.3. Зависимость изменения концентрации суммы продуктов в реакционных смесях от продолжительности реакции

Из графиков, представленных на рис. 2, следует, что реакция димеризации ЦПД катализируется добавкой сильной протонной трифторуксусной кислоты (ТФУК). Другие добавки кислотного характера (фенол, TiCl₄) практически не влияют на скорость изменения концентрации ЦПД.

Графики зависимостей концентрации бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтокси)силан (смесь экзо- и эндо изомеров) в реакционной массе от продолжительности реакции представлена на рис. 3.

Суммарная концентрация экзо- и эндо-аддуктов достигает 4,5 %, увеличение времени реакции свыше 150 час. не приводит к адекватному повышению концентрации этих продуктов в реакционной массе. Однако следует отметить, реакция катализируется как сильной протонной (ТФУК), так и сильной апротонной кислотами (TiCl₄). TiCl₄ является более эффективным для получения бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтокси)силана.

Показано, что, как основная, так и побочная реакции могут быть ускорены катализаторами кислотного типа, однако для каждой из них наиболее эффективным является свой катализатор. Перспективы развития данного подхода связаны с варьированием концентрации катализатора, температуры реакции и порядка загрузки реагентов. Наличие в структуре бицикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-ил(триэтокси)силана кремнийфункциональных и карбоциклических групп делает его перспективным сшивающим агентом для получения полиолефинов с измененной надмолекулярной структурой, устойчивой к агрессивным средам.

Литература

1. Бондалетов В.Г. и др. Исследование процесса образования норборненовых производных триэтоксисилана по реакции Дильса – Альдера // Вестник Казанского технологического университета, 2014. – Т.17 - №18. – С.21 – 24.
2. Кикель В.А. Производство труб из сшитого полиэтилена с повышенной долговечностью при высоких температурах эксплуатации. // Дис. ... канд. техн. наук. – М., 2006. – 144 с.
3. Нгуен В.Т. и др. Армированные композиционные материалы на основе полидициклопентадиена // Вестник Казанского технологического университета. 2014. – Т.17 - № 15. – С. 135 – 138.
4. Фризен А.Н. Обеспечение показателей надежности нефтепогружных кабелей на стадии изготовления и в процессе эксплуатации: Автореферат. дис. ...канд. техн. наук. – Томск, 2007. - 24с.

КОНВЕРСИЯ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ В АРЕНЫ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОКСИДАМИ ГАЛЛИЯ

Д.С. Мигачева, В.С. Сухих, В.В. Хасанов, В.И. Ерофеев

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

В настоящее время основными промышленными процессами конверсии природного и попутного нефтяного газов (ПНГ) являются паровая конверсия метана и ПНГ в синтез-газ на алюмоникелевых катализаторах, проводимый при 860-950 °С и процесс Фишера-Тропша по переработке природного газа в синтез-газ и в дальнейшем синтез-газ перерабатывают в углеводороды на железных, кобальтовых катализаторах. Недостатками этих процессов переработки природного газа (метана) и ПНГ являются высокая температура процессов, особенно первой стадии получения синтез-газа 860-950 °С и низкая селективность получения целевых продуктов в процессе Фишера-Тропша.

В связи с открытием в 70-годах XX века микропористых высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) семейства ZSM-5, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре (размер пор 0,5-0,8 нм) нашли широкое применение во многих нефтехимических процессах, таких как крекинг и изомеризация парафинов, алкилирование, изомеризация и диспропорционирование ароматических углеводородов, а также конверсии низкомолекулярных спиртов и синтез-газа в высшие углеводороды, возникла возможность создания на их основе эффективных каталитических систем и технологий конверсии низших алканов C₁-C₄ в высшие углеводороды. В настоящее время промышленных технологий химической переработки ПНГ без его предварительного разделения на отдельные компоненты еще нет. Возможным направлением использования ПНГ является переработка газов C₂-C₄ в жидкие углеводороды и «сухой газ» [1-5]. Для осуществления этих процессов наиболее перспективными являются цеолитсодержащие катализаторы.

Целью данной работы явилось изучение сравнительной активности и селективности микропористых высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5, синтезированных с использованием различной структурообразующей добавки и модифицированных оксидами галлия, в процессе конверсии пропан-бутановой фракции (ПБФ) в арены.

Синтез высококремнеземных цеолитов ZSM-5 с силикатным модулем 50 проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 °С в течение 2-4 сут с использованием гексаметилендиамина (ЦКЕ-Г) и спиртовой фракции (ЦКЕ-СФ) побочного продукта производства капролактама в качестве органической структурообразующей добавки [6-7]. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 110 °С 8 ч и прокаливали при 600 °С 8 ч. В активную форму H-ЦКЕ-Г и H-ЦКЕ-СФ цеолиты переводили путем обработки 25 % водным раствором NH₄Cl при 90 °С в течение 2 ч и непрерывном перемешивании с помощью механической мешалки с последующим высушиванием при 110 °С и прокаливанием при 600 °С в течение 6 ч. Физико-химическое исследование полученных цеолитов проводили с помощью ИК-спектроскопии (ИК Фурье-спектрометр Nicolet 5700), рентгенофазового анализа (рентгеновская установка ДРОН-3, Мо-анод, Ni-фильтр) и электронной микроскопии (электронный микроскоп Jem-100-CX). На рентгенограмме синтезированного цеолита H-ЦКЕ-Г и H-ЦКЕ-СФ наблюдаются линии с межплоскостными

расстояниями (d , Å): 11,05, 10,19, 4,26, 4,07, 3,87, 3,83, 3,73, 3,66, характерные для высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5. На микрофотографии Н-ЦКЕ-Г частицы цеолитов имеют глобулярную форму размером 10-15 мкм, сцепленные из большого числа более мелких кристалликов размером 0,5 – 1,0 мкм и менее. На микрофотографии Н-ЦКЕ-СФ частицы цеолитов имеют форму частиц трех видов: глобулярную форму размером 10-15 мкм, сцепленные из большого числа более мелких кристалликов размером 0,5 – 1,0 мкм; гексагональной формы и четырехугольной призмы. В ИК-спектрах полученных цеолитов Н-ЦКЕ-Г и Н-ЦКЕ-СФ наблюдаются полосы поглощения при 1000–1200, 795–800, 450 и 540 см⁻¹. Сильная полоса поглощения при 1000–1200 см⁻¹ соответствует антисимметричным валентным колебаниям тетраэдров TO₄, полоса поглощения при 795 см⁻¹ – валентным колебаниям, в которых участвуют в основном тетраэдры SiO₄, на положение этой полосы влияет силикатный модуль (SiO₂/Al₂O₃) цеолита. Полоса поглощения при 541 см⁻¹ соответствует 5-членным кольцам в каркасе цеолита и указывает на принадлежность синтезированного цеолита к типу ZSM-5. Все полученные образцы Н-ЦКЕ-Г и Н-ЦКЕ-СФ по данным рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии относятся к цеолитам типа ZSM-5.

Модифицирование исходного цеолита Н-ЦКЕ-Г и Н-ЦКЕ-СФ в количестве 1–3 % мас. Ga₂O₃ проводили методом пропитки. Для этого гранулы цеолитов (размер гранул 2-3 мм) Н-ЦКЕ-Г и Н-ЦКЕ-СФ пропитывали водными растворами нитрата галлия с расчетным количеством Ga₂O₃ по влагоемкости цеолитов, затем катализаторы сушили при 110 °С и прокачивали при 600 0 8 ч.

Конверсию пропан-бутановой фракции проводили на цеолитных катализаторах Н-ЦКЕ-Г и Н-ЦКЕ-СФ, модифицированных 1-3 % мас. Ga₂O₃, на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 500-600 °С, объемной скорости подачи сырья 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ продуктов процесса конверсии пропан-бутановой фракции в арены проводили газохроматографическим методом, анализ газообразных углеводородов – на набивной колонке из нержавеющей стали (длина колонки 3 м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH/γ-Al₂O₃ (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ продуктов процесса конверсии прямогонных бензинов проводили на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов составляет ±2,5 %. [8]. По углеводородному составу пропан-бутановая фракция ПНГ содержит (% мас.): метан – 0,2 %, этан – 2,8 %, пропан – 81,1 %, бутаны – 15,9 %.

Известно, что цеолиты типа ZSM-5 обладает сильными кислотными свойствами, которые обуславливают протекание реакций процесса ароматизации легких алканов. Благодаря этим свойствам на цеолитных катализаторах протекают преимущественно реакции дегидрирования, дегидроциклизации и крекинга низших алканов C₃–C₄ [1].

Исследования влияния температуры позволило установить, что с ростом температуры процесса с 525 до 600 °С и объемной скорости подачи ПБФ 240 ч⁻¹ на Н-ЦКЕ-Г выход жидких продуктов (аренов) увеличивается с 26,4 при 525 °С до 39,7 % при 600 °С, а выход газообразных продуктов уменьшается с 73,6 % при 525 °С до 60,3 % при 600 °С (таблица). Степень конверсии ПБФ (по пропану) с ростом температуры с 525 до 600 °С увеличивается с 54 до 92 %. Среди аренов преобладают бензол, толуол и ксилолы, выход бензола с ростом температуры процесса повышается с 10,8 % при 525 °С до 23,9 % при 600 °С. Среди газообразных продуктов процесса конверсии ПБФ преобладают, в основном, метан и этан, которые могут быть использованы для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии. Их суммарный выход с ростом температуры процесса с 525 °С до 600 °С среди газообразных продуктов повышается с 45,3 до 76,9 %. Введение 1 % Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса конверсии ПБФ с 525 до 600 °С к значительному повышению выхода жидких продуктов (аренов) с 40,2 до 60,1 % по сравнению с Н-ЦКЕ-Г. Степень конверсии ПБФ с ростом температуры с 525 до 600 °С увеличивается с 76 до 98 %, среди аренов преобладают C₆-C₉ углеводороды. Введение 3 % Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса конверсии ПБФ с 525 до 600 °С к дальнейшему повышению выхода жидких продуктов с 50,8 до 64,1 % по сравнению с Н-ЦКЕ-Г, а степень конверсии ПБФ с ростом температуры с 525 до 600 °С увеличивается с 89 до 99 %, среди аренов преобладают C₆-C₉ углеводороды (таблица). Из синтезированных катализаторов наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 3% Ga₂O₃/97% Н-ЦКЕ-Г, максимальное содержание аренов на этом катализаторе составляет 64,2 % при 600 °С.

Исследования влияния температуры позволило установить, что с ростом температуры процесса с 525 до 600 °С и объемной скорости подачи ПБФ 240 ч⁻¹ на Н-ЦКЕ-СФ выход жидких продуктов значительно повышается с 41,6 при 525 °С до 51,4 % при 600 °С по сравнению с Н-ЦКЕ-Г (таблица). Степень конверсии ПБФ с ростом температуры с 525 до 600 °С увеличивается с 77 до 89 %. Среди жидких продуктов преобладают арены C₆–C₉, а среди газообразных продуктов процесса конверсии ПБФ преобладают, в основном, метан и этан. Введение 1 и 3 % Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-СФ приводит с ростом температуры процесса конверсии ПБФ с 525 до 600 °С к значительному повышению выхода жидких продуктов с 52,1 и 51,6 % при 525 °С до 60,1 и 63,3 % при 600 °С соответственно по сравнению с Н-ЦКЕ-СФ.

Таким образом, из синтезированных катализаторов наибольшей каталитической активностью и селективностью в образовании аренов из ПБФ обладают катализаторы 3 % Ga₂O₃/97% Н-ЦКЕ-Г и 3% Ga₂O₃/97% Н-ЦКЕ-СФ, максимальное содержание аренов на этих катализаторах составляет 64,2 и 63,3 % при 600 °С соответственно. Важно отметить, что катализатор 3% Ga₂O₃/97% Н-ЦКЕ-СФ по каталитической активности и селективности в образовании аренов из ПБФ практически не уступает катализатору 3% Ga₂O₃/97% Н-ЦКЕ-Г.

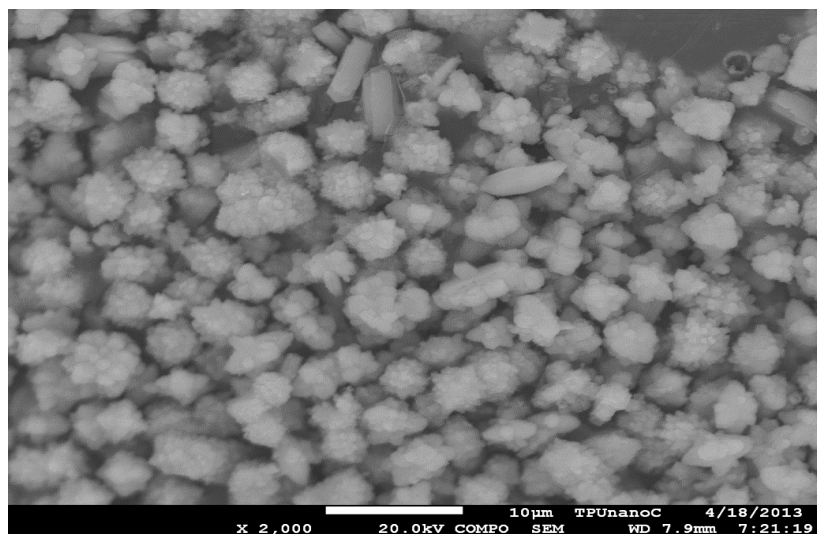


Рис.1. Микрофотография высококремземного цеолита Н-ЦКЕ-Г, синтезированного с использованием гексаметилендиамина в качестве структурообразующей добавки

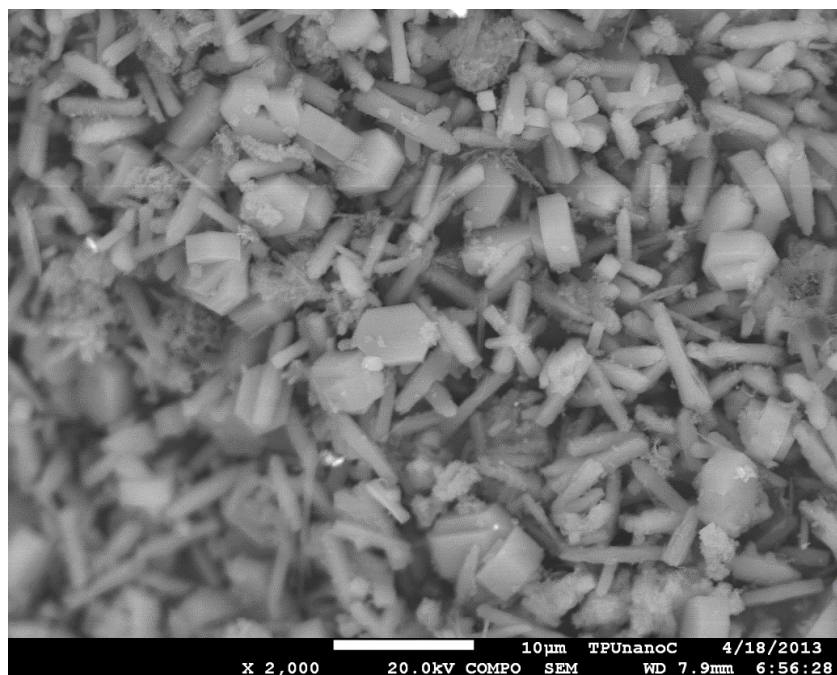


Рис.2. Микрофотография высококремземного цеолита Н-ЦКЕ-СФ, синтезированного с использованием спиртовой фракции в качестве структурообразующей добавки

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов (мас. %) переработки углеводородных газов С3 -С4 на цеолитных катализаторах Н-ЦКЕ-Г и ЦКЕ-СФ, модифицированных 1-3 % мас. Ga₂O₃, при 240 ч -1

Название/температура, °С	Н-ЦКЕ-Г			1 % Ga ₂ O ₃ /Н-ЦКЕ-Г			3 % Ga ₂ O ₃ /Н-ЦКЕ-Г		
	550	575	600	550	575	600	550	575	600
Выход газовой фазы, %	61,8	60,5	60,3	44,1	40,7	39,9	42,9	40,2	35,8
Выход жидкой фазы, %	38,2	39,5	39,7	55,9	59,3	60,1	57,1	59,8	64,2
Состав газовой фазы:									
метан	37,1	46,8	54,4	47,8	55,9	58,5	57,9	60,8	58,4
этан	22,3	23,2	22,5	22,2	25,4	27,6	30,9	32,4	35,6
этилен	6,0	8,2	10,1	3,6	4,5	5,4	1,8	2,1	2,9
пропан	28,7	16,3	8,1	23,8	11,9	6,3	8,3	3,9	2,2

пропилен	4,4	4,7	4,4	2,1	2,1	2,0	0,9	0,8	0,9
и-бутан	-	-	-	-	-	-	-	-	-
н-бутан	0,9	0,3	0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	-	-
Состав жидкой фазы:									
бензол	14,2	17,4	23,9	24,3	27,8	30,5	25,9	27,5	28,8
толуол	39,2	40,8	40,8	38,5	36,7	35,0	36,3	35,5	34,3
этилбензол	2,7	2,7	2,4	1,3	0,9	0,7	0,5	0,3	0,2
п,м-ксилолы	18,7	16	12,5	10,6	8,4	7,1	8,5	7,2	6,4
о-ксилол	6,3	5,5	4,3	3,5	2,8	2,4	2,8	2,5	2,2
м-этилтолуол	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0,1	0
мезителен	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0
псевдокумол	1,6	0,6	0,9	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
1,2,3-триметилбензол	0,7	1,2	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
м-диэтилбензол	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1
1,2-диметил-3-этилбензол	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
нафталин	2,3	2,9	3,6	7,6	9,2	10,4	11,8	13,6	14,1
б-метилнафталин	2,5	2,7	2,6	4,8	5,1	5,1	6,2	6,1	6,1
а-метилнафталин	1,2	1,3	1,3	2,2	2,4	2,4	2,9	2,9	2,9
б-этилнафталин	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
а-этилнафталин	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
2,6-диметилнафталин	0,4	0,4	0,3	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4
Степень конверсии, %	65,0	83,0	92,0	89,0	95,0	98,0	96,0	98,0	99,0

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Каталитические и физико-химические свойства кристаллических пентасилов в превращениях низкомолекулярных олефинов и парафинов // Известия АН СССР. Сер. химич. – Москва, 1993. – № 6. – С. 1018-1028.
2. Пармон В.Н., Носков А.С. Каталитические методы подготовки и переработки попутных нефтяных газов // Российский химический журнал, 2010. – Т.54. - №5. – С. 40-45.
3. Восмериков А.В., Ерофеев В.И. Влияние механической обработки на каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов ароматизации низших алканов // Журнал физ. Химии, 1995. – Т. 69. – № 5. – С. 787 – 790.
4. Ерофеев В.И., Восмериков А.В., Коробицына Л.Л., Соловьев А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия, 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
5. Ерофеев В.И., Трофимова А.С., Коваль Л.М., Рябов Ю.В. Исследование кислотности и каталитических свойств Cu-ZSM-5 в процессе конверсии низших алканов // Журн. прикл. химии, 2000. – Т. 73. – № 12. – С. 1969 – 1974.
6. Пат. 2236289 Россия МПК В01J 29/46. Катализатор для конверсии алифатических углеводородов C2-C12, способ его получения и способ конверсии алифатических углеводородов C2-C12 в высокооктановый бензин и/или ароматические углеводороды. Ерофеев В.И., Горностаев В.В., Коваль Л.М., Тихонова Н.В. Заявлено 30.12.2002; Оpubл. 20.09.2004. Бюл. № 26.
7. Пат. 2313486 Россия МПК С01В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Заявлено 12.04.2006; Оpubл. 27.12.2007. Бюл. № 3627.
8. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M. et al. Effect of UF Activation on Acid and Catalytic Properties of Zeolite-containing Catalysts in Conversion of Gas-Condensate Straight-Run Gasolines to High-Octane Gasolines // Rus. J. of Applied Chem, 2011. – V. 84. – N 10. – P. 1760 –1766.

КОНВЕРСИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ КОМПОНЕНТЫ БЕНЗИНА НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ СУЛЬФИДАМИ НИКЕЛЯ

Нажису¹, А.И. Татаркина¹, Д.М. Чухлеб², В.И. Ерофеев¹, Л.А. Богданкова²
 Научные руководители профессор В.И. Ерофеев¹, доцент Л.А. Богданкова²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Алтайский государственный университет, г. Барнаул, Россия

В последние годы в связи с вводом новых жестких экологических требований к качеству нефтепродуктов возникли проблемы по получению высококивдных моторных топлив класса «Евро – 4, 5 и 6».

т. к. значительную долю выпускаемых на российских нефтеперерабатывающих заводах нефтепродуктов составляли устаревшие марки моторных топлив, качество которых не отвечало современному мировому уровню. Значительной проблемой нефтеперерабатывающей промышленности России является получение высокооктановых бензинов с низким содержанием бензола (не более 1-2 %), суммарным содержанием ароматических углеводородов не более 35 % и общей серы не более 0,005 – 0,001 %, а также низкосажающих дизельных топлив с низким содержанием общей серы не более 0,005-0,035 %. В связи с этим, наиболее перспективными для получения высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов могут быть высококремнеземные цеолиты типа ZSM-5, модифицированные различными селективными добавками. Высококремнеземные цеолиты типа ZSM-5 благодаря особенностям химического состава, кристаллической структуры, способностью к избирательной адсорбции химических веществ с определенным размером молекул (молекулярно-ситовая селективность) обладают уникальными кислотными и каталитическими свойствами в реакциях дегидрирования, изомеризации, олигомеризации, дегидроциклизации и ароматизации различных классов углеводородов [1-14].

В настоящей работе приведены результаты исследований физико-химических и каталитических свойств высококремнеземного цеолита (ВКЦ) типа ZSM-5, модифицированных 1-3 % мас. NiS. Синтез высококремнеземного цеолита ZSM-5 с силикатным модулем 50 проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175-180 °С в течение 2-4 сут с использованием гексаметилендиамина (ЦКЕ-Г) в качестве органической структурообразующей добавки [15]. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105-110 °С 4-6 ч и прокачивали при 550 °С 6-8 ч. В активную форму Н-ЦКЕ-Г цеолиты переводили путем обработки 1 М водным раствором NH_4NO_3 при 90 °С в течение 2 ч и непрерывном перемешивании с помощью механической мешалки с последующим высушиванием при 110 °С и прокачиванием при 550 °С в течение 6 ч. Физико-химическое исследование полученных ВКЦ проводили с помощью ИК-спектроскопии (ИК Фурье-спектрометр Nicolet 5700), рентгенофазового анализа (рентгеновская установка ДРОН-3, Мо-анод, Ni-фильтр) и электронной микроскопии (электронный микроскоп Jem-100-СХ). На рентгенограмме синтезированного цеолита Н-ЦКЕ-Г наблюдаются линии с межплоскостными расстояниями (d, Å): 11.05, 10.19, 4.26, 4.07, 3.87, 3.83, 3.73, 3.66, характерные для высококремнеземного цеолита типа ZSM-5. На микрофотографии Н-ЦКЕ-Г частицы цеолитов имеют глобулярную форму размером 10-15 мкм, сцепленные из большого числа более мелких кристалликов размером 0.5 – 1.0 мкм и менее. В ИК-спектрах полученного цеолита Н-ЦКЕ-Г наблюдаются полосы поглощения при 1000–1200, 795–800, 450 и 540 см⁻¹. Сильная полоса поглощения при 1000–1200 см⁻¹ соответствует антисимметричным валентным колебаниям тетраэдров TO_4 , полоса поглощения при 795 см⁻¹ – валентным колебаниям, в которых участвуют в основном тетраэдры SiO_4 , на положение этой полосы влияет силикатный модуль ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$) цеолита. Полоса поглощения при 541 см⁻¹ соответствует 5-членным кольцам в каркасе цеолита и указывает на принадлежность синтезированного цеолита к типу ZSM-5. Все полученные образцы Н-ЦКЕ-Г по данным Рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии относятся к цеолитам типа ZSM-5.

Модифицирование исходного цеолита Н-ЦКЕ-Г в количестве 1–3 % мас. NiS проводили методом сухого смешения. Для этого порошок цеолита Н-ЦКЕ-Г смешивали с 1–3 % мас. сульфида никеля NiS и подвергали механохимической обработке в вибромельнице в течение 2 ч, затем порошок катализатора прессовали в гранулы размером 2–3 мм.

Конверсию прямогонной бензиновой фракции 60-180 °С газового конденсата Мьльджинского месторождения проводили на цеолитных катализаторах, модифицированных 1-3 % мас. NiS, на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350-425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ продуктов процесса конверсии прямогонных бензинов проводили газохроматографическим методом, анализ газообразных углеводородов – на набивной колонке из нержавеющей стали (длина колонки 3 м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH/ γ - Al_2O_3 (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ продуктов процесса конверсии прямогонных бензинов проводили на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов составляет $\pm 2,5$ %. По групповому углеводородному составу прямогонный бензин содержит 22 % мас. n-алканов, 30 % изоалканов, 39 % нафтенов и 4 % аренов. Октановое число прямогонного бензина составляет 65 пунктов по исследовательскому методу.

За меру каталитической активности катализатора принимается количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволило установить, что с ростом температуры процесса с 375 до 425 °С и объемной скорости подачи прямогонного бензина 2 ч⁻¹ выход высокооктановых бензинов из прямогонного бензина падает на всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На исходном Н-ЦКЕ-Г выход жидкого катализата падает с 63,2 при 375 °С до 54,9 % при 425 °С. В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 36,8 % при 375 °С до 45,1 % при 425 °С (в основном, парафинов C3–C4), а выход аренов C6–C9 в жидких продуктах реакции увеличивается с 23,4 % до 26,7 %. Среди аренов преобладают толуол и ксилолы, выход бензола и олефинов C5+ с ростом температуры процесса повышаются с 1,5 % и 1,2 % при 375 °С до 2,0 и 1,3 % при 425 °С, соответственно. Выход нафтеновых, n-, изо-парафиновых углеводородов C5+ с ростом температуры реакции снижается (таблица). Среди газообразных продуктов процесса конверсии прямогонного бензина преобладают, в основном, пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии. Их суммарный

выход достигает 90-95 %. С ростом температуры процесса с 375 °С до 425 °С выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 57,6 до 59,3 %.

Введение 1 % NiS в цеолит H-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса конверсии прямогонного бензина с 375 до 425 °С к значительному повышению содержания аренов с 34,3 до 48,1 % по сравнению с H-ЦКЕ-Г. Содержание бензола с ростом температуры реакции повышается с 2,3 при 375 °С до 4,8 % при 425 °С. Выход жидких углеводородов с ростом температуры конверсии прямогонных бензинов с 375 до 425 °С при объемной скорости 2 ч⁻¹ на катализаторе 1 % NiS/99 % H-ЦКЕ-Г изменяется от 57,0 до 44,9 %, а октановое число увеличивается с ростом температуры реакции от 94,1 до 97,3 пунктов по исследовательскому методу.

Также на катализаторах 2 и 3 % NiS/H-ЦКЕ-Г с ростом температуры конверсии прямогонного бензина с 375 до 425 °С наблюдается повышение содержания аренов С6-С9 в составе жидких продуктов по сравнению с исходным H-ЦКЕ-Г, а октановые числа увеличиваются с ростом температуры реакции от 91,0 до 96,2 пунктов (таблица). Из синтезированных катализаторов наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 1% NiS/99% H-ЦКЕ-Г. Выход аренов на этом катализаторе максимальный и составляет 34,3 и 48,1 % при 375 и 425 °С, соответственно. На данном катализаторе уже при 350–375 °С получают жидкие углеводороды с ОЧ 90–94 пункта и выходом 60–68 %.

Таблица

Состав продуктов конверсии прямогонных бензинов на цеолитных катализаторах:
1 – H-ЦКЕ-Г, 2 - 1% NiS / 99% H-ЦКЕ-Г, 3 - 2% NiS / 98% H-ЦКЕ-Г, 4 - 3% NiS / 97% H-ЦКЕ-Г

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, °С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	36,8	42,9	45,1	43,0	50,1	55,1	60,8	46,5	50,9	41,2	48,9	55,3
Жидкая фаза, мас. %	63,2	57,1	54,9	57,0	49,9	44,9	39,2	53,5	49,1	58,8	51,1	44,7
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,5	0,9	1,6	0,3	0,6	1,2	0,3	0,5	1,0	0,3	0,5	0,9
Этан	1,5	2,4	3,5	1,3	2,1	3,6	1,3	2,0	3,4	1,2	1,8	3,1
Этилен	0,6	0,9	1,3	0,3	0,5	0,6	0,3	0,5	0,7	0,3	0,5	0,6
Пропан	57,6	58,6	59,3	57,0	61,6	66,1	56,2	61,3	65,5	56,7	58,9	64,9
Пропилен	1,5	2,0	2,7	0,6	0,9	1,1	0,9	1,2	1,5	0,8	1,1	1,3
Изобутан	19,6	18,2	16,1	22,4	19,3	15,4	22,1	19,3	15,6	22,5	20,1	16,4
H-бутан	17,2	15,3	13,3	17,2	14,1	11,1	18,0	14,3	11,4	17,5	15,3	12,0
Бутены	1,3	1,6	1,8	0,6	0,9	0,9	0,1	0,1	1,0	0,7	1,8	0,8
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	23,4	26,7	27,7	34,3	38,8	48,1	30,2	41,2	46,2	35,3	42,3	49,3
Бензол	1,5	2,0	2,0	2,3	3,4	4,8	2,2	3,1	4,5	2,4	3,0	4,0
Изопарафины	41,8	40,7	40,6	36,9	34,2	27,9	34,4	30,5	25,8	26,1	25,2	23,8
Нафтены	19,1	18,0	17,9	16,7	16,9	15,2	18,0	18,6	18,2	24,4	20,7	18,6
Парафины	14,5	13,3	12,4	10,8	9,0	7,5	13,2	8,5	6,7	10,1	9,2	5,0
Олефины	1,2	1,3	1,3	1,4	1,1	1,3	4,2	1,2	3,1	4,1	2,6	3,3
Октановое число (ИМ), пункты	89,7	90,7	91,5	94,1	95,6	97,3	91,4	93,0	95,5	91,0	94,6	96,2

Такой характер поведения цеолитных катализаторов, модифицированных 1-3 % NiS, по-видимому, можно объяснить тем, что в процессе приготовления и механохимического смешения порошков цеолита и сульфида никеля происходит проникновение частиц и молекул NiS в микропоры цеолита и их распределение по поверхности катализатора, где они с координационно-ненасыщенными ионами алюминия и гидроксильными группами кристаллической решетки образуют дополнительные льюисовские кислотные центры, что приводит к существенному повышению выхода ароматических углеводородов в продуктах конверсии прямогонных бензинов по сравнению с немодифицированным цеолитным катализатором [16]. В целом использование модифицирующей добавки позволяет получать высокооктановые бензины класса Евро – 4, 5 и 6 при температурах на 25–50 °С ниже по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов газового конденсата на чистом цеолитном катализаторе.

Литература

1. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Каталитические и физико-химические свойства кристаллических пентасилов в превращениях низкомолекулярных олефинов и парафинов // Известия АН СССР. Сер. химич. – Москва, 1993. – № 6. – С. 1018-1028.
2. Восмериков А.В., Ерофеев В.И. Влияние механической обработки на каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов ароматизации низших алканов // Журнал физ. Химии, 1995. – Т. 69. – № 5. – С. 787 – 790.
3. Коробицына Л.Л., Величина Л.Л., Антонова Н.В. и др. Физико-химические и каталитические свойства железосодержащих цеолитов // Журнал физ. Химии, 1997. – Т. 71. – № 1. – С. 60 – 63.
4. Makarfi Y.I., Tretiyakov V.F., Yakimova M.S. et all. Conversion of bioethanol over zeolites // Chem. Engineering J, 2009. – V. 154. – pp. 396 – 400.
5. Восмериков А.В., Величина Л.М., Коробицына Л.Л. и др. Превращение углеводородных фракций газового конденсата на цеолитсодержащих катализаторах // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 1997. – № 2. – С. 16 – 19.
6. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabov Yu.V. Pyrolysis of Straight-Run Naphtha on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkaline-earth Metal Cations // Russian Journal of Applied Chemistry, 2001. – V. 74. – N 2. – pp. 235 –237.
7. Ерофеев В.И., Восмериков А.В., Коробицына Л.Л., Соловьев А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия, 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
8. Ерофеев В.И., Трофимова А.С., Коваль Л.М., Рябов Ю.В. Исследование кислотности и каталитических свойств Cu-ZSM-5 в процессе конверсии низших алканов // Журн. прикл. химии, 2000. – Т. 73. – № 12. – С. 1969 – 1974.
9. Рябов Ю.В., Ерофеев В.И. Исследование зауглероживания высококремнеземных цеолитов в процессе превращения метанола в углеводороды // Изв. Академии наук. Сер. хим, 1986. – № 9. – С. 1966 – 1970.
10. Барбашин Я.Е., Рябов Ю.В., Восмериков А.В. и др. Деактивация цеолитных катализаторов в процессах превращения метанола, гексана и бензиновой фракции газового конденсата // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 1998. – № 8. – С. 17 – 21.
11. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Коваль Л.М. и др. Влияние УФ-активации на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины // Журн. прикл. химии, 2011. – Т. 84. – № 10. – С. 1668 – 1674.
12. Ерофеев В.И., Адяева Л.В. Превращение прямогонных бензинов на пентасилах, модифицированных индием. – Журн. прикл. химии, 2003. – Т. 76. – № 7. – С. 1116 – 1121.
13. Ерофеев В.И., Адяева Л.В., Кухаренко О.А. Влияние высокотемпературной обработки пентасилов на их кислотные и каталитические свойства в процессе превращения прямогонных бензинов // Журн. прикл. химии, 2001. – Т. 74. – № 11. – С. 1791 – 1794.
14. Ерофеев В.И., Адяева Л.В., Рябов Ю.В. Пиролиз прямогонных бензинов на цеолитах ZSM-5, модифицированных катионами щелочноземельных металлов // Журн. прикл. химии, 2001. – Т. 74. – № 2. – С. 231 – 234.
15. Пат. 2493910 Россия МПК В01J 29/40. Цеолитсодержащий катализатор, способ его получения и способ превращения прямогонной бензиновой фракции в высокооктановый компонент бензина с низким содержанием бензола. Ерофеев В.И., Егорова Л.А., Ерофеев М.В. Заявлено 17.07.2012; Опубл. 27.09.2013. Бюл. № 27.
16. Ерофеев В.И., Хомяков И.С., Егорова Л.А. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на модифицированных цеолитах ZSM-5 // Теорет. основы хим. технологии, 2014. – Т. 48. – № 1. – С. 77 – 82.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОКИСЛЕНИЯ ОЛЕФИНОВ В БАРЬЕРНОМ РАЗРЯДЕ
НА ПРИМЕРЕ ПРОПИЛЕНА**

А.Н. Очередыко, С.В. Кудряшов

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия**

Окиси олефинов – важные полупродукты нефтехимического синтеза, получаемые в основном термокаталитическими методами. Например, окись пропилена (ОП), в данное время синтезируют гидропероксидным способом. Однако использование катализаторов и высокая стоимость реагентов делает актуальным поиск альтернативных способов получения ОП [1].

Авторы предлагают использовать для получения ОП (и окисей других олефинов) барьерный разряд (БР), который формируется между электродами, хотя бы один из которых покрыт диэлектриком. БР позволяет обрабатывать сырьё при атмосферном давлении и комнатной температуре в установках проточного типа [2, 3].

В работе представлены результаты по получению ОП окислением пропилена кислородом и воздухом в реакторе с БР. Приведены результаты моделирования процесса окисления пропилена, которое является необходимым этапом для разработки плазмохимической технологии производства ОП. Подход, применяемый для моделирования окисления пропилена в БР, может использоваться и в случае других олефинов.

При окислении пропилена кислородом в плазмохимическом реакторе с БР основными продуктами являются ОП, пропаналь и ацетон. Также обнаружены акролеин, аллиловый спирт, метанол, этанол и ацетальдегид. Максимальная селективность образования ОП наблюдается при обработке в БР смеси 91 % об. кислорода и 9 % об. пропилена и составляет ~45 % мас. При окислении пропилена в БР воздухом состав продуктов не изменяется, а конверсия пропилена и селективность образования ОП снижаются (7,5 % мас. и 22,7% мас.).

Таким образом, процесс образования ОП при окислении пропилена в БР протекает без использования катализаторов при атмосферном давлении и комнатной температуре, а селективность образования ОП и

конверсия пропилена сравнимы с достигаемыми при каталитическом окислении пропилена [1]. Это позволяет рассматривать предлагаемый метод как перспективный в практическом плане и альтернативный каталитическим, а разработка простой математической модели процесса является необходимой стадией создания плазмохимической технологии получения ОП.

БР состоит из совокупности отдельных микроразрядов, поэтому моделирование БР сводится к моделированию отдельного микроразряда. Но использование полной модели микроразряда [3] ограничено недостатком исходных данных. Поэтому в данной работе используется упрощённая модель микроразряда, согласно которой напряжённость электрического поля в канале микроразряда считается постоянной [3].

Это позволяет полностью разделить электроразрядные процессы и кинетику химических реакций, протекающих в канале микроразряда, и даёт возможность моделировать только кинетику химических и электрон-молекулярных реакций в разряде, имея в качестве начальных условий значения рассчитанных микроскопических параметров плазмы [4].

В кинетической схеме используются только наиболее значимые элементарные реакции механизма окисления пропилена кислородом в БР. Они выбраны на основании анализа потерь энергии электронов в исходной смеси (расчётные данные [4]) и констант скоростей элементарных реакций окисления пропилена кислородом.

Константы скоростей реакций взяты из литературных источников, за исключением констант скоростей электрон-молекулярных реакций молекул кислорода и пропилена в смесях кислород-пропилен различного состава. Их значения были рассчитаны [3, 5].

Моделирование кинетики процесса окисления пропилена в БР проводили с использованием программного комплекса KINTECUS [6]. Основным выходным параметром модели являлась величина конверсии пропилена. Начальными условиями в каждой точке расчёта являлись концентрации кислорода и пропилена, а также соответствующие значения констант скоростей реакций и рассчитанные значения эффективных констант диссоциации молекул кислорода и пропилена. Время контакта исходной смеси с разрядной зоной реактора равнялось 10 с, удельная мощность разряда – 0,4 Вт/см³.

Результаты моделирования показывают хорошее соответствие с экспериментальными данными.

Таким образом, в работе показано, что разработанная модель процесса окисления пропилена в БР удовлетворительно описывает экспериментальные данные. Полученные результаты в дальнейшем послужат основой для разработки полной математической модели получения окиси пропилена и других олефинов в БР.

Литература

1. Nijhuis T. A. The production of propene oxide: catalytic processes and recent developments // *Industrial & engineering chemistry research*, 2006. – V.45. – № 10. – P. 3447-3459.
2. Кудряшов С. В. Окисление пропилена и изобутилена в реакторе с барьерным разрядом // *Журнал прикладной химии*, 2004. – Т. 77. – Вып. 11. – С. 1922–1924.
3. Самойлович В. Г. Физическая химия барьерного разряда - М.: Изд-во МГУ, 1989. – 176 с.
4. <http://www.bolsig.laplace.univ-tlse.fr/> (дата обращения 20 сентября 2014)
5. Полак Л.С. Неравновесная химическая кинетика и ее применение - М.: Наука, 1979. – 248 с.
6. <http://www.kintecus.com/> (дата обращения 20 сентября 2014).

ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКОНЕПРЕДЕЛЬНЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ИЗ ВТОРИЧНЫХ ПРОДУКТОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ ДЛЯ АДГЕЗИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

М.В. Пангина, В.Г. Бондалетов

Научный руководитель доцент В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При пиролизе нефтепродуктов с целью получения низкомолекулярных олефинов одновременно образуются вторичные продукты (жидкие) пиролиза, одним из направлений использования которых является для производств так называемых нефтеполимерных смол (НПС). Нефтеполимерные смолы – это продукты олигомеризации жидких продуктов пиролиза, являются заменителями дефицитных растительных масел, канифоли в лакокрасочной промышленности; применяются в целлюлозно-бумажной, резиновой промышленности и др. [1]. Смолы получают иницированным, термическим и каталитическим способами полимеризации различных фракций жидких продуктов пиролиза; от вида используемой фракции зависит тип смолы. Следует отметить, что каталитическая полимеризация обладает рядом преимуществ перед другими способами, менее энергоёмка и легко адаптируется для организации производства в любом регионе России [2].

Целью настоящего исследования является выбор условий синтеза НПС из фракций с высоким содержанием циклопентадиена. Основным объектом исследования является дициклопентадиеновая фракция жидких продуктов пиролиза прямогонного бензина установки ЭП-300 ООО «Томскнефтехим» - кубовых продуктов колонны-депентанизатора К-27.

Подготовку фракции проводили в два этапа: 1) вакуумная перегонка дициклопентадиеновой фракции на роторно-пленочном испарителе с целью очистки от механических примесей и смолистых соединений; 2) мономеризация дициклопентадиена (в составе фракции) перегонкой с дефлегматором. В качестве каталитических систем использовали следующие: $\text{TiCl}_3(\text{C}_3\text{H}_6\text{OCl}) : \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_3 = 1 : 1$ (моль) - НПС₁ и

$TiCl_3(C_3H_6OCl) : Al(C_2H_5)_2Cl = 1 : 1$ (моль) - НПС₂. Деактивацию каталитических систем проводили оксидом пропилена.

Синтез нефтеполимерных смол проводили в стеклянном реакторе при 60 °С в течение 180 мин. Отбор проб осуществляли через 15, 30, 45, 60, 120, 180 мин. Результаты измерений зависимости выхода смол от времени синтеза в виде графиков представлены на рис. 1.

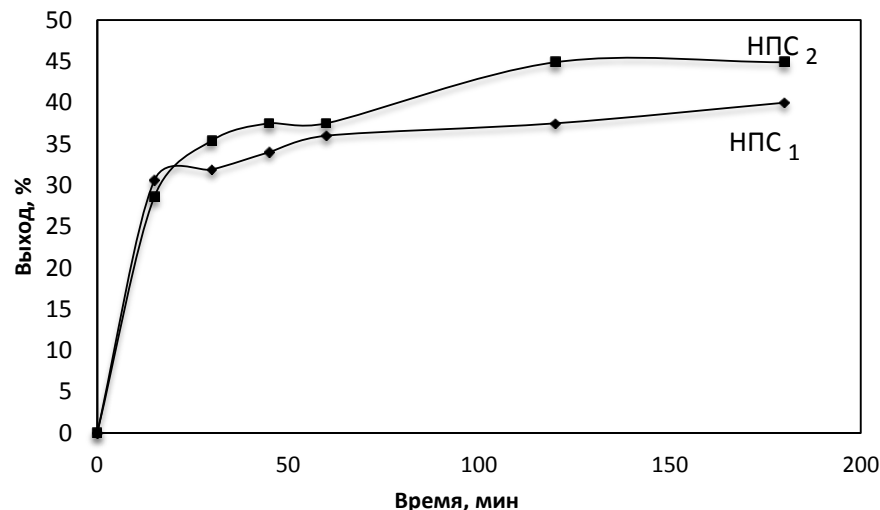


Рис. 1 Зависимость выхода нефтеполимерных смол от времени реакции при температуре 60 °С с использованием каталитических систем: НПС₁ - $Ti(OC_3H_6Cl)Cl_3-Al(C_2H_5)_3$, НПС₂ - $Ti(OC_3H_6Cl)Cl_3-Al(C_2H_5)_2Cl$

Из графиков следует, что в основном процесс завершается за 45-50 мин., причем каталитическая система с $Al(C_2H_5)_2Cl$ является более активной по сравнению с $Al(C_2H_5)_3$ (по результатам полученных выходов).

Продукты полимеризации после нейтрализации представляют собой прозрачные растворы светло-желтого цвета. Образцы смол для дальнейших исследований были получены сушкой в тонком слое в темноте при температуре 20-25 °С. Сушка проводилась до постоянной массы образца. На рис. 2 приведен ЯМР ¹H-спектр образца НПС.

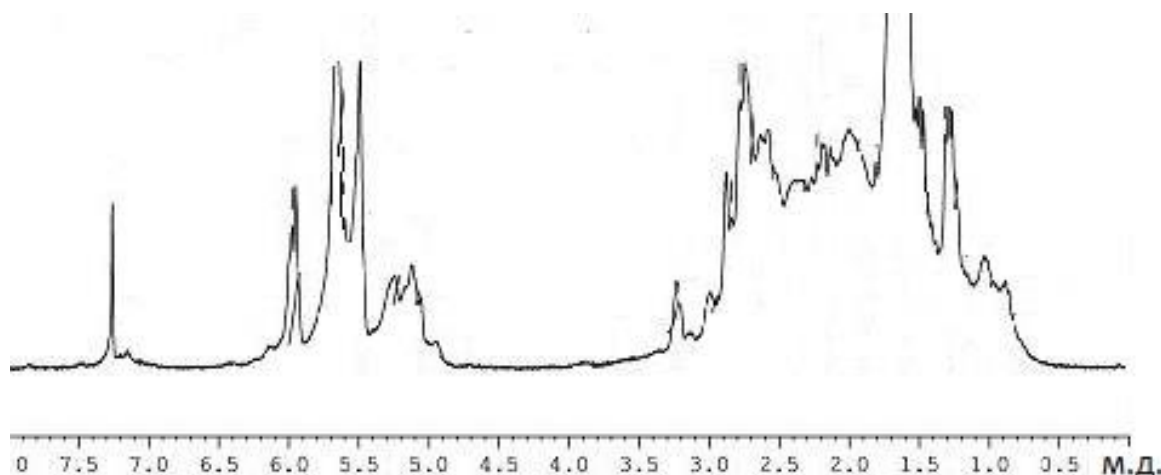


Рис.2 ЯМР ¹H – спектр НПС ($Ti(C_3H_6OCl)Cl_3 - Al(C_2H_5)_3 = 1 : (моль) : 1$, $\tau = 3$ ч, $t = 60$ °С)

Характеристические сигналы в области 4,8-6,2 м.д., относящиеся к протонам С=C- связей, указывают на наличие норборненовых (5,97 м.д.) и циклопентеновых (5,43 м.д.) фрагментов (дициклопентадиена) в смоле наряду с циклопентеновыми фрагментами в боковых цепях олигомера (5,65 м.д.). Наличие сигналов значительной суммарной интегральной интенсивности в области 4,80-5,40 м.д. указывает на наличие неопределенных связей линейного характера, что, в свою очередь, указывает на параллельное осуществление аддитивного и метатезисного механизмов полимеризации.

В табл. 1 представлено отнесение сигналов протонов по типу.

Таблица 1

Содержание характеристических протонов в ЯМР 1H-спектрах НПС

Тип протона, величина химического сдвига, δ (м.д.)	НПС ₁	НПС ₂
Ароматические (6,2 - 8,0)	0,5	0,5
Олефиновые (4,0 - 6,2)	18,5	20,1
Метильные и метиленовые в α -положении к ароматическому кольцу и к двойным связям (2,0 - 3,6)	32,5	33,0
Метиновые парафиновые и нафтеновые (1,5 - 2,0)	31,7	30,8
Метиленовые парафиновые и нафтеновые (1,05 - 1,50)	14,8	14,0
Метильные (0,50 - 1,05)	2,0	1,6

Представленные данные указывают на незначительную зависимость свойств образцов НПС от используемой каталитической системы, на высокую неопределенность образующихся смол, на низкую разветвленность алифатических цепей молекул олигомеров и, наконец, на принадлежность полученных смол к циклоалифатическому типу НПС.

В табл. 2 представлены некоторые характеристики полученных нефтеполимерных смол, из которых следует, что цвет значительно превосходит требования, предъявляемые к лакокрасочным материалам. Адгезия покрытий на основе представленных нефтеполимерных смол по стали (24-27 кгс / см²) позволяет рекомендовать их для использования в качестве компонентов праймеров и грунтовочных мастик для покрытий стальных труб и металлических конструкций.

Таблица 2

Характеристики нефтеполимерных смол

Образец смолы	Выход, %	Цвет 10%-ра по ЙМШ (мг I ₂ /100мл KI)	Адгезия, методом отрыва грибка, кгс / см ²
НПС ₁	40,0	50	27
НПС ₂	44,9	30	24

Таким образом, было установлено, что использование каталитических систем на основе алкокситрихлоридов титана и алюминийорганических соединений позволяет решить технологические проблемы синтеза нефтеполимерных смол с получением продукта с высокими характеристиками, позволяющими рекомендовать их к использованию в качестве лакокрасочных материалов промышленного назначения.

Литература

1. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
2. Мананкова А.А. Синтез нефтеполимерных смол на основе дициклопентадиеновой фракции под действием хлорида и алкоксихлоридов титана (IV): автореф. дис...канд. хим. – Томск, 2011. – 21 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ MO/N-ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРА В ПРОЦЕССЕ НЕОКИСЛИТЕЛЬНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА

О.В. Седельникова, Л.Л. Коробицына, Н.С. Коботаева, А.В. Восмериков

Научный руководитель профессор А.В. Восмериков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В связи с рациональным применением энергоресурсов, а также повышения их эффективности, особое внимание уделяется технологиям на основе использования природного и попутного нефтяного газов, где основным компонентом является метан. Несмотря на свои запасы, экономичность добычи, а также экологические характеристики, природный газ, как источник углеводородного сырья, используется крайне мало, его доля составляет 2,0-2,5 % [1-3]. В связи с этим, необходимо разрабатывать новые, а также модернизировать уже существующие технологии на базе эффективного применения каталитических процессов для переработки природного газа.

В настоящее время, одним из наиболее привлекательных процессов является прямая неокислительная конверсия метана в ароматические углеводороды с применением высококремнеземных цеолитных катализаторов. Согласно работам [1-3], наиболее активными в процессе дегидроароматизации метана являются цеолиты типа ZSM-5, модифицированные ионами молибдена. В то же время главными остаются проблемы равномерного распределения активной фазы Мо в объеме и на поверхности цеолита и повышения времени стабильной работы катализатора, так как в большинстве случаев после 140 минут реакции наблюдается его резкая дезактивация.

Целью данной работы являлось исследование влияние ультразвуковой обработки при приготовлении Мо-содержащих цеолитных катализаторов на их физико-химические свойства, а также каталитическую активность в процессе дегидроароматизации метана. Для приготовления Мо/ZSM-5 катализаторов был

использован высококремнеземный цеолит, полученный способом гидротермальной кристаллизации щелочных алюмокремнегелей с использованием в качестве структурообразующей добавки гексаметилендиамина. Катализаторы готовили методом твердофазного смешения цеолита, подвергнутого 2-х кратному декаатионированию (мольное соотношение $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 = 40$), с наноразмерным порошком молибдена (4,0 мас. % Mo), полученным методом электрического взрыва проводника в среде аргона. Приготовленные образцы подвергали ультразвуковой (УЗ) обработке в течение 1 и 3 минут в различных средах (вода, метанол, ацетонитрил). Затем образцы сушились на водяной бане и прокаливались при температуре 540 °С в течение 4 часов.

ИК-спектры полученных катализаторов записаны на ИК-Фурье спектрометре «Nicolet 5700» с Raman модулем (корпорация Thermo Electron, США) в области 2000-400 см^{-1} . Данные ИК-спектроскопии образцов свидетельствуют, что ультразвуковое диспергирование приводит к снижению степени кристалличности цеолита с 97 до 78 % (рис. 1).

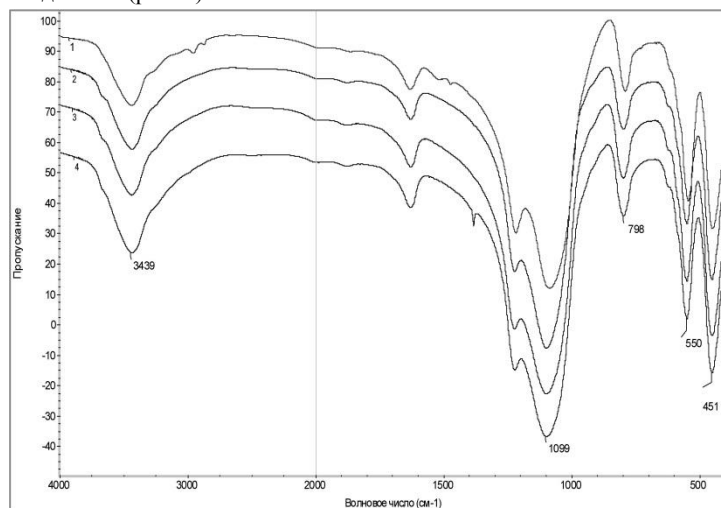


Рис. 1 – ИК-спектры катализаторов: (1) – Н-ВКЦ (исходный); (2) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ; (3) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ (обработка УЗ в метаноле, 1 минута); (4) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ (обработка УЗ в воде, 1 минута).

Кислотные характеристики катализаторов исследовали методом термопрограммированной десорбции аммиака, позволяющим определять распределение кислотных центров по силе и их концентрации. Фазовый состав полученных цеолитных катализаторов изучали методом рентгеновской дифрактометрии, съемку выполняли на дифрактометре ДРОН-3М на $\text{CuK}\alpha$ -излучении с Ni-фильтром.

Процесс неокислительной конверсии метана (степень чистоты 99,9 %) в ароматические углеводороды проводили на лабораторной установке проточного типа при температуре 750 °С и атмосферном давлении, объемная скорость подачи метана составляла 1000 ч^{-1} . Продукты реакции анализировали методом газожидкостной хроматографии.

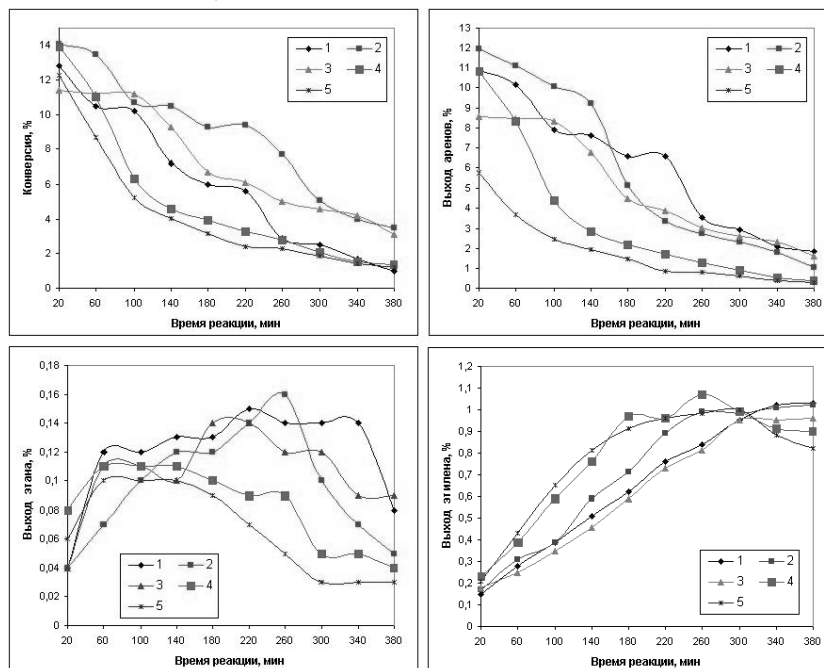


Рис. 2 – Конверсия метана и выход продуктов его превращения на катализаторах: (1) – Н-ВКЦ (исходный); (2) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ (обработка УЗ в воде, 1 минута); (3) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ (обработка УЗ в воде, 3 минуты); (4) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ (обработка УЗ в метаноле, 1 минута); (5) – 4,0 % Мо/Н-ВКЦ (обработка УЗ в ацетонитриле, 1 минута).

Исходя из полученных данных, видно, что ультразвуковая обработка катализаторов на стадии их приготовления в большинстве случаев приводит к снижению конверсии метана (рис. 2). Образец 4,0 % Мо/Н-ВКЦ, подвергнутый ультразвуковой обработке в водной среде в течение 1 минуты, показал наибольшую активность и стабильность работы по сравнению с другими образцами на протяжении всего времени испытания.

Анализ образующихся газообразных продуктов реакции свидетельствует, что в их состав преимущественно входит этан и этилен. Наиболее высокие значения выхода этилена наблюдаются на образцах, обработанных ультразвуком в метаноле и ацетонитриле, и достигают более 1 % (рис. 2). В составе жидких продуктов превращения метана содержатся, в основном, бензол и нафталин. Соотношение бензол/нафталин изменяется со временем реакции в широких пределах, но в большинстве случаев, оно близко к 2. Обработка ультразвуком цеолитных образцов приводит к снижению образования бензола. Наибольшее количество нафталина образуется при использовании исходного цеолита и образца, обработанного ультразвуком в водной среде.

Таким образом, ультразвуковая обработка катализатора 4,0 % Мо/Н-ВКЦ в водной среде в течение 1 минуты приводит к повышению активности и стабильности его работы в процессе дегидроароматизации метана в неокислительных условиях, в других случаях УЗ-обработка снижает активность Мо-содержащего цеолитного катализатора в превращении метана в ароматические углеводороды, но увеличивает образование этилена.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке Программы Президиума РАН (проект № 24.44).

Литература

1. Shuqi Ma, Xiaoguang Guo, Lingxiao Zhao, Susannah Scott, Xinhe Bao. Recent progress in methane dehydroaromatization: From laboratory curiosities to promising technology// Journal of Energy Chemistry 22. 2013. 1-20.
2. Song Y., Sun C., Shen W., Lin L. Hydrothermal post-synthesis of HZSM-5 zeolite to enhance the coke-resistance of Mo/HZSM-5 catalyst for methane dehydroaromatization // Catal. Lett., 2006. Vol.109. P. 21
3. Xu Y., Lin. Recent advances in methane dehydro-aromatization over transition metal ion-modified zeolite catalysts under non-oxidative conditions // Appl.Catal.A.General. 1999. V. 188. P.53

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ЦЕОЛИТАХ ТИПА MFI, МОДИФИЦИРОВАННЫХ NiCr_2S_4 А.И. Татаркина¹, И.С. Хомяков¹, Д.М. Чухлеб², В.И. Ерофеев¹, Л.А. Богданкова²

Научные руководители профессор В.И. Ерофеев¹, доцент Л.А. Богданкова²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²Алтайский государственный университет, г. Барнаул, Россия

На сегодняшний день в России остро стоит проблема получения высококачественных автомобильных бензинов, по содержанию ароматических углеводородов соответствующих экологическим требованиям европейских стандартов качества. Актуальность этой проблемы занимает одну из лидирующих позиций, поскольку связана с необходимостью рационального использования природных ресурсов страны и с дефицитом высококачественного и доступного по цене автомобильного топлива.

Получение высокооктанового бензина из низкооктанового сырья возможно путем его каталитической переработки с помощью вторичных процессов, к числу которых относятся изомеризация, каталитический риформинг и его разновидности, а также процессы алкилирования и другие.

Для реализации процессов по производству высокооктановых бензинов с низким содержанием ароматических углеводородов наиболее приемлем процесс «Цеоформинг» [3]. Весьма перспективным для процесса получения высокооктановых моторных топлив из прямогонных бензиновых фракций газового конденсата является использование цеолитсодержащих катализаторов на основе высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) типа ZSM, которые благодаря своей уникальной микропористой структуре и молекулярно-ситовым свойствам проявляют высокую активность и селективность в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации и дегидроциклизации различных углеводородов. Благодаря использованию различных цеолитсодержащих катализаторов нет необходимости проводить предварительную гидроочистку сырья.

Процесс превращения прямогонной бензиновой фракции (ПБФ) на цеолитных катализаторах отличается от классического риформинга тем, что он позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» с низким содержанием бензола (не более 1–2 %), суммарным содержанием ароматических углеводородов (не более 25–30 %) и серы – не более 0,05–0,10 масс. %

В настоящей работе представлены результаты исследования процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитных катализаторах, модифицированных тиошпинелями NiCr_2S_4 . Синтез высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175–180 °С в течение 2–4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. После синтеза полученные порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105–110 °С в течение 4–6 ч и прокаливали при 600 °С 6–8 ч [1].

Модифицирование проводили путем механохимического смешения высококремнистого цеолита с тиошпинелью $NiCr_2S_4$ в шаровой вибромельнице в течение 12 часов [3].

Физико-химические свойства синтезированных цеолитов исследовали с помощью ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа. Согласно экспериментальным данным синтезированный катализатор соответствует типу MFI(ZSM-5).

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31 °С, 82 об. % конденсата выкипает при 200 °С и конец кипения – 297 °С, потери и остаток – 10 об. %. По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. – 195 °С состоит из 35 % *n*-алканов, 40 % – изоалканов, 20 % – нафтенных и 4 % – ароматических. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к. – 195 °С газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 65 пунктов по ИМ.

Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем цеолитного нанокompозитного катализатора в области 350–425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом. Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al_2O_3 (фракция 0,25–0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ±2,5 % [2].

За меру каталитической активности катализатора принимается количество образовавшихся ароматических углеводородов. Исследования влияния температуры позволяют установить что с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С и объемной скорости подачи ПБ 2 ч⁻¹ сохраняется тенденция уменьшения выхода высокооктановых бензинов из ПБФ а всех катализаторах за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. На чистом НЦКЕ-Г выход катализата падает с 63,2 при 375°С до 54,8 % при 425 °С. Главным образом увеличивается выход газообразных продуктов с 36,8 % при 375 °С до 45,1 % при 425 °С, в основном, парафинов C_3 – C_4 . В жидких продуктах преобладают арены C_6 – C_9 (в основном толуол и ксилолы). Выход нафтеновых, *n*-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБФ преобладают, в основном, пропан и бутаны, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии. Их суммарный выход достигает 90–95 %. С ростом температуры процесса с 375 °С до 425 °С выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 57,6 до 59,3 %.

Из выше представленных результатов, наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 3% $NiCr_2S_4$ (NiS+Cr+S) / 97% Н-ЦКЕ-Г. Выход ароматических на этом катализаторе максимальный и составляет 35,2 и 49,4 % при 375 и 425 °С, соответственно. Выход катализата падает с 59,8 % при 375 °С до 52,3 % при 425 °С. На данном катализаторе уже при 375 °С получается жидкий катализат с ОЧ 91,1 пункта и выходом 59,8 %.

Таблица

**Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах:
1 – Н-ЦКЕ-Г, 2 – 1% $NiCr_2S_4$ (NiS+Cr+S) / 99% Н-ЦКЕ-Г, 3 – 3% $NiCr_2S_4$ (NiS+Cr+S) / 97% Н-ЦКЕ-Г**

Наименование	Катализатор								
	1			2			3		
Температура, °С	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	36,8	43,0	45,1	38,2	43,9	50,3	40,2	45,7	47,7
Жидкая фаза, мас. %	63,2	57,1	54,8	61,8	56,1	49,7	59,8	54,3	52,3
Состав газовой фазы, мас. %									
Метан	0,5	0,9	1,6	0,2	0,5	0,9	0,3	0,5	1,0
Этан	1,5	2,3	3,5	1,1	1,9	2,9	1,2	2,0	3,2
Этилен	0,6	0,9	1,3	0,4	0,5	0,7	0,3	0,5	0,6
Пропан	57,6	58,5	59,3	55,4	60,0	62,9	57,2	61,4	64,9
Пропилен	1,5	2,0	2,7	1,1	1,2	1,6	0,8	1,1	1,3
Изо-бутан	19,6	18,2	16,1	22,7	20,1	17,3	22,5	19,5	16,2
Н-бутан	17,2	15,2	13,3	18,1	15,0	12,6	17,6	14,3	11,8
Изо-бутен	1,3	1,6	1,8	0,9	0,9	1,1	0,1	0,8	0,9

Состав жидкой фазы, мас. %									
Арены	23,4	26,7	26,7	31,9	37,5	47,6	35,2	42,3	49,4
Бензол	1,5	2,0	2,0	1,8	2,8	3,9	2,1	3,3	4,4
Изопарафины	41,8	40,7	40,7	35,7	33,3	27,9	35,2	31,1	26,0
Нафтены	19,1	18,0	17,9	20,1	18,3	17,9	18,7	16,6	18,8
Парафины	14,5	13,3	13,4	11,1	9,3	5,7	9,8	8,9	4,8
Олефины	1,2	1,3	1,3	1,2	1,5	0,9	1,1	1,1	1,0
Октановое число (ИМ), пункты	89,7	91,7	90,5	92,8	94,8	95,2	91,1	94,7	95,1

В целом использование модифицирующей добавки позволяет получать высокооктановые бензины марок АИ-92-98 при температурах на 10–20 °С ниже по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов газового конденсата на чистом цеолитном катализаторе.

Литература

1. Ишмурзин А.В. Дорошук А.Б., Яшин А.А., Марышев В.Б., Осадченко А.И. Особенности технологии и результаты модернизации процесса каталитического риформинга // нефтепереработка и нефтехимия, 2009. – № 11. – С. 35 – 37.
2. Коваль Л.М., Коробицина Л.Л., Восмерилов А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск, 2001. – 50с;
3. Пат. 2313488, РФ, МПК С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. – Заявл. 24.04.2006. Оpubл. 27.12.2007.
4. Степанов В.Г., Ионе К.Г. Производство моторных топлив из прямогонных фракций нефтей и газовых конденсатов с применением процесса «Цеоформинг» // Химия в интересах устойчивого развития, 2005 - № 13 – с. 809-822.
5. Чухлеб Д.М., Богданкова Л.А. Энергосберегающий метод получения сульфидов металлов // Сборник научных статей международной молодежной школы – семинара «Ломоносовские чтения на Алтае», Барнаул, 5-8 ноября, 2013: в 6ч. – Барнаул: Изд-во Алт. Ун-та, 2013. – Ч. I. – С.351-357.

КИНЕТИКА И ТЕРМОДИНАМИКА ПРОЦЕССА ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА В ДИВИНИЛ

В.Ф. Третьяков, А.М. Гюльмалиев, А.М. Илолов, Р.М. Талышинский

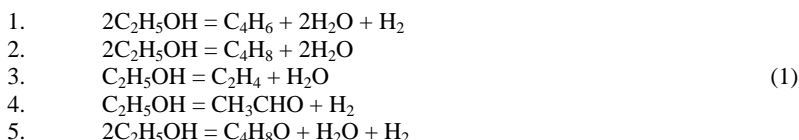
Научный руководитель профессор В.Ф.Третьяков

*Институт нефтехимического синтеза им. А.В.Топчиева Российской академии наук
г. Москва, Россия*

В связи с ростом потребления синтетического каучука, получаемого на основе дивинила, с одной стороны и тенденцией исчерпания нефтяных ресурсов с другой, возникает необходимость использования альтернативных сырьевых источников, в частности, биоэтанола. Именно поэтому в последние годы внимание исследователей сосредоточено на интенсификации одностадийного получения дивинила из биоэтанола методом Лебедева [1].

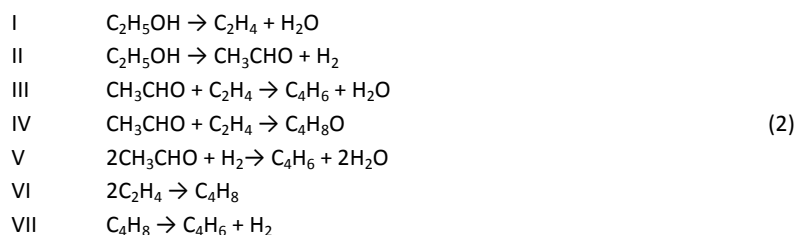
Управление селективностью процесса получения дивинила по реакции Лебедева связано с тем, что наряду с основным маршрутом образования целевого продукта в реакционной системе протекает много побочных маршрутов, среди которых наиболее существенными являются реакции образования этилена, бутиленов, ацетальдегида и бутаналя.

Термодинамика процесса рассматривает образование этих побочных продуктов независимо от выбранного стехиометрического базиса. В этой связи можно воспользоваться схемой (1) пяти параллельных маршрутов [2]:



Механизм протекания первого из этих маршрутов кинетически был проанализирован Гориным [3].

Полный кинетический анализ образования всех перечисленных веществ участников реакции был осуществлен впервые авторами работы [4], в которой стехиометрический базис итоговых уравнений был дополнен двумя дополнительными каналами VI и VII образования дивинила из этилена и бутиленов.



При этом с помощью предложенной кинетической модели [4] было установлено, что вклад классического механизма по Горину [3] составляет порядка 80% от селективности образования дивинила, а остальные 20% обязаны превращениям через этилен, по механизму, предложенному Лебедевым [1] и через бутилены [4].

Решением обратной кинетической задачи нами рассчитаны численные значения кинетических параметров реакции (табл.1).

Таблица 1

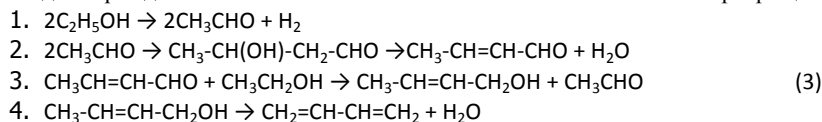
Кинетические параметры реакции превращения этанола в дивинил

Маршрут	Константа стадии	Кинетические параметры по маршрутам реакции, c^{-1}
I	1	$k_1 = (4,86 \pm 1,2) \cdot 10^{16} e^{\frac{-21060 \pm 2100}{RT}}$
II	3	$k_3 = (2,30 \pm 0,7) \cdot 10^3 e^{\frac{-19050 \pm 190}{RT}}$
III	5	$k_5 = (1,26 \pm 0,3) \cdot 10^2 e^{\frac{-13650 \pm 136}{RT}}$
IV	8	$k_8 = (2,29 \pm 0,7) \cdot 10^2 e^{\frac{-13070 \pm 130}{RT}}$
V	12	$k_{12} = (3,76 \pm 1,0) \cdot 10^3 e^{\frac{-6890 \pm 70}{RT}}$
VI	13	$k_{13} = (3,06 \pm 1,3) \cdot 10^2 e^{\frac{-10650 \pm 120}{RT}}$
VII	15	$k_{15} = (2,90 \pm 1,0) \cdot 10^{38} e^{\frac{-49750 \pm 4900}{RT}}$

Представляло интерес проанализировать термодинамическое взаимное влияние веществ в реакционной системе с целью более глубокого понимания кинетического влияния катализатора на управление селективностью и производительностью процесса в стационарных условиях.

Известно, что любая инверсия базиса (1) в другие стехиометрические базисные схемы никак не должна отразиться на полученных результатах, как это показано в работе [5].

Схема образования дивинила по классическому механизму Горина запишется следующим образом, удобным для термодинамического анализа численно значимых ключевых превращений (3):



На рис. 1 показано влияние температуры на выход ключевых веществ при отсутствии в продуктах этилена и бутиленов по схеме (3).

Расчет показывает (рис.1), что при давлении 1 бар, максимальный выход дивинила достигает 0,5 kmol при 300-400°C.

В соответствии с правилом Гиббса, число степеней свободы системы равно 5 в нашем случае. Для термодинамического анализа взаимного влияния веществ в качестве ключевых компонентов в базе пяти параллельных маршрутов схемы превращений (1) выберем C_2H_4O (ацетальдегид), C_2H_4 (этилен), C_4H_6 (дивинил), C_4H_8O (бутаналь) и C_4H_8 (н-бутилены). Водород и вода стехиометрически связаны с выбранными ключевыми веществами.

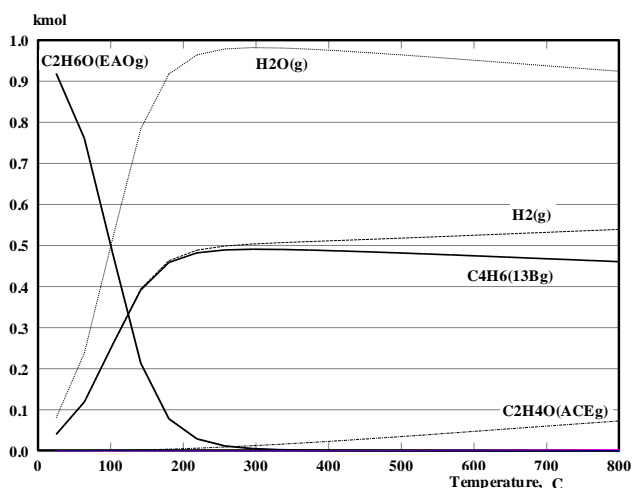


Рис. 1. Влияние температуры на образование дивинила и ацетальдегида

При термодинамическом анализе целевой реакции 1 базиса пяти параллельных маршрутов по схеме (1) видно, что максимальное образование дивинила достигается при 300°C (рис. 2):

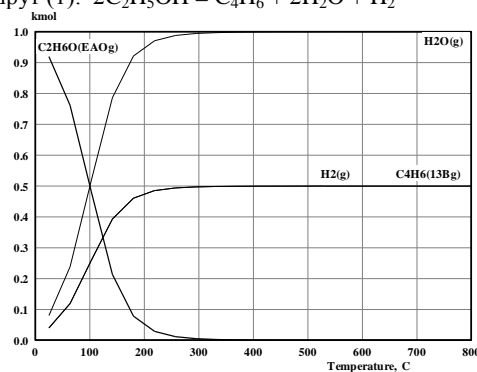
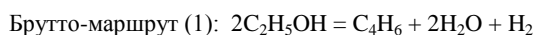


Рис. 2. Термодинамический анализ брутто-маршрута образования дивинила из биоэтанола

Кинетический эксперимент проведенный в [4] на катализаторе ЦАК-16 показал, что оптимальная температура, при которой достигается максимальная селективность по дивинилу (50%), составляет 330-390°C, что находится в соответствии с термодинамическим анализом.

Литература

1. Лебедев С.В. Жизнь и труды. ОНТИ ХИМ.ТЕОРЕТ, – Ленинград, 1938, – 878 с.
2. Семенченко В.К. // Гиббс и его основные работы по термодинамике и статистической механике (К 50-летию со дня смерти), «Успехи химии», 1953 - т. 22. - вып. 10.
3. Горин Ю.А. Журнал органической химии, 16, 1946. – С. 283.
4. Tretjakov V.F., Talyshinsky, Ilolov A.M., Maksimov A.L., Khadzhiev S.N. / Initiated Conversion of Ethanol to Divinyl by the Lebedev Reaction. // Petroleum Chemistry, 2014. – Vol. 54. – No 3, – pp. 195-206.
5. Талышинский Р.М., Гаджи-Касумов В.С., Ризаев Р.Г. и др. // Инверсия базиса итоговых маршрутов сложных химических реакций. // Докл. АН Аз ССР, 1984. – 40 (10). – С. 59-61.

ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕРОДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ КАТАЛИЗАТОРА

А.С. Филимонов, А.И. Николаев, Б.В. Пешнев

Научный руководитель профессор Б.В. Пешнев

Московский государственный университет тонких химических технологий
имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

При проведении термодинамических процессов с участием углеводородов часто сталкиваются с явлением “закоксовывания” катализаторов. Как правило, “закоксовывание” связывают с образованием пространственных углеродных волокнистых наноструктур [1]. Закоксовывание катализаторов возможно и в результате образования на их поверхности слоя пироуглерода.

В работе рассмотрены некоторые аспекты механизма образования пироуглерода. Чтобы избежать образования углеродных нановолокон, в качестве подложки использовался технический углерод (ТУ).

Рассматривая механизм образования ПУ, выделяют стадии: образование в газовой фазе продуктов уплотнения, их адсорбцию на поверхности и последующую карбонизацию. Своеобразная зависимость изменения удельной поверхности ТУ в процессе его пироуплотнения [2, 3] позволила предположить, что сорбция продуктов уплотнения происходит не по всей поверхности сажевых частиц, а локально, на активных центрах, которыми могут являться границы контактов кристаллитов углерода[4].

В качестве показателя, характеризующего количество таких активных центров, может служить разница между максимальным значением удельной поверхности ТУ определенным экспериментально и рассчитанным по модели, предполагающей равномерное отложение пироуглерода на поверхности сажевых структур [4]. Эту разницу мы предлагаем обозначить как Н-фактор (рис. 1).

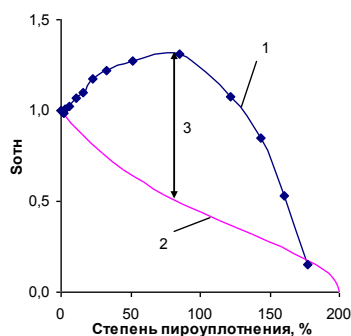


Рис. 1. Изменение удельной поверхности технического углерода N234 в процессе его пироуплотнения, определённое экспериментальным (1) и расчетным (2) методами, и Н-фактор (3)

Если предположение о локализации центров образования пироуглерода на границах контактов кристаллитов подложки верно, то должна наблюдаться корреляция между протяжённостью границ контактов кристаллитов и величиной Н-фактора. Протяжённость границ контактов можно определить, поделив поверхность сажевой частицы на площадь кристаллита углерода и умножив полученную величину на его периметр.

В табл. представлены некоторые результаты, полученные на образцах ТУ различной дисперсности, а также подвергавшихся предварительной графитации для изменения размеров кристаллитов. Эти результаты подтверждают справедливость предположения о возможности локализации зародышей образования пироуглерода на границах контактов кристаллитов и о возрастании Н-фактора при увеличении протяжённости границ их контактов.

Таблица

Взаимосвязь между протяжённостью границ контактов и Н-фактором

Марка технического углерода	Средний диаметр сажевых частиц, d_0 , нм	Параметр L_a кристаллитов углерода, нм	Протяжённость границ контактов кристаллитов l , нм	Н-фактор
N220гр	27	7,6	1200	0,63
N234гр	32	7,5	1700	0,64
N220	27	3,2	2900	0,76
П166	20	1,7	3000	0,78
N234	32	3,1	4100	0,87

Различия в количестве активных центров, локализующихся на поверхности сажевых частиц, проявляются не только на величине Н-фактора, но и на скорости образования пироуглерода (рис.2).

При сопоставлении данных, приведенных в табл. и на рис. 2 видно, что с увеличением протяжённости границ контактов кристаллитов скорость пироуплотнения возрастает (образцы N220гр, N234гр и N234). Следующее, что следует отметить – непостоянство скорости образования пироуглерода во времени. Особенно это заметно при пироуплотнении образцов N220гр и N234гр. При этом, если резкое увеличение скорости пироуплотнения на заключительных этапах процесса объясняется заполнением пористого пространства сажевых частиц ПУ и сокращением удельной поверхности (знаменателя), то плавное возрастание скорости на начальных этапах пироуплотнения позволяет предполагать возникновение новых центров адсорбции продуктов уплотнения, возникающих на границах контактов подложки и образовавшихся зародышей пироуглерода. О правомочности такого предположения говорит и то, что возрастание скорости пироуплотнения N234гр больше аналогичного показателя образца N220гр.

В работе использовался также ТУ марки K354 полученный сжиганием углеводородов в диффузионном пламени. Характерной особенностью этой марки ТУ является высокое (до 10 % масс.) содержание кислорода в виде карбонильных, карбоксильных и гидроксильных групп. Средний размер сажевых частиц этого ТУ 32 нм, размер кристаллитов $L_a \sim 3$ нм, протяжённость границ контактов кристаллитов ~ 4300 нм. Сопоставление

скоростей пироуплотнения образцов N234 и K354, показывает, что активные центры адсорбции продуктов уплотнения могут локализоваться и на функциональных группах.

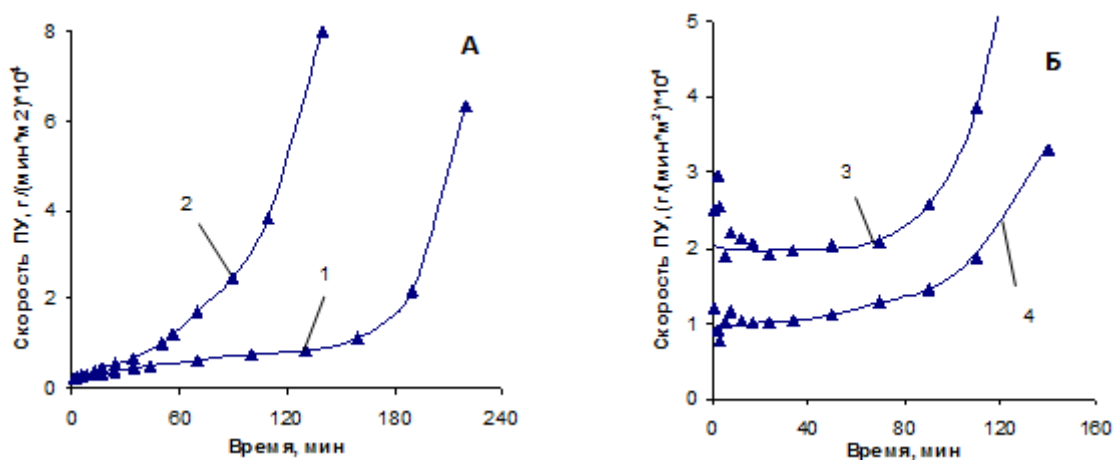


Рис. 2. Изменение во времени скорости пироуплотнения (ПУ) ТУ марок N220gr (1), N234gr (2), K354 (3) и N234 (4)

Полученные результаты подтверждают правильность предположения о локализации центров сорбции продуктов уплотнения на границах контактов кристаллитов подложки. В случае сажевых частиц, состоящих из кристаллитов углерода турбостратной структуры, эти границы могут быть представлены аморфным углеродом, связывающим отдельные кристаллиты. Этот аморфный углерод образован углеродом sp -, sp^2 - и sp^3 -гибридизации, и содержит как ненасыщенные С-С связи, так и гетероатомные функциональные группы, по которым и происходит хемосорбция продуктов уплотнения, образовавшихся в газовой фазе.

Эти же результаты показывают, что образование пироуглерода, приводящее к отравлению катализатора может происходить не только на его «активной» фазе, но и на «инертной» подложке. Поэтому, в том случае, если в качестве подложки используется углеродный материал, его предпочтительнее подвергать графитации. В результате высокотемпературной обработки размеры кристаллитов углерода увеличатся, протяжённость границ их контактов уменьшится, исчезнут функциональные группы, как следствие снизится и скорость образования пироуглерода.

Литература

1. Буянов Р.А. "Закопсовывание катализаторов" - Новосибирск: Наука, 1983 – 205с.
2. Печуро Н.С., Песин О.Ю., Эстрин Р.И., Ройтер Л.А. Метод комплексного анализа саж (метод «КомпАС»). Промышленность синтетического каучука, шин и резиновых технических изделий, 1987 - №2 - С. 16-19.
3. Эстрин Р.И. Информационные возможности метода комплексного анализа саж. Наука и технология углеводородов, 2000 - №4 (11) - С. 92-101.
4. Филимонов А.С., Пешнев Б.В, Асилова Н.Ю. Механизм образования пироуглерода на поверхности технического углерода. Вестник МИТХТ, 2013 - т. 8 - № 3 - С. 112-116.

СИНТЕЗ ПИРИДИНА И АЛКИЛ ПИРИДИНОВ В ПРИСУТСТВИИ МИКРО- И МИКРО-МЕЗО-МАКРОПОРИСТЫХ ЦЕОЛИТОВ

Н.А. Филиппова, Н.Г. Григорьева

Научный руководитель профессор Н.Г. Григорьева

Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа Россия

Производные пиридина и его гомологов широко используют в химической, нефтехимической, фармацевтической промышленности, а также в производстве продуктов малотоннажной химии – красителей, лекарственных препаратов, средств химической защиты растений, поверхностно-активных веществ, ингибиторов кислотной коррозии, ионообменных смол, селективных сорбентов и экстрагентов [1].

В России пиридин выделяют из каменноугольной смолы (Нижнетагильский металлургический комбинат), в которой его содержится менее 0,1% [2]. В настоящее время этот способ экономически непривлекателен. 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 [18]. 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 пиколинов 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 [3].

Таким образом, актуальность нашей работы обусловлена необходимостью разработки более селективных и экологически безопасных способов синтеза N-гетероциклов, основанных на использовании новых гетерогенно-каталитических систем.

Цель работы. Разработка селективных методов синтеза пиридина и метилпиридинов взаимодействием этанола с формальдегидом и аммиаком в присутствии катализаторов на основе микро- и микро-мезо-макропористых цеолитов.

Методы исследования. В работе исследованы каталитические свойства микропористых цеолитов H-Beta, H-ZSM-12, H-Y, H-ZSM-5, микро-мезо-макропористого цеолита 0,95H-Y-МММ в синтезе пиридина и метилпиридинов взаимодействием этанола с формальдегидом и аммиаком.

Цеолитные катализаторы охарактеризованы с помощью рентгеноструктурного анализа, адсорбционных методов, низкотемпературной адсорбции азота, ртутной порометрии, термопрограммированной десорбции аммиака (ТПД NH₃).

Реакцию этанола, формальдегида и аммиака проводили в проточном реакторе с неподвижным слоем катализатора ($V = 1 \text{ см}^3$) при 200-400°C, атмосферном давлении, объемной скорости подачи сырья 2-7 ч⁻¹, мольном соотношении C₂H₅OH:CH₂O:NH₃, равном 1,0:0,8-1,1:1,5-5,0.

Продукт 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 (стеклянная капиллярная колонка длиной 25 м, фаза SE-30, температура анализа 50-280°C с программированным нагревом 8°C/мин, температура детектора 250°C, температура испарителя 300°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. В работе изучены каталитические свойства различных цеолитных катализаторов, отличающихся строением кристаллической решетки, кислотными свойствами и пористостью.

В спектрах ТПД NH₃ микропористых цеолитов наблюдаются два пика: низкотемпературный, имеющий максимум на термодесорбтограмме в области 100-350°C и высокотемпературный пик в области более 350°C. Это свидетельствует о присутствии в исследуемых образцах кислотных центров двух типов: «слабых», которые характеризуются низкотемпературным пиком, и «сильных», характеризующихся высокотемпературным пиком [4]. Концентрация наиболее важных для каталитических превращений «сильных» кислотных центров уменьшается в ряду: H-Y > H-Beta > H-ZSM-5 > H-ZSM-12. Аналогично изменяется и суммарная концентрация кислотных центров.

Согласно данным РФА и значениям адсорбционных характеристик цеолитов, для всех образцов микропористых цеолитов характерна степень кристалличности, близкая к 100%. Для образцов цеолита H-Y-МММ относительная степень кристалличности после каждой стадии декатионирования уменьшается вследствие частичной аморфизации кристаллической решетки цеолита. Для образца со степенью декатионирования 0,95 относительная степень кристалличности составляет 90%.

В результате изучения мультикомпонентной реакции этанола, формальдегида и аммиака под действием цеолитных катализаторов нами установлено, что основными продуктами реакции являются пиридин, пиколины (2-, 3- и 4-метилпиридины) и лутидины (диметилпиридины). Кроме этого, образуются более «тяжелые», чем лутидины, соединения. Согласно данным хромато-масс-спектрометрии – это триметилпиридины, метил-этилпиридины и другие алкилпиридины, молекулярная масса которых выше 173 (молекулярная масса лутидинов).

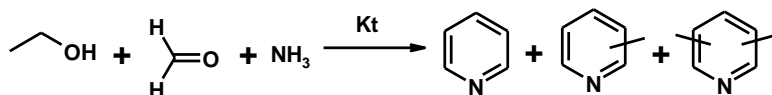


Рис. 1. Реакция взаимодействия этанола, формальдегида и аммиака

Установлено, что в ряду микропористых цеолитных катализаторов наиболее высокую активность в реакции проявили цеолиты H-Y и H-Beta. Конверсия этанола под действием цеолитов H-Y и H-Beta составляет 55-60% (400°C, $w = 7 \text{ ч}^{-1}$, C₂H₅OH:CH₂O:NH₃ = 1,0:0,8:1,5). Высокая каталитическая активность этих цеолитов обусловлена как присутствием в них значительного количества «сильных» кислотных центров, так и

особенностями кристаллической структуры, обеспечивающей свободный доступ реагентов к активным центрам катализатора.

Основными продуктами реакции в присутствии цеолита H-Beta являются пиридин (44%) и пиколины (45%), образующиеся примерно в одинаковых количествах. Содержание диметилпиридинов и более «тяжелых» продуктов незначительно (4%). Близкие результаты по селективности образования пиридинов получены на цеолите H-ZSM-5. Отличительной особенностью цеолитного катализатора H-ZSM-12 является высокое содержание в продуктах реакции метил- и диметилпиридинов, составляющих $\approx 77\%$ от суммы всех пиридинов. Под действием цеолита H-Y реакция проходит с образованием, преимущественно, пиколинов и лутидинов. Селективность образования пиридина сопоставима с селективностью образования «тяжелых» соединений - 15%. Среди пиколинов, полученных на микропористых цеолитных катализаторах, доминирует 3-метилпиридин. В составе лутидинов основным изомером (более 90%) является 3,5-диметилпиридин.

Наиболее эффективным катализатором для синтеза метилпиридинов является гранулированный без связующих веществ цеолит H-Y-МММ, на котором конверсия этанола достигает 70-80%, а селективность образования пиколинов - 46-63%. Высокую активность можно объяснить тем, что структуре цеолита H-Y-МММ присутствуют мезо- и макропоры, позволяющие обеспечить высокую доступность активных центров этого катализатора для реагирующих молекул и незатрудненный транспорт продуктов реакции из пор на поверхность. Влиять на состав продуктов реакции можно, изменяя не только химический состав и структуру катализатора, но и варьируя условия реакции. Показано, что увеличение объемной скорости подачи сырья в интервале 2 - 7 ч⁻¹ приводит к незначительному уменьшению конверсии спирта, примерно на 10% (с 80% до 70%). Такие же незначительные изменения происходят в составе пиридинов (соотношение пиридин:пиколины = 1:2,2). Количество «тяжелых» возрастает вдвое (с 13% до 26%).

С повышением температуры от 200 до 400°C конверсия этанола возрастает на 30% (с 50% до 80%). При этом в составе пиридинов уменьшается содержание пиридина и пиколинов, а количество лутидинов и «тяжелых» возрастает. С увеличением содержания формальдегида в исходной смеси (от 0,5 до 1,1 моль) конверсия этанола уменьшается (с 75% до 60%), а селективность образования пиридина, лутидинов и «тяжелых» возрастает. При минимальном содержании формальдегида (соотношение C₂H₅ОН:СН₂О:NH₃ = 1:0,5:1,5) удается наиболее селективно получить пиколины, содержание которых достигает 63%. Увеличение доли аммиака в сырье способствует повышению конверсии этанола (с 70% до 76%) и селективности образования лутидинов (с 13% до 27%). Селективность по пиридину и пиколинам снижается.

Сравнение каталитических свойств микро- и микро-мезопористых цеолитных катализаторов в синтезе пиридинов мультикомпонентной реакцией этанола, формальдегида и аммиака показывает, что среди микропористых систем для синтеза пиридина и пиколинов наиболее перспективен цеолит H-Beta, в то время как микро-мезо-макропористый цеолит H-Y-МММ является эффективным катализатором синтеза пиколинов.

Пиридин наиболее селективно образуется при 200°C, объемной скорости 7 ч⁻¹ и мольном соотношении C₂H₅ОН:СН₂О:NH₃ = 1:1,1:1,5, пиколины – при 250-350°C, 4-7 ч⁻¹ и соотношении реагентов 1:0,5-0,8:1,5.

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. 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.
3. 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.
4. Ющенко В. В. Расчет спектров кислотности катализаторов по данным термопрограммированной десорбции аммиака // Журнал физической химии, 1997. - Т.71. - №4. - С. 628-632.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ОКИСЛИТЕЛЯ – ПЕРОКСИДА ВОДОРОДА – В ПОЛУЧЕНИИ 4-ТРЕТБУТИЛПИРОКАТЕХИНА

Р.У. Харрасов, Б.И. Кутепов

Научный руководитель профессор Б.И.Кутепов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук», г. Москва, Россия

4-трет-Бутилпирокатехин (ТБПК) находит широкое применение в качестве ингибитора полимеризации диеновых углеводородов, стабилизатора полимерных материалов и непредельных альдегидов, этилцеллюлозных искусственных смол, антиоксиданта животных жиров, масел и восков. Известные способы синтеза ТБПК основаны на алкилировании пирокатехина олефинами или спиртами в присутствии неорганических кислот (преимущественно, серной). Промышленный процесс получения ТБПК осуществляются в две стадии: сначала щелочным плавлением о-хлорфенола или о-фенилсульфокислоты получают пирокатехин, который затем алкилируют на катионите КУ-2 с изобутиловым спиртом. Недостатками описанного процесса являются: образование ди- и триалкилпроизводных пирокатехина, образование нежелательных сточных вод и сложная технология производства. Альтернативным способом получения ТБПК может стать селективное окисление 4-

трет-бутилфенола (ТБФ) растворами H_2O_2 в присутствии титаносиликатных катализаторов. Однако такие сведения в литературе отсутствуют.

В настоящее время в области селективного жидкофазного окисления органических соединений наметилось две основные тенденции: создание эффективных гетерогенных катализаторов и использование экологически чистых окислителей. Одним из наиболее перспективных окислителей является пероксид водорода, который отвечает провозглашенному в «зеленой» химии принципу «атомной экономии», в соответствии с которым большая часть атомов реагентов должна попасть в продукт [1].

Оказалось, что микро-мезопористые материалы, содержащие ионы переходных металлов (Ti^{4+} , Fe^{3+} , V^{5+} и Sn^{4+}) являются эффективными катализаторами селективного жидкофазного окисления различных органических соединений пероксидами [2]. Из них титаносодержащие системы наиболее устойчивые в условиях окислительного катализа, обладают высокой каталитической активностью и селективностью в реакциях окисления алканов, олефинов, ароматических углеводородов, аминов и сероорганики с использованием в качестве окислителей молекулярного кислорода, пероксида водорода и органических перекисей в мягких условиях.

Несмотря на то, что на сегодняшний день в промышленном масштабе уже используется два типа титаносиликата (Ti-MFI и Ti-MWW), титаносиликат TS-1 остается стандартом среди гетерогенных катализаторов жидкофазного окисления различных органических субстратов водным раствором пероксида водорода. TS-1 представляет собой кристаллический микропористый материал со структурой цеолита ZSM-5 ($5.1 \times 5.5 \text{ \AA}$, $5.3 \times 5.6 \text{ \AA}$), в котором часть атомов кремния в решетке изоморфно замещена на атомы титана. Однако применение TS-1 ограничено для объемных молекул субстратов с кинетическим диаметром более 6 \AA . Поэтому поиск эффективных катализаторов для окисления органических молекул водными растворами пероксида водорода привлекает огромное внимание исследователей во всем мире [3].

В данной работе изучены каталитические превращения 4-трет-бутилфенола (ТБФ) в растворах пероксида водорода в присутствии образцов мезопористых титаносиликатов.

Образцы мезопористых аморфных титаносиликатных катализаторов приготовлены золь-гель способом с использованием доступной смеси олигомерных олигоэтоксисилоксанов марки этилсиликат-40 (ТУ 2435-427-05763441-2004) и спиртовых растворов солей титана. Полученные образцы подвергали термообработке при 550°C в течение 4 часов в атмосфере воздуха.

Исследование окислительных превращений 4-ТБФ под действием водных растворов пероксида водорода в присутствии образцов титаносиликатов проводили в широком интервале параметров реакции: концентрации катализатора (2,5–30% от р.м.), субстрата (0,06–1,2 моль/л), окислителя (0,06–2,4 моль/л), температурах $35\text{--}75^\circ\text{C}$.

Показано, что синтезированные в работе мезопористые аморфные титаносиликаты проявляют высокую активность и селективность в образовании целевого продукта окисления 4-третбутилфенола пероксидом водорода – 4-третбутилпирокатехина.

Литература

1. Clerici M.G., Kholdeeva O.A. Liquid Phase Oxidation via Heterogeneous Catalysis: Organic Synthesis and Industrial Applications. - Canada, New Jersey: Wiley, 2013. – 546 p.
2. Damien P., Debecker, Vasile Hulea, P. Hubert Mutin // Appl. Catalysis A: General. - 2013. - 451. - P.192 - 206.
3. Moliner M., Corma A. // Micro. Meso. Mater., 2014. - 189. – P.31 – 40.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЙ FE-MO-P НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ КОНВЕРСИИ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

В.В. Хасанов¹, Л.А. Егорова², В.И. Ерофеев¹

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В последнее время вырос интерес к проблеме переработки побочного продукта добычи нефти и газа. Попутный нефтяной газ является перспективным источником энергии в условиях удорожания или недостатка основных видов сырья. Но до недавнего времени большая часть этого продукта не использовалась должным образом и сжигалась на факелах в регионах добычи нефти и газа вследствие отсутствия приемлемых способов переработки. Поэтому решение данного вопроса является необходимым для энергетической эффективности и экологических нужд. В настоящее время в нашей стране и за рубежом ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды. Процесс конверсии низших углеводородов в арены, высокоэнергетические компоненты топлив может стать важным шагом на пути решения данной проблемы. Одним из вариантов данного процесса является каталитическая конверсия углеводородов на цеолитных катализаторах. Цеолиты уже хорошо зарекомендовали себя как недорогие, доступные и селективные катализаторы в катализе углеводородов. Они находят широкое применение во многих основных промышленных процессах переработки нефти во всем мире, таких как депарафинизация и десульфурация топлив, жидкий каталитический крекинг и т.д. [2]. Такое обширное использование цеолитов обусловлено их унифицированной пористой структурой, то есть наличием пор одинакового диаметра, и, в частности, вытекающей из этого

селективности, которая позволяет получать в результате катализа ряд определенных продуктов [1]. Примером таких селективных катализаторов могут являться цеолиты семейства MFI, ярким представителем которого является ZSM-5 корпорации ExxonMobil.

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей состава Fe-Mo-P с различной концентрацией на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В исследовании применялись цеолиты типа MFI (**Mobil Five**), синтезированные на основе органических темплатов методом кристаллизации. В частности, применялся цеолит H-ЦКЕ-СФ, полученный на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темплата). В качестве ГПС использовалась комплексная соль Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением $P = 200 \text{ кгс/см}^2$; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки $d = 2 \text{ мм}$, и полученные гранулы катализатора взвешивались. После этого проводилась модификация катализатора гетерополисоединением Fe-Mo-P (ГПС), в процессе чего соль ГПС различной массы (0,5 %, 1 % и 2 % по массе) растворялась в соляной кислоте, затем катализатор подвергался обработке данным раствором в течение 1-1,5 ч., высушивался в муфельной печи при $110 \text{ }^\circ\text{C}$ и $600 \text{ }^\circ\text{C}$ 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 был $525 - 600 \text{ }^\circ\text{C}$, объемная скорость подачи сырья $W = 240 \text{ ч}^{-1}$, давление внутри реактора $P = 1 \text{ АТМ}$. Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,2 %, этан – 2,8 %, пропан – 81,1 %, бутан – 12,1 %. 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 $600 \text{ }^\circ\text{C}$ с шагом в $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Реакция для каждой температуры длилась 2 часа. Продукты реакции делились на газы и жидкости после охлаждения на водяном холодильнике. Газовая смесь определялась количественно на газовом хроматографе, затем уходила в атмосферу. Образовавшаяся жидкость взвешивалась, затем происходило определение пробы на газовом хроматографе.

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 насадочной колонке ($l = 3 \text{ м}$, $d = 3 \text{ мм}$), наполненной 8 % $\text{NaOH/Al}_2\text{O}_3$, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 ($100 \text{ м} * 0,25 \text{ мм} * 0,5 \text{ мкм}$) на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий.

Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

Как мы можем видеть из приведенных данных, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для всех образцов. Это в основном происходит в результате увеличения выхода низших алканов (метан) а также аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол). Степень конверсии на чистом цеолите ниже, чем на модифицированных образцах, что можно объяснить увеличением количества каталитических центров в результате модификации катализатора, при этом максимальная степень конверсии наблюдается у образца с 0,5 % ГПС (92,3 %) при $600 \text{ }^\circ\text{C}$. Стоит также отметить, что с увеличением количества ГПС степень конверсии падает.

В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается снижение содержания алканов (за исключением метана) для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга и дегидрирования. Увеличение выхода метана наблюдается только для чистого цеолита и образца с 0,5 % ГПС в диапазоне $525 - 575 \text{ }^\circ\text{C}$. При увеличении содержания ГПС с 0,5 до 1 % выход метана и этана понижается, затем при увеличении до 2 % ГПС в диапазоне $525 - 550 \text{ }^\circ\text{C}$ продолжается снижение, а при повышении температуры до 575 и $600 \text{ }^\circ\text{C}$ в результате процесса крекинга наблюдается повышение выхода алканов $\text{C}_1 - \text{C}_2$ по сравнению с 1 % ГПС. Выход пропана, бутана и изобутана понижается по сравнению с чистым H-ЦКЕ-СФ, затем, по мере увеличения содержания ГПС выход алканов $\text{C}_3 - \text{C}_4$ постепенно возрастает. Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, причем для модифицированных катализаторов выход больше с увеличением содержания ГПС, что объясняется реакцией дегидрирования алканов при повышении температуры. Следует отметить более высокую селективность по алканам у чистого образца. Модифицированные образцы обладают высокой селективностью по отношению к олефинам ряда $\text{C}_2 - \text{C}_3$, причем селективность возрастает с увеличением содержания ГПС.

В жидких продуктах с ростом температуры происходит увеличение содержания бензола и толуола, а также уменьшение содержания остальных компонентов для всех образцов. Чистый цеолит имеет более высокую селективность по бензолу и нафталинам, но меньшую по толуолу, ксилолам и псевдокумолу по сравнению с модифицированными образцами. При этом селективность модифицированных катализаторов по толуолу, ксилолам и псевдокумолу повышается с увеличением количества ГПС. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 1 % ГПС выход жидкой фазы становится максимальным (56,2 мас. %) среди всех образцов при температуре $600 \text{ }^\circ\text{C}$. Что касается фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция), то выход данной фракции также повышается с ростом температуры и становится максимальным (42,5 мас. %) для образца с 1 % содержанием ГПС при $600 \text{ }^\circ\text{C}$. Увеличение выхода БТК-фракции наблюдается для всех модифицированных ГПС образцов, хотя стоит отметить, что образец с 2 % ГПС показывает значительно меньшую активность по сравнению катализатором с 1 % ГПС, поэтому дальнейшее увеличение степени модификации становится нецелесообразным.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества ГПС (Fe-Mo-P), W= 240ч⁻¹

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			0,5 % ГПС			1 % ГПС			2 % ГПС		
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, %	78,9	82,9	85,3	88,4	91,2	92,3	88,3	90,5	90,5	84,3	86,6	88,1
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	30,0	33,7	35,6	35,7	37,0	35,4	32,6	31,9	28,8	28,4	33,2	31,9
Этан	21,7	21,2	19,7	16,5	14,8	12,6	14,6	12,6	10,1	14,3	14,9	12,6
Этилен	3,7	5,7	8,1	5,6	7,8	10,8	7,0	9,6	13,4	6,1	9,2	12,1
Пропан	37,6	32,1	28,1	23,2	18,8	17,2	24,1	20,9	21,3	30,1	26,9	23,9
Пропилен	3,1	4,1	5,1	5,6	6,3	7,6	6,2	7,6	9,5	5,9	7,9	9,1
Изобутан	1,2	0,8	0,5	0,8	0,5	0,4	0,8	0,5	0,5	1,1	0,8	0,6
Бутан	1,4	1,0	0,7	0,6	0,4	0,2	0,6	0,4	0,3	0,8	0,6	0,3
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	13,5	14,5	16,4	12,4	13,7	14,7	11,1	11,9	12,9	10,3	11,9	13,7
Толуол	36,9	37,6	39,8	37,3	38,6	39,0	37,1	38,0	39,5	37,6	39,8	39,8
Этилбензол	2,4	2,2	2,3	2,6	2,4	2,3	2,6	2,4	2,4	2,7	2,6	2,5
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	12,3	11,7	10,8	12,9	12,2	11,9	14,1	13,4	11,6
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	5,6	5,4	5,0	5,9	5,5	5,7	6,3	6,1	5,5
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,7	5,5	5,1	6,0	5,7	5,6	6,3	6,1	5,3
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,4	1,2	1,1	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,2
Нафталин	8,5	7,8	7,7	7,5	7,2	6,9	7,8	7,3	7,4	5,8	5,9	6,2
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	4,8	4,5	4,7	4,9	4,9	3,9	4,6	3,4	3,4
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8	1,4	1,6	1,2	1,5
m газовой фазы, мас. %	54,0	51,7	50,9	48,9	45,7	44,5	47,3	44,8	43,8	50,7	48,9	49,2
m жидкой фазы, мас. %	46,0	48,3	49,1	51,1	54,3	55,5	52,7	55,2	56,2	49,3	51,1	50,8
m фракции бензол-толуол- ксилолы, мас. %	33,2	35,2	37,5	37,5	40,7	41,1	38,5	40,5	42,5	36,8	39,5	38,6

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением гетерополисоединения Fe-Mo-P показало, что модифицированные образцы обладают большей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что позволяет добиваться более полной переработки сырья. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам и толуолу, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе (производство фталевого ангидрида и др.), а также применяются в качестве высокооктанового компонента топлива. Также применение модифицированных катализаторов позволило увеличить выход жидких продуктов до 7 % и БТК-фракции до 5 %. В процессе исследования было выявлено, что образец с 1 % ГПС обладает наиболее подходящими свойствами, т.к. происходит максимальное увеличение выхода жидкой фазы и, особенно БТК-фракции при температуре 600 °С. В заключение можно сказать, что использование добавок гетерополисоединений Fe-Mo-P может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов и к увеличению выхода ароматических соединений в процессе конверсии.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Каталитические и физико-химические свойства кристаллических пентасилов в превращениях низкомолекулярных олефинов и парафинов // Известия АН СССР. Сер. химич. – Москва, 1993. – № 6. – С. 1018-1028.
2. 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.

3. S. M. Csicsery. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology // Pure & Appl. Chem, 1986. - Vol. 58, No. 6. - pp. 841-856.
4. T. F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining // Topics in Catalysis, 2000. - No. 13. - pp. 349-356.
5. Восмериков А.В., Ерофеев В.И. Влияние механической обработки на каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов ароматизации низших алканов // Журнал физ. химии, 1995. - Т. 69. - № 5. - С. 787 - 790.
6. Ерофеев В.И., Восмериков А.В., Коробицына Л.Л., Соловьев А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия, 1990. - Т. 30. - № 4. - С. 496 - 500.
7. Ерофеев В.И., Трофимова А.С., Коваль Л.М., Рябов Ю.В. Исследование кислотности и каталитических свойств Cu-ZSM-5 в процессе конверсии низших алканов // Журн. прикл. химии, 2000. - Т. 73. - № 12. - С. 1969 - 1974.
8. Пат. 2236289 Россия МПК В01J 29/46. Катализатор для конверсии алифатических углеводородов C₂-C₁₂, способ его получения и способ конверсии алифатических углеводородов C₂-C₁₂ в высокооктановый бензин и/или ароматические углеводороды. Ерофеев В.И., Горностаев В.В., Коваль Л.М., Тихонова Н.В. Заявлено 30.12.2002; Опубл. 20.09.2004. Бюл. № 26.
9. Пат. 2313486 Россия МПК C01B 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Заявлено 12.04.2006; Опубл. 27.12.2007. Бюл. № 3627.
10. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M. et al. Effect of UF Activation on Acid and Catalytic Properties of Zeolite-containing Catalysts in Conversion of Gas-Condensate Straight-Run Gasolines to High-Octane Gasolines // Rus. J. of Applied Chem. - 2011. - V. 84. - N 10. - P. 1760 -1766.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОНВЕРСИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОБАВОК ГЕТЕРОПОЛИСОЕДИНЕНИЙ СОСТАВА СО-ВИ-МО

В.В. Хасанов¹, В.В. Балалаев¹, Л.А. Егорова², В.И. Ерофеев^{1,2}

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев^{1,2}

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В современном мире остро стоит вопрос утилизации большого количества попутного нефтяного газа. До недавнего времени значительная часть этого ценного углеводородного сырья просто сжигалась на факелах в регионах добычи нефти и газа вследствие отсутствия приемлемых способов переработки. Решение данного вопроса является крайне важным для проблем экологии и экономии энергии в нашей стране. Поэтому сейчас ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа в высшие углеводороды. Процесс конверсии низших углеводородов в арены, высокоэнергетические компоненты топлив может стать важным шагом на пути решения данной проблемы. Одним из вариантов данного процесса является каталитическая конверсия углеводородов на цеолитных катализаторах. Цеолиты хорошо себя зарекомендовали в промышленном производстве как недорогие, доступные и селективные катализаторы. Они находят широкое применение в основных промышленных процессах переработки нефти во всем мире, таких как депарафинизация и десульфурация топлив, жидкий каталитический крекинг, а также в ряде других [2]. Такое обширное использование цеолитов в качестве катализаторов обусловлено их унифицированной пористой структурой, то есть наличием пор одинакового диаметра, и, в частности, вытекающей из этого селективности, которая позволяет получать в результате катализа ряд определенных продуктов [1]. Примером таких селективных катализаторов могут являться цеолиты семейства MFI, ярким представителем которого является ZSM-5 компании ExxonMobil.

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей Со-Vi-Мо различной концентрации на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В нашем исследовании мы использовали цеолиты типа MFI (Mobil Five), синтезированные на органических темплатах методом кристаллизации. В частности, мы применяли цеолит H-ЦКЕ-СФ, полученный на основе смеси циклогексанола и циклогексанона в качестве матрицы (темлата). В качестве модификатора использовалась комплексная соль кобальта, висмута и молибдена, общая формула которой [Co(H₃ViMo₁₂O₄₀)*13H₂O]*12H₂O. Для простоты используется обозначение составных металлов в виде Со-Vi-Мо. Подготовка катализатора проводилась следующим образом: сначала порошок цеолита запрессовывался в таблетку под прессом под давлением P= 200 кгс/см³; затем таблетка продавливалась через сито с диаметром ячейки d= 2 мм, и полученные гранулы катализатора взвешивались. После этого проводилась модификация катализатора гетерополисоединением Со-Vi-Мо (ГПС), в процессе чего соль ГПС различной массы (0,5 %, 1 % и 2 % по массе) растворялась 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_{вн}= 30 см³ с неподвижной фазой катализатора. Объем использованного катализатора V_{кат}= 6 см³. Температурный диапазон реакции был 525 - 600 °С, объемная скорость подачи сырья W= 240 ч⁻¹, давление внутри реактора P= 1 АТМ. Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан - 0,3 %, этан - 3,0 %, пропан - 80,9 %, бутан - 12,4 %. 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. Продукты реакции делились на газы и жидкости после охлаждения на водяном холодильнике. Газовая смесь определялась количественно на газовом хроматографе, затем уходила в

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И
ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. 199
ПОДСЕКЦИЯ 1. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА.**

атмосферу. Образовавшаяся жидкость взвешивалась, затем происходило определение пробы на газовом хроматографе.

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= 3м, d= 3мм), наполненной 8% NaOH/Al₂O₃, 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 ГПС (Co-Vi-Mo), W= 240ч⁻¹

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			0,5 % ГПС			1 % ГПС			2 % ГПС		
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, %	78,9	82,9	85,3	85,6	87,2	85,7	84,9	86,0	83,9	81,9	83,2	81,9
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	30,0	33,7	35,6	30,2	28,9	23,6	29,4	27,1	21,6	25,8	24,1	19,6
Этан	21,7	21,2	19,7	14,1	11,6	8,4	13,8	11,0	7,7	12,6	11,1	7,7
Этилен	3,7	5,7	8,1	5,8	8,3	11,8	5,9	8,4	11,8	6,2	8,6	11,7
Пропан	37,6	32,1	28,1	26,9	24,9	28,3	28,7	27,2	31,5	32,8	31,4	34,8
Пропилен	3,1	4,1	5,1	5,3	6,6	8,5	5,5	6,8	8,6	5,9	7,2	9,1
Изобутан	1,2	0,8	0,5	0,9	0,7	0,8	1,0	0,8	1,0	1,2	1,0	1,3
Бутан	1,4	1,0	0,7	0,7	0,5	0,4	0,7	0,5	0,5	0,9	0,6	0,6
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	13,5	14,5	16,4	11,8	12,5	12,5	11,2	12,2	11,9	10,0	10,8	10,4
Толуол	36,9	37,6	39,8	37,4	39,2	38,8	38,1	39,7	39,1	37,1	38,9	37,4
Этилбензол	2,4	2,2	2,3	2,5	2,4	2,3	2,5	2,4	2,4	2,6	2,5	2,4
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	12,8	12,4	11,7	13,5	12,7	11,9	14,1	13,5	12,3
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	5,8	5,8	5,5	6,1	5,8	5,5	6,3	6,2	6,0
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,9	5,8	5,5	6,2	5,9	5,6	6,4	6,2	5,8
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,4	1,3	1,2	1,5	1,3	1,2	1,6	1,5	1,3
Нафталин	8,5	7,8	7,7	6,9	6,4	6,2	6,3	6,1	6,0	6,3	6,2	6,2
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	4,9	4,4	4,7	4,3	4,1	4,7	4,6	4,2	5,1
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	1,8	1,7	1,8	1,6	1,5	1,7	1,7	1,6	1,9
Итого:												
m газовой фазы, мас. %	54,0	51,7	50,9	52,2	50,3	47,9	51,4	50,4	50,4	53,6	52,5	51,2
m жидкой фазы, мас. %	46,0	48,3	49,1	47,8	49,7	52,1	48,6	49,6	49,6	46,4	47,5	48,8
m фракции бензол-толуол-ксилолы, мас. %	33,2	35,2	37,5	35,2	37,6	38,6	36,5	37,8	36,7	34,3	35,9	35,1

Как можно видеть из приведенных данных, степень конверсии попутного нефтяного газа повышается с увеличением температуры для всех образцов в диапазоне температур 525-575 °С. Это в основном происходит в результате увеличения выхода непредельных углеводородов C₂-C₄ в газовой фазе и аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол, ксилолы) в жидкой фазе. Затем при 600 оС у модифицированных образцов наблюдалось понижение степени конверсии, что сопровождается снижением выхода БТК-фракции в жидких продуктах и повышением содержания пропана в газообразных продуктах. Это можно объяснить снижением активности модифицированных катализаторов в результате блокировки активных кислотных центров. В диапазоне 525-575 °С степень конверсии на модифицированных образцах выше, чем на чистом цеолите. При 600 °С наблюдается резкое снижение степени конверсии на катализаторах с добавками ГПС по

сравнению с чистыми катализаторами. В результате можно отметить, что использование модификатора увеличивает степень конверсии в диапазоне до 600 °С

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 при 600 °С в результате снижения каталитической активности цеолита. Выход метана для чистого цеолита с ростом температуры увеличивается. У всех модифицированных ГПС образцов содержание метана уменьшается при увеличении температуры. При увеличении содержания ГПС выход предельных углеводородов C₁-C₄ понижается, а выход олефинов повышается по сравнению с чистым Н-ЦКЕ-СФ. Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов с ростом температуры, что объясняется реакцией дегидрирования алканов при повышении температуры, причем для модифицированных катализаторов выход олефинов больше по сравнению с чистым образцом и увеличивается с ростом степени модификации. Следует отметить более высокую селективность по алканам C₁-C₄ у чистого образца. Модифицированные образцы обладают высокой селективностью по отношению к непредельным углеводородам (этилен, пропилен), причем селективность возрастает с увеличением содержания ГПС.

В жидких продуктах в диапазоне температур 525 – 575 °С происходит увеличение содержания бензола и толуола, а также уменьшение содержания всех остальных компонентов для всех образцов. При 600 °С наблюдается небольшое понижение выхода бензола и толуола для модифицированных образцов катализаторов в отличие от чистого образца. Можно отметить более высокую селективность чистого цеолита по бензолу и нафталинам, но меньшую по толуолу, ксилолам и псевдокумолу по сравнению с модифицированными образцами. При этом селективность модифицированных катализаторов по толуолу, ксилолам и псевдокумолу повышается с увеличением количества ГПС. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 0,5 % ГПС выход жидкой фазы становится максимальным (52,1 мас. %) среди всех образцов при температуре 600 °С. Что касается фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция), то выход данной фракции также повышается с ростом температуры и становится максимальным (38,6 мас. %) для образца с 0,5 % содержанием ГПС при 600 °С. Увеличение выхода БТК-фракции наблюдается для образцов с 0,5 и 1 % ГПС, в то время, как образец с 2 % ГПС показывает высокую активность только для диапазона температур 525-550 °С по сравнению с чистым катализатором, затем происходит заметное снижение активности.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением гетерополисоединения Со-Vi-Mo показало, что модифицированные образцы обладают большей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что дает возможность более полной переработки сырья. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по ксилолам и толуолу, которые имеют широкое применение в нефтехимическом синтезе (производство фталевого ангидрида и др.), а также применяются в качестве высокооктанового компонента топлива. Также применение модифицированных катализаторов позволило увеличить выход жидких продуктов и БТК-фракции в частности до 2-3 %. В процессе исследования было выявлено, что образец с 0,5 % ГПС обладает наиболее подходящими свойствами, т.к. происходит максимальное увеличение выхода жидкой фазы и, особенно БТК-фракции при температуре 600 °С. В результате можно сказать, что использование добавок гетерополисоединений Со-Vi-Mo может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов и к увеличению выхода ароматических соединений в процессе конверсии.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (проект № 2011-1.9-519-024-068).

Литература

1. S. M. Csicsery. Catalysis by shape selective zeolites - science and technology // Pure & Appl. Chem, 1986. - Vol. 58, No. 6. - pp. 841-856.
2. T. F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining // Topics in Catalysis, 2000. – No. 13. – pp. 349–356.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОТЕКАНИЯ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ ПРОИЗВОДНЫХ НОРБОРНЕНА

П.А. Хахулин, Г.С. Боженкова, Е.А. Уваров, Д.А. Русаков

Научный руководитель старший научный сотрудник Д.А. Русаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Реакции метатезисной полимеризации под действием рутениевых катализаторов Граббса в настоящее время получают все более широкое применение в области химии высокомолекулярных соединений. Данный вид полимеризации позволяет раскрывать циклические соединения по двойным связям, образуя линейные или шитые полимеры [1–3].

В синтезе полимеров наиболее привлекательным является подход, основанный на реакции метатезисной полимеризации с раскрытием цикла (ROMP – Ring Opening Metathesis Polymerization), позволяющий получать высокомолекулярные соединения со специфическими структурой и свойствами. В этом случае при протекании ROMP-полимеризации происходит сохранение двойных связей в образовавшемся полимере. Процессы метатезисной полимеризации дициклопентадиена, циклооктена, норборнена и получение сополимеров на их основе уже реализованы в промышленном масштабе [4].

В качестве мономеров метатезисной полимеризации с раскрытием цикла широко используются производные норборнена [5,6]. Легкодоступными в промышленных объемах мономерами для получения полимеров в процессе ROMP могут стать эфиры норборнен-2,3-дикарбоновых кислот, исходным сырьем для синтеза которых служат малеиновый ангидрид или эфиры малеиновой кислоты и дициклопентадиен, являющийся побочным продуктом нефтехимических производств парового пиролиза [7].

Одним из перспективных мономеров для получения новых полимерных материалов является диметилэвдикат. Полимеры, полученные на основе диметилэвдиката обладают хорошими физико-механическими показателями, устойчивостью к температурам, а так же хорошей стойкостью к кислороду воздуха и отсутствию токсичности.

В данной работе было исследовано влияние температуры на скорость метатезисной полимеризации диметилэвдиката в присутствии рутениевых катализаторов Граббса в мольном соотношении 1:10000.

Диметилэвдикат был растворен в толуоле, концентрация раствора мономера была неизменной на протяжении всей серии опытов и составляла 20%. Опыты проводились в разогретой до заданной температуры термоячейки.

По ходу экспериментов измерялось время, необходимое для достижения системой вязкости 10000 мПа·с при различных начальных температурах процесса (табл.1).

Таблица 1

Время, при которой вязкость системы достигает 10000 мПа·с, при различных начальных температурах

Температура, °С	60	70	80	90
Время, мин	23,03	34,21	70,10	99,27

Полученные данные в таблице 1 дают представление о том, сколько будет длиться переход из жидкого состояния мономера к твердой фазе образующегося мономера к твердой фазе образующегося полимера, что в свою очередь определяет технологические параметры.

Проделанные эксперименты показывают, как начальная температура влияет на возрастание вязкости реакционной массы (рис.1).

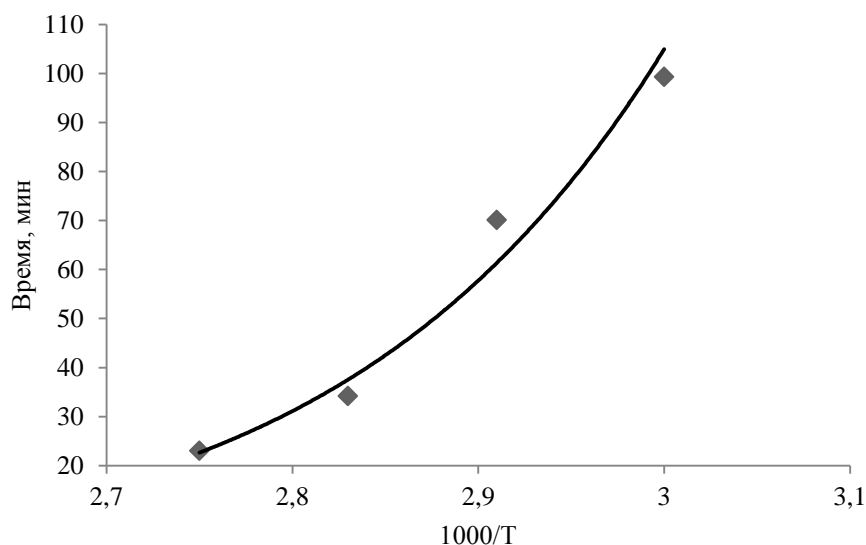


Рис.1 Зависимость времени до достижения реакционной массой вязкости 10000 мПа·с от температуры

Из полученных данных видно, что с увеличением температуры уменьшается время полимеризации диметилэвдиката, что в свою очередь определяет технологические параметры процесса.

Литература

1. France M.B., Uffelman E.S. // J. Chem. Educ, 1999 - V. 76 (5) - P. 661–665
2. Dragutan I., Dragutan V. // Platinum Metals Rev., 2007, V. 51. (2). P. 69–75
3. Martin F. S., Gantner C., Obrecht W., Nuyken O. // Macromol. Rapid Commun, 2010 - V. 31 - P. 1731–1735
4. Yoshida Y., Goto K., Komiya Z. // J. Appl. Polym. Sci, 1997 - V. 66 - P. 367–375
5. Delaude L., Demonceau A., Noels A.F. // Macromolecules, 2003 - V. 36 - P. 1446–1456
6. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол - М.: Химия, 1999 - С. 312
7. Vervacke D. An introduction to PDCPD. Waarschoot: Product Rescue, 2008 - P. 129

СИНТЕЗ 2,2,4-ТРИМЕТИЛ-1,2-ДИГИДРОХИНОЛИНА В ПРИСУТСТВИИ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

Г. Н. Шайхуллина, Н.Г., Григорьева, Б.И. Кутепов

Научные руководители профессор Н. Г. Григорьева, профессор Б. И. Кутепов
Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа, Россия

Производные 1,2-дигидрохинолина обладают широким спектром биологического действия: проявляют противомаларийную, противобактериальную, антидиабетическую и противовоспалительную активность. Кроме того, хинолины являются основой для получения красителей, антиоксидантов для каучуков и полиолефинов [1].

Основным способом получения хинолина является выделение его из продуктов перегонки каменноугольной смолы. В настоящее время получаемых таким образом хинолина и его производных недостаточно, чтобы удовлетворить потребность промышленности.

Классические методы синтеза хинолинов по Дебнеру-Миллеру, Комбе и Фридендеру основаны на гетероциклизации анилина с альдегидами и кетонами под действием кислот и оснований, используемых в стехиометрическом количестве. Недостатками этих методов являются большое количество стоков, коррозионная среда.

Начиная с 1989 г. активно проводятся работы по использованию в качестве катализаторов газофазной конденсации карбонильных соединений с анилином цеолитов [2].

Авторами предложен способ синтеза 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина взаимодействием анилина и ацетона в присутствии растворителя - толуола и кислотной глины – монтмориллонита марки K10 при 60°C [3]. Основным продуктом является 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолин. Недостатками указанного метода являются использование катализатора в большом количестве и образование побочных продуктов. Кристаллические алюмосиликаты (цеолиты) в указанной реакции не изучались.

Цель работы: исследование каталитических свойств цеолитных катализаторов различных структурных типов и мезопористых алюмосиликатов в синтезе 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина взаимодействием анилина с ацетоном.

Методы исследования. В работе исследованы микропористые цеолиты H-Beta, H-ZSM-12, H-Y, H-ZSM-5, микро-мезо-макропористый цеолит H-Y-МММ и мезопористый алюмосиликат.

Цеолитные катализаторы охарактеризованы с помощью рентгеноструктурного анализа, адсорбционных методов, низкотемпературной адсорбции азота, термопрограммированной десорбции аммиака [4].

Мезопористые алюмосиликаты охарактеризованы с помощью атомно-абсорбционной спектроскопии, ИК-спектроскопии, ЯМР ^{27}Al , низкотемпературной адсорбции-десорбции азота, ртутной порометрии, термопрограммированной десорбции предварительно адсорбированного аммиака (ТПД) [5].

Каталитический синтез 1,2-дигидрохинолина проводили в стеклянном обогреваемом реакторе с мешалкой, обратным холодильником и термометром при температуре 60 – 230°C и мольном соотношении анилин : ацетон = 1 : 5. Продукты анализировали хроматографическим методом (хроматограф с ПИД, СКК, l=25 м, фаза SE-30, температура анализа 50 – 280°C с программированным нагревом 8°C/мин).

Идентификацию продуктов осуществляли методами хромато-масс-спектрометрии и ЯМР-спектроскопии. Спектры ^1H и ^{13}C ЯМР записывали на спектрометре «Bruker AVANCE-400» с рабочей частотой для ядер ^1H 400.13 МГц, для ядер ^{13}C 100.62 МГц. Анализ ГХ-МС выполняли на приборе SHIMADZU GCMS-QP2010Plus (SPB-5 30 м × 0.25 мм, газ-носитель – гелий, температура программирования от 40 до 300°C со скоростью 8°C/мин, температура ионного источника 200°C, энергия ионизации 70 эВ).

Результаты. Реакция анилина с ацетоном под действием кислотных катализаторов проходит с образованием 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина (МГХ) (рис.1).

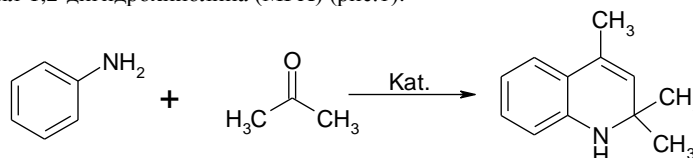


Рис.1 Реакция анилина с ацетоном

Установлено, что узкопористые цеолитные катализаторы (H-ZSM-12, H-ZSM-5) не проявляют каталитической активности в реакции анилина с ацетоном, конверсия анилина на них близка к нулю. На более широкопористых цеолитах (H-Beta, H-Y) конверсия анилина составляет 17%. Наиболее активным в реакции является цеолитный катализатор H-Y-МММ. Его отличительной особенностью является комбинированная структура, в которой микропоры цеолита Y сочетаются с мезо- и макропорами, формирующимися между сростками кристаллов цеолита в процессе его синтеза. Такая структура позволяет снизить диффузионные затруднения для молекул реагентов и продуктов реакции, в результате чего конверсия анилина достигает 100%, а выход МГХ составляет 68%.

При исследовании влияния условий реакции показано, что с увеличением температуры (от 60°C до 230°C) конверсия анилина возрастает в 25 раз, а селективность образования МГХ в 7 раз (рис.2). При этом увеличивается количество тяжелых побочных продуктов. Увеличение концентрации катализатора (10 – 50%)

способствует повышению конверсии реагирующих веществ, селективность образования 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина при этом увеличивается на 34% (рис 3).

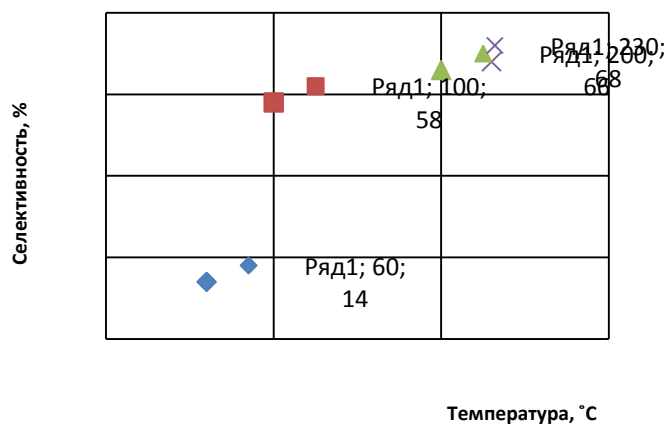


Рис. 2 Влияние температуры реакции на селективность МГХ

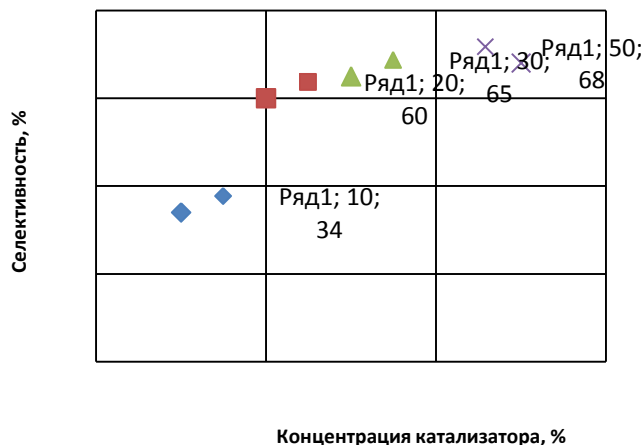


Рис.3 Влияние концентрации катализатора на селективность МГХ

Литература

1. V. Mohan, N. Narender, Catal.Sci.Technol, 2012 – P. 471 – 487;
2. J. Aguilar, A. Corma, F.V. Melo and E. Sastre, Catal. Today, 2000 – P.P. 55, 225;
3. A. Hegedus, Z. Hell, T. Vargadi, Catalysis Letters, 2007 - 117;
4. Ющенко В. В. // Журнал физической химии, 1997 - Т.71 - №4 - С. 628 – 632.
5. G. Ohlmann, H.-G.Jerschewitz, G. Lischke, B. Parlitz, M. Richter and R. Eckelt, Z. Chem, 1988 - 161.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 2.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРА НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА, ОБРАБОТАННОГО В УЛЬТРАЗВУКОВОМ ПОЛЕ

¹Р.В. Ануфриев, ²А.В. Петухова, ¹Г.И. Волкова

Научный руководитель - старший научный сотрудник Г.И. Волкова

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Парафинизация нефтяного оборудования представляет собой комплекс процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования при добыче, транспорте и хранении нефти, и является крайне нежелательным явлением. Выбор способов предотвращения образования парафиновых отложений довольно широк, но в значительной степени определяется составом углеводородного сырья. Оценка эффективности применения того или другого способа борьбы с образованием парафиновых отложений в высокопарафинистых нефтях может быть упрощена при использовании модельных систем, в частности растворов нефтяного парафина (НП).

Цель данной работы - исследование влияния ультразвуковой обработки (УЗО) на структурно-механические свойства раствора НП в декане.

В качестве объекта исследования использовали 6 % мас. раствор НП в декане. Ультразвуковую обработку образцов проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 на частоте 22 кГц и интенсивности 6,2 Вт/см². Определение реологических параметров проводили на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA. Вязкостно-температурные кривые снимали при непрерывном понижении температуры со скоростью 0,3 °/мин при скорости сдвига 1 с⁻¹, при которой разрушение структуры тиксотропной системы минимально. Изотермические кривые течения прямого и обратного хода снимали в интервале скоростей сдвига 0–85 с⁻¹ при температуре 10 °С. Процесс зарождения дисперсной фазы в растворе НП исследовали на приборе ИНПН (КРИСТАЛЛ). Осадки из 6 % мас. раствора НП получали на установке «холодный стержень» при температуре потока раствора 25 °С, температуре стержня 8 °С в течение 1 ч. Полученные осадки анализировали методом хроматомасс-спектрометрии на хроматомасс-спектрометрической квадрупольной системе GSMS-DFS “Termo Scientific” по методу MIM. Обработку полученных результатов проводили с помощью программы Xcalibur.

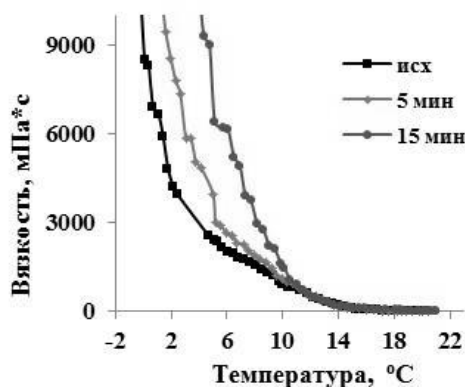


Рис. 1 Влияние времени УЗО на вязкостно-температурные зависимости растворов НП

Исследования показали, что УЗО приводит к увеличению динамической вязкости и напряжения сдвига обработанных растворов НП в декане.

О структурных преобразованиях и температурах фазовых переходов при охлаждении исследуемых растворов можно судить по вязкостно-температурным кривым. Вязкость исходного раствора НП при постепенном охлаждении начинает повышаться при 16,2 °С, что связано с зарождением первичных субмикронных частиц в исходной дисперсионной среде (T_1 – фазовый переход первого рода) (рис. 1, табл. 1). При дальнейшем понижении температуры (< 3 °С) наблюдается резкое повышение вязкости, обусловленное

агрегацией первичных кристаллов (T_2 – температура спонтанной кристаллизации). При температуре около $0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ наблюдается фазовый переход золь – гель и система теряет текучесть (T_3).

Обработка исследуемого раствора НП приводит к повышению температур фазовых переходов, увеличению энергии активации вязкого течения (ΔE), определенной для линейных участков зависимости $\ln\eta = f(1/T\text{ }^{\circ}\text{K})$. Например, после обработки раствора в течение 15 мин температура начала кристаллизации повышается на $2\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура перехода золь-гель – на $4,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (табл. 1), а ΔE возрастает более, чем в 2 раза.

Таблица 1

Влияние УЗО на температуры фазовых переходов и энергию активации вязкого течения раствора НП

Время УЗО, мин	Температура фазового перехода, $^{\circ}\text{C}$			ΔE , кДж/моль
	T_1	T_2	T_3	
0	16,2	2,7	0,3	67
5	16,5	6,0	2,0	81
10	17,3	8,1	3,7	117
15	18,2	9,9	4,8	139

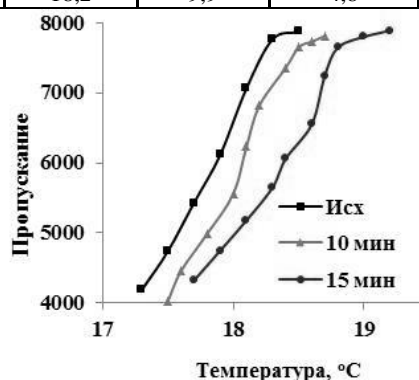


Рис. 2 Влияние УЗО на интенсивность пропускания раствора НП в декане при охлаждении

Температура зарождения первичных кристаллических образований в исследуемой системе более точно определена по изменению интенсивности пропускания растворов, охлаждаемых со скоростью $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. Температура помутнения системы составляет $18,3$, $18,6$ и $19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ для исходного образца и обработанных в течение 10 и 15 мин соответственно (рис. 2).

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, сняты изотермические кривые течения прямого и обратного хода при температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, близкой к температуре спонтанной кристаллизации. Гистерезисные явления обычно связывают с запаздыванием процессов восстановления структуры или недостаточным разрушением исходной структуры [1]. Поэтому основной причиной гистерезиса считается отклонение от равновесного состояния течения.

Высокие значения напряжения сдвига обратного хода могут свидетельствовать о слабом разрушении структур, сформированных в декане n -алканами НП после УЗО.

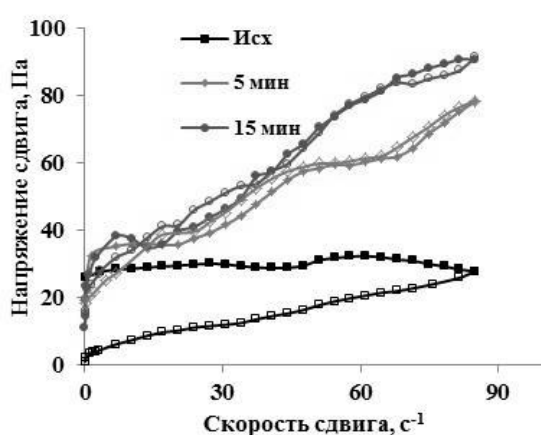


Рис. 3 Влияние УЗО на вязкостно-температурные зависимости раствора НП

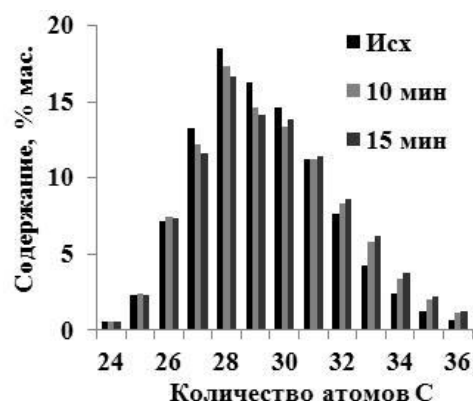


Рис. 4 Молекулярно-массовое распределение n -алканов НП

Методом хроматомасс-спектрометрии определен состав n -алканов в осадках, выделенных из растворов НП. Максимум распределения n -алканов как исходного, так и обработанных образцов приходится на C_{28} (рис. 4).

В осадках обработанных растворов снижается содержание более низкомолекулярных *n*-алканов с увеличением времени обработки в ультразвуковом поле (табл. 2).

Таблица 2

Влияние УЗО на содержание *n*-алканов в составе осадков

Время УЗО, мин	Процентное содержание <i>n</i> -алканов	
	C ₂₄ – C ₂₈	C ₂₉ -C ₃₆
0	41,8	58,2
5	41,0	59,0
10	39,9	60,1
15	38,5	61,5

Таким образом, обработка растворов НП в декане приводит к увеличению реологических и энергетических параметров, повышению температур фазовых переходов и образованию агрегатов, которые слабо разрушаются под действием механической нагрузки. Полученные результаты свидетельствуют о том, что применение ультразвука для нефтей с высоким содержанием парафинов неприемлемо.

Литература

1. Матвеев В.Н., Кирсанов Е.А., Ремизов С.В. Высокопарафинистая нефть как дисперсная система. Выбор уравнения течения // Коллоидный журнал. – 1994. – Т.56. – № 3. – С. 393 – 399.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Г.С. Архипов

Научный руководитель - доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продукция нефтедобывающих скважин представляет собой высокодисперсную эмульсию капель пластовой воды, взвешенных в нефти. Ее формированию и стабилизации способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и диспергированные механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов).

Технологические схемы подготовки нефти месторождений формировались в условиях их ускоренного освоения, при этом не были выполнены широкие научные исследования физико-химических свойств скважинной продукции для обоснования процессов обезвоживания нефти.

Сложность технологии разрушения водонефтяных эмульсий заключается в необходимости одновременного учета множества параметров, меняющихся в динамике. К ним относятся: компонентный состав нефти, степень ее обводненности, температурный режим, тип деэмульгатора, а также средства, понижающие вязкость для каждого конкретного объекта. Поэтому исследование влияния технологических параметров на качество подготовки товарной нефти, является весьма актуальным.

В настоящее время в связи с переходом все большего количества месторождений на поздние стадии разработки, характеризующиеся высокой обводненностью и минерализацией продукции скважин, а также, что еще серьезнее, широким вовлечением в разработку месторождений все более тяжелых нефтей, образующих эмульсии аномально высокой стойкости, на фоне ужесточающихся требований к качеству товарной нефти проблема ее подготовки приобретает все большую остроту и актуальность.

Успешное решение проблемы подготовки нефти с минимальными материальными затратами тесно связано с разработкой, испытанием и внедрением высокоэффективных технологических и технических решений, направленных на улучшение технико-экономических показателей работы установок первичной подготовки нефти, в частности установок процесса обессоливания. Одним из наиболее эффективных способов обезвоживания и обессоливания нефти при её промысловой подготовке является способ деэмульсации в электрическом поле, осуществляемый в электродегидраторе [1].

Для исследования химико-технологических процессов в настоящее время достаточно широко применяются математические модели, основанные на физико-химических закономерностях протекающих процессов.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики была разработана математическая модель процесса обезвоживания и обессоливания в электрическом поле, которая позволяет учесть влияние технологических параметров на качество подготовки нефти: обводненность, расход эмульсии, содержание солей [2].

Нами была разработана функциональная зависимость влияния напряженности электрического поля на процесс каплеобразования, позволяющая учесть влияние напряженности электрического поля и межфазного натяжения на размер капель воды в эмульсии.

Эффективность процесса разрушения водонефтяной эмульсии зависит от расхода и типа деэмульгатора. Поэтому в математическую модель процесса обессоливания была введена зависимость, учитывающая влияние концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение [3].

$$\sigma = 0,002G^2 - 0,0176G + 0,0469,$$

где G – расход деэмульгатора, г/т;
 σ – межфазное поверхностное натяжение эмульсии, мН/м.

С учетом полученных зависимостей разработан программный блок модуля процесса обессоливания. Разработана программа расчета в объектно-ориентированном языке программирования Delphi. На рис. 1 представлено диалоговое окно программы в котором вводятся данные о параметрах электродегидратора.

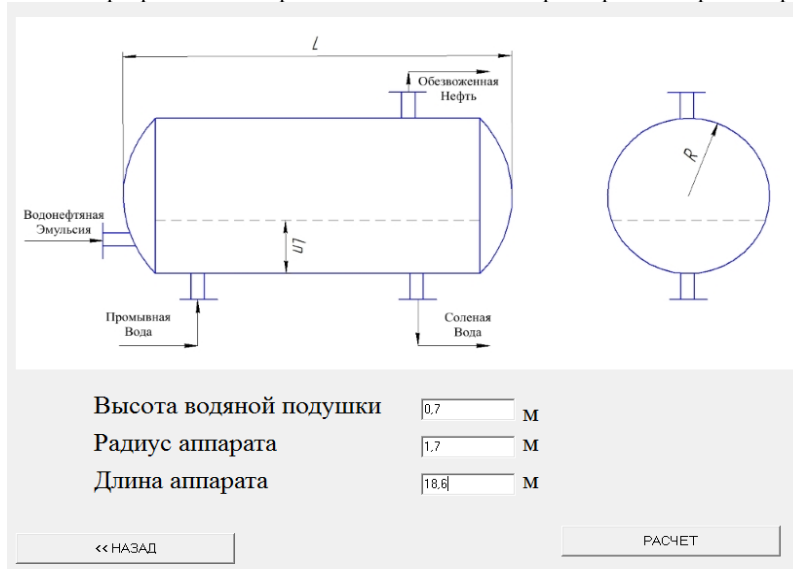


Рис 1. Диалоговое окно программы на языке Delphi

С применением математической модели проведены исследования влияния технологических параметров (расход промывной воды, расход нефти и деэмульгатора, обводненность) на качество товарной нефти на выходе с установки промышленной подготовки нефти (УПН). На Рис. 2 приведены результаты исследований (температура в аппарате – 29°C, давление – 91 кПа, объем электродегидратора – 200 м³).



Рис 2. Влияние деэмульгатора на остаточную обводненность нефти

Исследования показали, что при расходе деэмульгатора 100 г/т и более снижения остаточной обводненности на выходе из электродегидратора практически не происходит. При этом содержание воды в товарной нефти соответствует требованиям ГОСТ.

Таким образом, исследования показали, что с применением математической модели можно прогнозировать влияние технологических параметров на качество товарной нефти на выходе с установки подготовки нефти.

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Казань: ФЭН, 2000. – 417 с.

- 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.
- Пат. 2294956 Россия МКИ С10G 33/04 Способ подготовки нефти с повышенным содержанием примесей. Гумеров А.Г. Заявлено 07.09.2005; Опубл. 10.03.2007, Бюл. №7. – 6 с.: ил.

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ

Д. Э. Асатуриян

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи со значительным увеличением доли высоковязких и высокозастывающих нефтей в общем объеме нефтедобычи особенно актуальным является решение основных проблем, возникающих при добыче, транспортировке и хранении таких нефтей, связанных с их малой подвижностью, высокими температурами застывания, вязкостью, а также образованием большого количества АСПО на поверхностях нефтепромыслового оборудования.

В качестве объектов исследования были выбраны нефти четырех месторождений. С целью прогнозирования эффективности обработки нефти ингибиторами АСПО были определены физико-химические свойства образцов нефти.

Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) изучали методом «холодного стержня» (cold finger) на специальной установке, моделирующей процесс осаждения АСПО и состоящей из охлаждаемого стержня (моделирует стенку трубы), парафиноотложения в трубопроводе. Установка состоит из охлаждаемого стального стержня, помещенного в анализируемую пробу нефти. Количество осажденных на стержне твердых парафинов определяли гравиметрическим способом.

По окончании экспериментов для нефтей с различных месторождений были получены различные результаты эффективности ингибиторов АСПО, ознакомиться с ними можно в табл. 1. Наибольшую активность из рассмотренных композиций проявляют двухкомпонентные смеси при соотношении реагентов 70:30 и 30:70 (% масс.).

Таблица 1— Результаты исследования ингибиторов

Маркировка Месторождения	Эффективность ингибиторов и их смесей при их разном расходе, %				Ингибиторы АСПО и их смеси
	50г/тонн	100г/тонн	250г/тонн	500г/тонн	
Н1	21,6	22,0	22,0	22,3	DCT
Н2	29,4	23,3	33,2	6,6	
Н3	39,2	42,0	43,2	44,0	
Н4	23,3	3,7	2,7	4,0	
Н1	33,4	38,1	38,9	44,7	ЭКС-2
Н2	43,6	47,9	48,0	0,2	
Н3	36,6	40,0	40,2	40,0	
Н4	26,0	6,4	1,3	8,4	
Н1	52,1	52,1	53,4	53,0	ЭКС-2+DTMCH 70:30
Н2	24,1	45,4	65,6	5,6	
Н3	52,4	52,1	61,8	62,0	
Н4	76,3	7,2	7,2	0,2	
Н1	53,0	58,3	54,4	53,0	DTM-30+DTMCH 70:30
Н2	82,2	82,2	80,0	0,0	
Н3	53,0	55,2	55,2	55,0	
Н4	77,4	8,9	3,1	4,0	
Н1	52,3	53,0	53,0	54,9	ЭКС-2+DTMCH 30:70
Н2	53,0	53,0	54,3	2,0	
Н3	74,1	72,1	70,0	-	
Н4	84,0	4,7	6,2	6,8	

Из данных таблицы четко можно проследить одну особенность, что наибольшая ингибирующая способность достигается при добавлении ингибиторов в количестве от 50 до 250 г/т. В первую очередь это связано с химическим механизмом взаимодействия нефти и ингибитора, на который серьезное влияние оказывает состав нефти и непосредственно самих ингибиторов. Такая дозировка принята на основании лабораторных данных об оптимальной величине их подачи в нефть для предотвращения АСПО. Установлено, что для НМ1 и НМ2 наиболее эффективной является смесь ингибиторов DTM-30+DTMCH 70:30, так как степень ингибирования составляет 58,3%, при расходе ингибитора 100г/т в первом случае и 82,2%, при расходе ингибитора 50 г/т и 100г/т во втором случае. Для НМ3 и НМ4 наиболее эффективной является смесь ингибиторов DTM-30+DTMCH 70:30, благодаря которым степень ингибирования составляет 74,1%, при расходе ингибитора 50г/т для первого месторождения и 86,8%, при расходе ингибитора 500г/т для второго

месторождения. Из написанного выше можно предположить, что нефти данных месторождений имеют близкий состав, а, следовательно, одинаково реагируют на добавление присадок от парафиноотложений.

График 1 отражает степень ингибирования выделенных смесей ингибиторов на каждом месторождении.

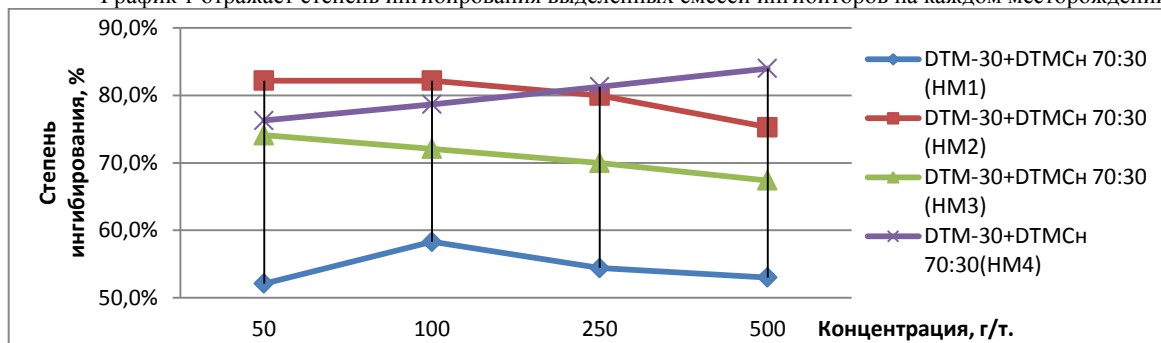


Рис. Зависимость степени ингибирования от концентрации композиции для парафинистых нефтей

Так же стоит отметить, что практически у всех образцов нефти при добавлении произошло повышение температуры застывания в среднем на 1-2°С, что является немаловажным фактором, учитываемым при транспортировке нефти по трубопроводу.

Предотвращение парафиноотложений объясняется тем, что использование депрессионных присадок существенно изменяет процесс кристаллизации в парафинистых нефтях и приводит к образованию пластинчатых парафиновых ассоциатов

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Е.С. Бахтина¹, В.В. Самойленко²

Научные руководители - профессор И.В. Гончаров², доцент О.Е. Мойзес¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²-ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших на территории Томской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, находящемуся в северной части Пудинского мегавала. На западе Лугинецкое куполовидное поднятие граничит с Нюрольской мегавпадиной, на северо-востоке - с Усть-Тымской мегавпадиной, на северо-западе - с зоной сочленения Среднеvasюганского и Пудинского мегавалов – Шингинской седловиной. Основная залежь связана с отложениями горизонта Ю1 – основным нефтегазоносным горизонтом Томской области.

Выполненными ранее исследованиями было показано, что нефть и газ в залежах Ю1 Лугинецкого месторождения имеют различную природу. Нефть была генерирована породами баженовской свиты, а газ образован породами палеозоя [2]. Однако помимо основных залежей в Ю1 на Лугинецком месторождении и месторождениях спутниках (Западно-Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Нижнелугинецкое) притоки нефти были получены и из других горизонтов юры и даже из палеозоя. Знание природы флюидов этих отложений имеет важное практическое значение как с позиции организации добычи и промышленной подготовки нефти, так и в установлении истории и механизма формирования залежей, что может быть использовано для поиска новых месторождений в регионе.

На территории юго-востока Западной Сибири выделены три основных генетических типа нефтей: баженовский, тогурский и палеозойский. Молекулярный и изотопный составы нефтей каждой генетической группы имеют особенности, прямо указывающие на природу и зрелость генерировавшего их органического вещества (ОВ) [1]. Для корреляции нефть-нефть и установления природы нефтей из различных залежей Лугинецкого и сопредельных месторождений был выполнен их анализ методом хроматомасс-спектрометрии (прибор «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0,25 мм)).

Результаты выполненных исследований показали, что в пределах Лугинецкой группы месторождений, присутствуют нефти всех трех генетических типов. Полученная из коры выветривания (к.в.) на Лугинецкой площади нефть, имеет палеозойский генетический тип. Отличительной чертой этой нефти является морская тип исходного ОВ (отношение П/Ф менее 2,0) и высокий катагенез (низкое значение параметра К_i).

Нефти отложений средней юры (Ю6, Ю10) имеют тогурский генетический тип. Эта генетическая группа объединяет в себе не только нефти, генерированные тогурской свитой, но и всеми остальными источниками, расположенными в разрезе юрских отложений и палеозоя. Отличительной чертой ОВ материнских пород, образовавших нефти этой группы, является неморской тип биопродуцентов и слабовосстановительные или окислительные условия осадконакопления, что обусловило высокие значения параметра П/Ф (более 2,0) и низкое содержание в нефтях моноароматики относительно алканов (параметры МА/Алк). Широкий разброс значений параметра П/Ф и различный катагенез нефтей (параметр К_i) этого генетического типа на месторождениях Лугинецкой группы подтверждают их образование различными материнскими породами с неморским ОВ.

Нефти горизонта Ю1 в пределах исследованных месторождений в подавляющем числе случаев представлены нефтями баженовского генетического типа. Эти нефти образованы баженовской свитой, ОВ которой имеет морской тип и накапливалась в восстановительных условиях. Важно отметить, что первые промышленные залежи нефти баженовского типа на юго-востоке Западной Сибири появляются при достижении баженовской свитой уровня катагенеза, который соответствует значениям $4МДБТ/1МДБТ > 0,8$ и $K_i < 1,0$ [3]. В экстрактах из пород баженовской свиты на Лугинецкой и Северо-Лугинецкой площадях значения этих параметров свидетельствуют, что породы баженовской свиты являются незрелыми и не вступили в активную фазу нефтеобразования (табл.). Нефти мигрировали к Лугинецкой площади со стороны Нюрольской и Усть-Тымской впадин, а также со стороны Шингинской седловины, где породы баженовской свиты достигли главной фазы нефтеобразования (табл., рис.)

Примечательно, что в отдельных скважинах Лугинецкого и Западно-Лугинецкого месторождений из Ю1 были получены нефти тогурского типа и нефти смешанного генезиса (рис.). Это является свидетельством невыдержанности флюидоупоров в нижней и средней юре и возможности вертикальной миграции нефтяных углеводородов из ниже-среднеюрских горизонтов до регионального флюидоупора – баженовской свиты.

Таким образом, выполненные исследования позволили установить, что в формировании Лугинецкой группы месторождений принимали участие различные нефтематеринские породы от палеозоя до верхней юры, что делает нефтеперспективным весь юрский разрез, а также отложения палеозоя и коры выветривания. Так как формирование нефтяной залежи Лугинецкого месторождения протекало за счет углеводородов, генерированных баженовской свитой в примыкающих к Лугинецкой площади впадинах, перспективными на нефть являются ловушки как структурного, так и неструктурного типов, оказавшихся на пути миграционного потока от очагов генерации к Лугинецкому месторождению.

Таблица

Средние значения некоторых молекулярных параметров в экстрактах пород баженовской свиты

Площадь (структура)	П/Ф	МА/Алк	K _i	4МДБТ/1МДБТ
Северо-Лугинецкая (Пудинский мегавал)	1,42	4,74	0,98	0,61
Лугинецкая (Пудинский мегавал)	1,48	5,18	0,97	0,73
Воскресенская (Усть-Тымская мегавпадина)	1,34	7,56	0,72	4,62
Самлатская (Шингинская седловина)	1,10	11,63	0,80	2,33
Шингинская (Шингинская седловина)	1,02	11,03	0,79	1,97
Западно-Квензерская (Нюрольская мегавпадина)	1,36	-	0,56	5,54

Примечание:

П/Ф – отношение пристана к фитану, K_i – изопреноидный коэффициент; МА/Алк – отношение содержания н-алкилбензолов состава C₁₃ – C₁₅ к сумме н-алканов состава C₁₃ – C₁₆; 4МДБТ/1МДБТ – метилдибензотиофеновое отношение.

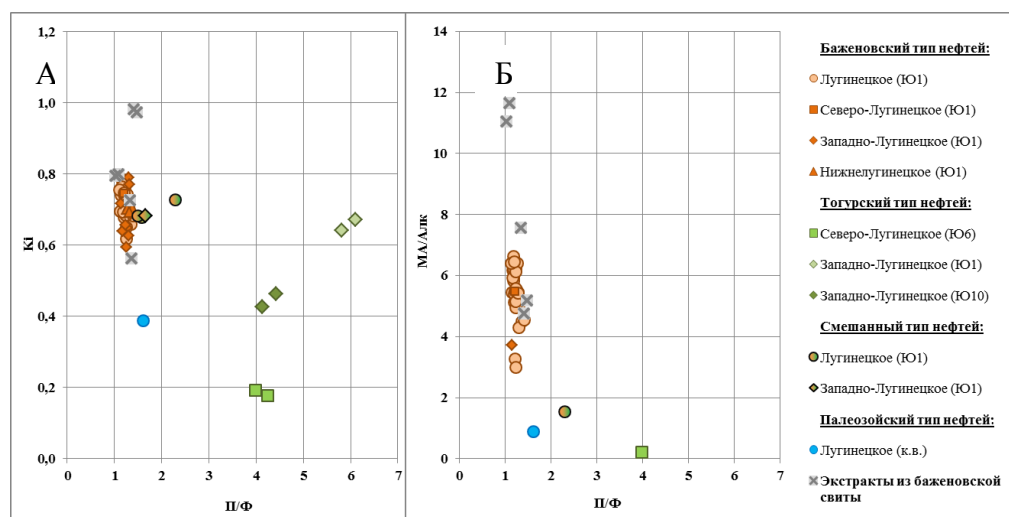


Рис. Взаимосвязь молекулярных параметров в экстрактах из пород баженовской свиты и в нефтях Лугинецкого и сопредельных месторождений

Литература:

1. И.В. Гончаров, С.В. Носова, В.В. Самойленко, 2003. Генетические типы нефтей Томской области. Материалы V международной конференции «Химия нефти и газа». - Томск. - С.10-13.

2. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. – 2005. – № 8. – С. 810-816.
3. Патент № 2261438 Российская Федерация, МПК⁷ G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. Способ определения зрелых нефтематеринских пород / Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПИнефть». – № 2004117234/28; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.2005, Бюл. № 27. – 8 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕСС КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИСТИЛЛЯТОВ

Н.С. Белинская, Г.Ю. Назарова, А.Ю. Проневич, Н.Е. Белозерцева

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе проведено исследование по влиянию технологических параметров (температура, расход сырья) на концентрации n -парафинов C_{10} – C_{27} , n -парафинов C_5 – C_9 и i -парафинов с применением разработанной математической модели реактора гидродепарафинизации [1]. Проведен прогнозный расчет по определению температуры проведения процесса при заданной концентрации n -парафинов C_{10} – C_{27} в нестабильном гидрогенизате (9 % мас.) в зависимости от расхода сырья в реактор.

Температура в реакторе является одним из ключевых факторов, влияющих на скорость протекания реакций в процессах глубокой переработки нефти [2]. На рис. 1 показано влияние температуры ректора в диапазоне 350–405 °С на концентрацию низкомолекулярных и высокомолекулярных n -парафинов C_5 – C_9 и n -парафинов C_{10} – C_{27} в продуктовой смеси. Содержание n -парафинов C_{10} – C_{27} в наибольшей степени определяет низкотемпературные свойства получаемых дизельных топлив.

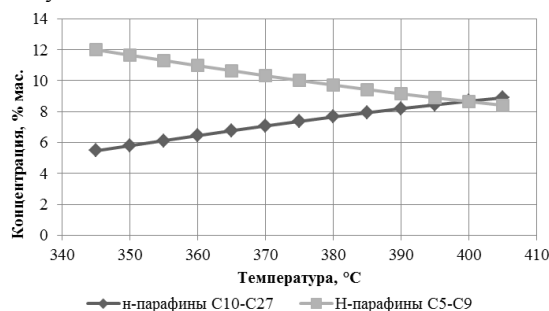


Рис. 1. Влияние температуры на концентрацию n -парафинов C_5 – C_9 и n -парафинов C_{10} – C_{27} в нестабильном гидрогенизате

Согласно проведенным на математической модели реактора депарафинизации расчетам (рис. 1), при увеличении температуры в реакторе гидродепарафинизации на 60 °С содержание n -парафинов C_{10} – C_{27} снижается на 3,59 % мас. с 12,0 % мас. до 8,41 % мас., что способствует улучшению низкотемпературных свойств получаемых в процессе гидродепарафинизации дизельных фракций.

Концентрация низкомолекулярных парафинов при этом увеличивается на 3,43 % мас. с 5,47 % мас. до 8,9 % мас.

Проведено исследование по определению оптимальной концентрации n -парафинов C_{10} – C_{27} в нестабильном гидрогенизате.

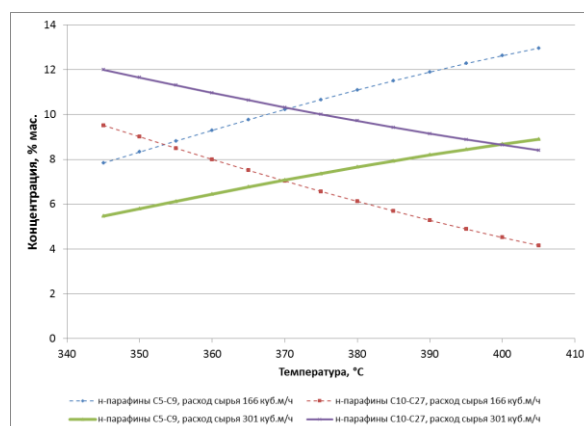


Рис. 2. Влияние расхода сырья на концентрацию n -парафинов C_5 – C_9 и n -парафинов C_{10} – C_{27} в нестабильном гидрогенизате

Определено, что для достижения оптимальной концентрации n -парафинов $C_{10}-C_{27}$ в нестабильном гидрогенизате требуется регулировать температуру в зависимости от расхода и состава сырья.

Для поддержания низкотемпературных свойств концентрацию парафинов $C_{10}-C_{27}$ в нестабильном гидрогенизате необходимо поддерживать на определенном уровне, температурный режим при этом на установке изменяется в зависимости от требуемой предельной температуры фильтруемости.

Согласно экспериментальным данным для зимнего режима значение концентрации парафинов $C_{10}-C_{27}$ в нестабильном гидрогенизате лежит в пределах 9–11 % мас. для летнего режима: 13,5–14 % мас. (табл.1)

Таблица 1

Экспериментальные данные по концентрации $C_{10}-C_{27}$ в нестабильном гидрогенизате

В зимний режим	
Дата	Концентрация n -парафинов $C_{10}-C_{27}$
12.03.2012	10,17
15.01.2014	10,08
21.01.2014	9,32
28.01.2014	11,1
В летний режим	
Дата	$C_{10}-C_{27}$
10.04.2012	13,54

С применением математической модели возможно проведение расчетов по определению оптимальной температуры процесса в зависимости от расхода сырья для поддержания заданной концентрации n -парафинов $C_{10}-C_{27}$ в продукте с учетом состава сырья.

Данный вопрос актуален при производстве ДТ летнего, т.е. когда нет необходимости производства низкотемпературного ДТ, и необходимо снижать температуру в реакторе с целью экономии ресурса катализатора.

По рис. 1 определено, что оптимальной температурой, обеспечивающей получение изомеризата с содержанием 8,67 % мас. высокомолекулярных углеводородов $C_{10}-C_{27}$ (на определенное сырье, соответствующее 10.04.12 г.) является 400 °С.

Проведено исследование по определению температуры в реакторе Р-3 в зависимости от расхода сырья (166–320 м³/ч) при поддержании заданной концентрации n -парафинов $C_{10}-C_{27}$ в продуктовой смеси на уровне 9% мас. и 13 % мас.

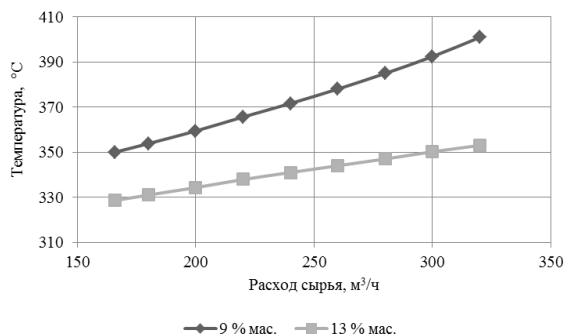


Рис. 2. Зависимость температуры в реакторе Р-3 от расхода сырья в реактор для поддержания концентрации n -парафинов $C_{10}-C_{27}$ в нестабильном гидрогенизате

Определено, что математическая модель пригодна для расчета температуры процесса в зависимости от заданного значения концентрации n -парафинов $C_{10}-C_{27}$ в нестабильном гидрогенизате и расхода сырья.

Для поддержания концентрации $C_{10}-C_{27}$ в продукте на уровне 9% мас. при расходе сырья 250 м³/ч необходимо поддерживать температуру процесса на уровне 373 °С. Для поддержания концентрации на уровне 13 % мас. при расходе сырья 250 м³/ч необходимо поддерживать температуру процесса на уровне 341 °С.

Литература

1. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Frantsina E.V., Silko G.Y. Mathematical model of straight run diesel catalytic hydroisomerization // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2014 - Vol. 21. - Issue 1. - p. 1-7
2. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. - 2-е изд., перераб. и доп. - Санкт-Петербург: Недра, 2013. - 541 с.

КОМПОЗИЦИИ ПОЛИМЕР-ПАВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Г.Р. Бурумбаева

Научный руководитель доцент Е.В. Бешагина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), образующиеся в трубах, снижают производительность нефтяных скважин и повышают затраты на их эксплуатацию. Среди известных способов удаления этих отложений наиболее эффективным является химический, основанный на их растворении и диспергировании [1].

В качестве растворителей обычно используют различные углеводородные фракции. Предложены также серо-, кислород-, азот-, и галогенсодержащие органические соединения в качестве ингибиторов АСПО [2].

Известно, что раздельное применение ингибирующих добавок менее эффективно, чем использование синергетически действующих ингибирующих композиций.

В связи с этим создание доступных и эффективных композиционных составов моющего действия (КСМД) на основе ПАВ и определение наиболее перспективных областей их использования представляют теоретический и практический интерес [3].

Целью работы в настоящее время является создание современных синтетических моющих средств (СМС), в которых, как правило, наиболее рациональным является сочетание двух или трёх ПАВ с различными целевыми добавками.

В качестве объектов исследований выбраны полиэтиленгликоль различной молекулярной массы ($M_r=200, 400$) ($C_{2n}H_{4n+2}O_{n+1}$), полигексаметиленгуанидин хлорид ($(C_7H_{16}N_3Cl)_n$), ОП-10 ($C_9H_{19}C_6H_4O(C_2H_4O)_nOH$).

Для оценки моющих способностей растворов были использованы следующие методы: измерение поверхностного натяжения, измерение краевого угла смачивания и моющая способность растворов.

На первом этапе исследования были проведены измерения поверхностного натяжения (σ) растворов ПАВ и бинарных смесей ПАВ-полиэлектролит, которое измерялось модифицированным методом погруженной пластинки Вильгельми, по точности не уступающим классическому методу лежащего пузыря или висячей капли. Этот метод выбран вследствие его удобства для изучения поверхностного натяжения растворов, у которых межфазное натяжение изменяется в течение длительного времени.

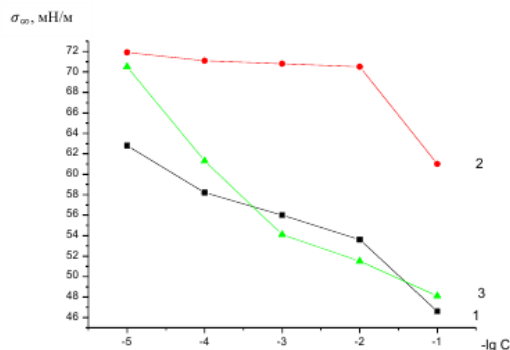


Рисунок 1. Изотерма поверхностного натяжения различных водных растворов: 1. метацид; 2. ПЭГ $M_r=200$; 3. Комплекс: метацид+ПЭГ $M_r=200$, при $T=20^\circ C$

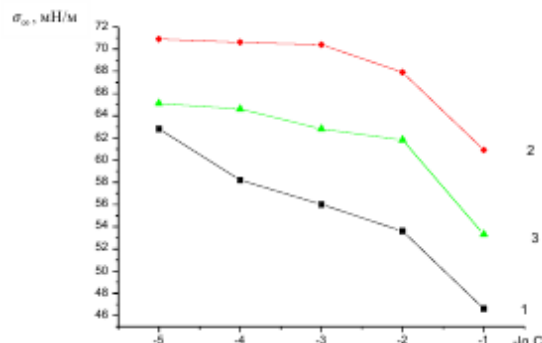


Рисунок 2. Изотерма поверхностного натяжения различных водных растворов: 1. метацид 2. ПЭГ $M_r=400$, 3. Комплекс: метацид+ПЭГ $M_r=400$, при $T=20^\circ C$

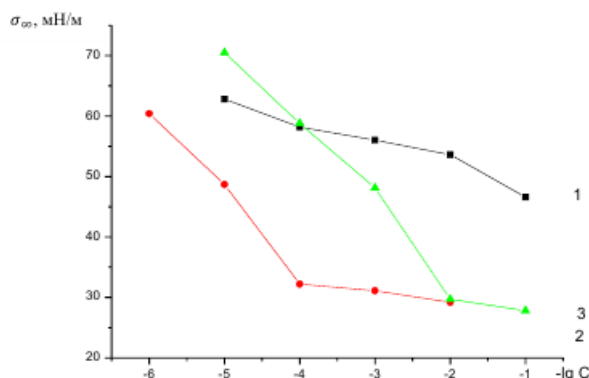


Рисунок 3. Изотерма поверхностного натяжения различных водных растворов: 1. метацид; 2. ОП-10; 3. Комплекс: метацид+ОП-10, при $T=20^\circ C$

Как показывают результаты, при введении в раствор моющих веществ – полиэтиленгликолей и ОП-10 бактерицидно-фунгицидного компонента, поверхностная активность увеличивается (таблица 1), что дает возможность на их основе разработать новые моющие средства.

Таблица 1

Поверхностная активность водных растворов ПЭГ, ОП-10 и композиций на основе с введением метацида

Моющий компонент	$G = (-d\sigma/dC)_{C \rightarrow 0}$ мН/моль	Композиция	$G = (-d\sigma/dC)_{C \rightarrow 0}$ мН/моль
ПЭГ (Mг=200)	80	Метацид+ ПЭГ (Mг=200)	250
ПЭГ (Mг=400)	150	Метацид+ ПЭГ (Mг=400)	760
ОП-10	1260	Метацид+ ОП-10	1900

При этом поверхностная активность увеличивается в зависимости от молекулярной массы полиэтиленгликолей.

Для композиций на основе ПЭГ рост поверхностной активности при введении метацида наиболее выражен в тех случаях, когда молекулярная масса ПЭГ небольшая. Такой результат, видимо, связан с лимитирующей ролью диффузии молекул ассоциатов ПЭГ – метацид к границе раздела фаз: чем меньше, а, следовательно – и легче молекула, тем быстрее она достигает поверхности раздела и тем быстрее адсорбируется на ней.

Согласно теории моющего действия, первой стадией процесса очистки любой поверхности является смачивание этой поверхности моющим раствором.

По механизму моющего действия вначале происходит смачивание подложки (поверхности) загрязнителя раствором ПАВ. В результате образуется адсорбционный слой ПАВ на поверхности загрязнителя.

Для оценки адгезионных сил взаимодействия используется известное уравнение Юнга-Дюпре, позволяющее рассчитать работу этих сил:

$$W_a = \sigma_{жт}(1 + \cos \theta)$$

Рассчитанные значения работы адгезии представлены в таблице 2.

Таблица 2

Значения работ адгезии для моющих растворов (поверхность – тефлон)

Компонент	W_a , Дж/м ²	Композиция	n	W_a , Дж/м ²
Метацид	32,5	-	-	-
ПЭГ (Mг=200)	43,0	Метацид+ ПЭГ	1	48,3
ПЭГ (Mг=400)	50,5	Метацид+ ПЭГ	1	53,5
ОП-10	38,9	Метацид + ОП-10	0,1	39,6

Исследования показали, что:

- при введении в раствор моющих веществ – полиэтиленгликолей и ОП-10 бактерицидно-фунгицидного компонента, поверхностная активность увеличивается;
- улучшаются смачивающие и адгезионные свойства композиций;
- улучшается моющая способность.

Установлено, что полученные композиции могут быть использованы в качестве бактерицида и моющих присадок при добыче нефти или ее транспортировке путем смыва.

Литература

1. Шерстнев Н.М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988. – С. 184.
2. Мамедов Т.М. Повышение производительности нефтяных скважин с применением растворителей. – Баку: ИНИ ГНКАР, 2005. – С. 345.
3. Гаджибаде А.Г., Кафарова Г.М., Самедов А.М. Композиционные составы, предотвращающие образование асфальтопарафиновых отложений// Нефтепромысловое дело, 2011. – №5. – С. 37-40.

ВЛИЯНИЕ РЕАГЕНТОВ НА ВЯЗКОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.А. Васильева, Г.И. Волкова

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
 Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений страны разрабатывается методом искусственного поддержания пластового давления с целью роста запасов нефти и повышению нефтеотдачи пластов. Обводнение продуктивных пластов на нефтяных месторождениях затрудняет механизированную добычу, сбор и подготовку товарной нефти [2]. При движении нефти и воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное перемешивание и диспергирование, что приводит к образованию эмульсий. Концентрированные эмульсии второго рода (до 74 % об. воды) имеют высокие значения вязкости и стойкость к разрушению. При транспортировке таких систем наблюдаются многократные изменения дисперсности, что отражается на их вязкости и приводит к резким колебаниям гидродинамического сопротивления трубопроводной аппаратуры.

Одним из способов снижения вязкости высоковязких нефтяных эмульсий является применение специальных химических реагентов.

Цель данной работы заключается в подборе эффективного реагента-понижителя вязкости концентрированных эмульсий и оптимальной дозировки для минимизации осложнений при их транспорте.

В качестве объектов взяты: высоковязкая нефть (ВВН) и смолистая нефть (СН) и их смесь состава ВВН:СН = 35:65 (% мас.). Пластовая вода для приготовления эмульсий с ВВН содержала 0,1 моль NaCl и 0,04 моль CaCl₂, а для СН – 0,2 моль NaCl и 0,005 моль CaCl₂. Эмульсии с концентрацией пластовой воды 50 % мас. для ВВН, 65% для СН и смеси ВВН с СН готовили на механической мешалке в течение 10 минут при 2100 об/мин. Для снижения вязкости эмульсий использовали промышленные присадки (НХТ-И, С5А, СИМ), а также растворители (нефтяной толуол, нефтяной ксилол, растворитель Р-12).

Реологические характеристики (вязкость η , напряжение сдвига τ) в широком интервале скоростей деформации (D) определяли с помощью ротационного вискозиметра Brookfield LVDV-III UltraProgrammableRheometer при температуре 20 °С. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc v3.1.

В табл. 1, 2 приведены значения эффективной вязкости и напряжения сдвига при скорости деформации 2,2 с⁻¹, на рис. 1–4 – зависимости вязкости от скорости деформации для 50% эмульсий. Исходя из зависимостей вязкости от скорости деформации, следует отметить высокую структурированность исследованных водонефтяных систем в диапазоне скоростей деформации 0,1–56,2 с⁻¹. При дальнейшем увеличении скорости деформации структура эмульсии разрушается, значения вязкости практически не меняются, и течение эмульсии приближается к ньютоновскому.

Степень снижения вязкости исследуемых эмульсий зависит от типа и концентрации химического реагента. После введения присадки С-5А в эмульсию с ВВН снижается как вязкость, так и напряжение сдвига, причем депрессорный эффект нарастает с увеличением концентрации добавки (табл.1, рис. 1). Для эмульсий с СН только максимальная концентрация присадки (0,1 % мас.) не увеличивает реологические характеристики. Для эмульсии смеси нефтей ВВН+СН введение присадки С5А приводит к увеличению вязкости в 1,6 раза. Эффективность присадки СИМ, введенной в эмульсию с ВВН, растет при увеличении концентрации. Неоднозначна реакция исследуемых эмульсий на введение присадки НХТ-И: вязкость эмульсии со смесью нефтей практически не изменяется при увеличении концентрации присадки; реологические параметры эмульсии с СН снижаются в 2 раза только при максимальной концентрации присадки; для высоковязкой эмульсии с ВВН оптимальными оказались концентрации 0,03–0,05 % мас. (табл. 1, рис. 2).

Таблица 1

Реологические характеристики водонефтяных эмульсий с добавлением присадки при $D_r=2,2 \text{ с}^{-1}$

Эмульсия	Присадка	Концентрация присадки, % мас.									
		0		0,03		0,05		0,07		0,1	
		η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па
ВВН	С5А	9,8	215	5,8	127	4,5	98	3,6	80	2,7	74
	СИМ	9,8	215	9,0	197	7,2	159	6,5	142	5,2	134
	НХТ-И	9,8	215	6,5	144	6,6	149	7,5	153	7,6	168
СН	С5А	1,0	22	1,2	28	1,1	25	1,0	23	0,9	20
	НХТ-И	1,0	22	1,2	27	1,5	35	0,9	20	0,5	11
ВВН+СН	С5А	1,0	22	1,7	38	1,7	38	1,7	38	1,7	36
	НХТ-И	1,0	22	1,2	26	1,1	24	0,8	18	0,9	19

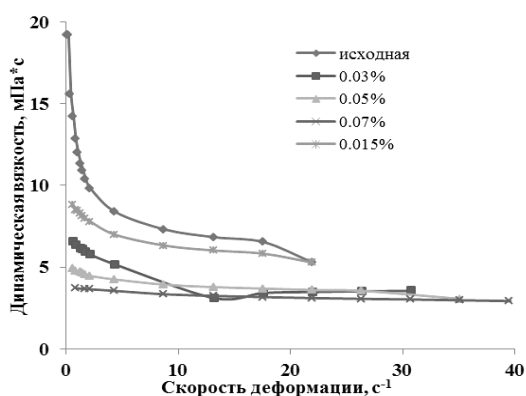


Рис.1 Влияние добавки С5Ана динамическую вязкость водонефтяной эмульсии с ВВН при 20°С

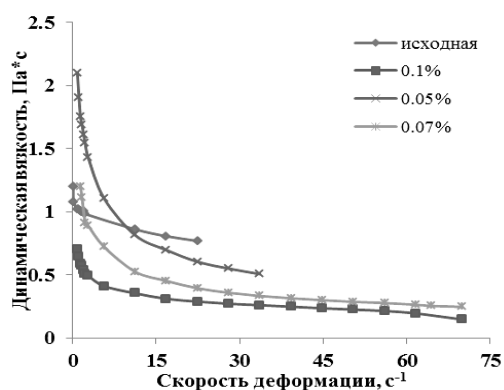


Рис.2 Влияние добавки НХТ-Ина динамическую вязкость водонефтяной эмульсии с СН при 20°С

Известно, что органические растворители, особенно ароматической природы, значительно снижают вязкость нефтей с высоким содержанием смолистоасфальтеновых компонентов[1]. Исследовано влияние ряда растворителей на реологические характеристики приготовленных эмульсий (табл. 2). Максимальную эффективность показали растворитель Р-12 и нефтяной ксилол. При добавлении только 1 % мас. Р-12 в эмульсию с ВВН можно снизить вязкость в 2,5 раза, а 5 % мас. – в 32 раза по сравнению с исходной (рис. 3). Нефтяной ксилол показал высокую эффективность по отношению к эмульсии смеси ВВН+СН (рис. 4).

Таблица 2

Реологических характеристики водонефтяных эмульсий с добавлением растворителей при $D_r=2,2 \text{ с}^{-1}$

Эмульсия	Растворитель	Концентрация, % мас.							
		0		1		3		5	
		η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па	η , Па*с	τ , Па
ВВН	Толуол	9,8	215	6,4	141	2,8	61	2,2	47
	Р-12	9,8	215	3,7	82	2,4	53	0,3	6
	Нефтяной ксилол	9,8	215	5,4	118	2,1	46	1,5	32
ВВН+СН	Толуол	1,1	22	0,9	20	0,3	15	0,5	3
	Р-12	1,1	22	1,3	30	0,9	19	1,2	26
	Нефтяной ксилол	1,1	22	1,2	26	0,4	9	0,3	7

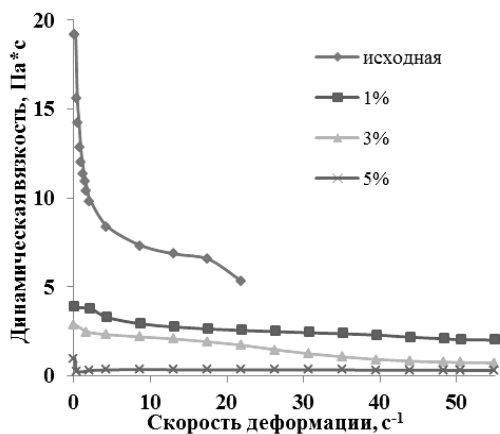


Рис.3. Влияние добавки Р-12 на динамическую вязкость водонефтяной эмульсии с ВВН при 20°С

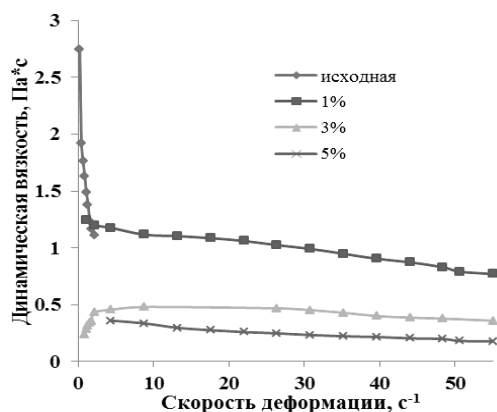


Рис.4. Влияние добавки нефтяной ксилол на динамическую вязкость водонефтяной эмульсии с ВВН+СН при 20°С

Таким образом, проведенные исследования не позволили выявить универсальную присадку, улучшающую в равной степени реологические параметры всех приготовленных эмульсий. Органические растворители позволяют снизить вязкость и напряжение сдвига в десятки раз, при больших концентрациях.

Литература

1. Волкова Г.И., Шелест Н.Н., Прозорова И.В. Влияние природы разбавителей на вязкость смолистых нефтей//Нефтепереработка и нефтехимия, 2011. – №1. – С.17–20.
2. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Назаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин/ Под ред. М.Д. Валева. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2003. – 303 с.

**АНАЛИЗ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ОЛЕФИНОВ В УСЛОВИЯХ
 ИЗМЕНЯЮЩЕГОСЯ РАСХОДА ВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА**

П.А. Глик¹, В.В. Платонов², К.О. Фефелова¹

Научный руководитель: профессор Е.Н. Ивашкина

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «КИНЕФ» г. Кириши, Россия

Процесс дегидрирования высших парафинов узкой фракции парафинов C₉-C₁₄ предназначен для получения олефинов нормального строения, являющихся основным сырьевым компонентом производства ЛАБ – линейных алкилбензолов. ЛАБ нашли сегодня применение в производстве синтетических моющих средств (СМС) как промышленного, так и бытового назначения. Роль моющих средств в каждом отдельно взятом производстве и на бытовом уровне неоспоримо важна и с каждым годом объемы мирового производства данного продукта динамично возрастают.

Показатели производительности установки получения олефинов во многом определены технологией процесса дегидрирования n-парафинов C₉-C₁₄. Согласно действующей технологии процесс ведется в узком температурном интервале от 467 до 487 °С, при давлении в реакторе 0,18 – 0,22 МПа и расходе сырья – 75 м³/ч. Побочным продуктом процесса является высокомолекулярные полициклические ароматические структуры – кокс. Поскольку процесс дегидрирования является каталитическим, в качестве катализатора используется Pt, нанесенная на Al₂O₃, то сохранение активности катализатора является важнейшей задачей химиков-технологов в условиях интенсивного коксообразования [2].

С целью снижения скорости побочных реакций используют два технологических приема: применение циркулирующего водородсодержащего газа (ВСГ), а также ввод в реакционную среду деминерализованной воды. Мольное соотношение водород/сырье согласно технологии определено в интервале от 6/1 до 8/1. С учетом специфики реакций дегидрирования целесообразнее вести процесс при более низком давлении, которое создается именно соотношением водород/сырье. При снижении мольного соотношения наблюдается увеличение целевого продукта – олефинов, но наряду с этим отмечается увеличение скорости дезактивации катализатора коксом [1].

При проведении процесса при пониженном мольном соотношении водород/сырье с увеличенным выходом целевого продукта, что определяется концентрацией олефинов в продуктовом потоке, необходимо осуществлять дополнительное введение в реакционную зону деминерализованной воды. На этапе оптимизации процесса дегидрирования было определено, что ВСГ и вода совместно способствуют не только снижению скорости побочных реакций коксообразования, но и разрушению аморфной структуры кокса на поверхности катализатора.

Правильно подобранный и обоснованный режим подачи воды в реактор способствует сохранению активности катализатора на фоне увеличенного выхода олефинов. С данной целью была модернизирована программа, моделирующая процесс дегидрирования, адекватно описывающая работу установки при мольном соотношении водород/сырье – 7/1 [3]. Снижение мольного соотношения до 6/1 при постоянстве прочих технологических параметров вызывает необходимость расчета оптимальной подачи воды в реактор. В ходе усовершенствования программы была определена зависимость подачи воды при пониженном мольном соотношении H₂/сырье в зависимости от температуры в реакторе и степени дезактивации кокса. С помощью моделирующей системы были выработаны рекомендации по режиму подачи воды в реактор. На основании полученных рекомендаций с использованием модели на действующей установке производства олефинов в ООО «КИНЕФ», г. Кириши был проведен промышленный эксперимент с ноября по декабрь 2014 года.

Эксперимент проводился при пониженном мольном соотношении водород/сырье – 6/1 при увеличенной подаче деминерализованной воды в реактор. Увеличение концентрации олефинов в продуктовом потоке при снижении мольного соотношения H₂/сырье по модели подтвердились в ходе эксперимента.

Результаты эксперимента и расчета на модели представлены в таблице 1.

Таблица

Результаты расчета на модели и полученные в ходе эксперимента

Дата	Температура, °С	Концентрация олефинов в продуктовом потоке, % масс, при мольном соотношении			Отклонение модели, %
		7/1 (модель)	6/1 (модель)	6/1 (эксперимент)	
17.11.14	477,2	8,51	9,24	9,21	0,31
20.11.14	477,7	8,96	9,58	9,51	0,73
23.11.14	476,8	8,74	9,44	9,35	0,95
26.11.14	477,0	8,66	9,32	9,25	0,75
29.11.14	477,3	8,68	9,38	9,36	0,21
02.12.14	476,8	8,60	9,40	9,32	0,85
05.12.14	477,4	8,66	9,34	9,29	0,53
08.12.14	477,7	8,83	9,25	9,24	0,11
11.12.14	477,3	8,63	9,36	9,27	0,96
14.12.14	476,6	8,52	9,26	9,18	0,86
17.12.14	476,8	8,59	9,28	9,23	0,54

Во время эксперимента температура поддерживалась на относительно постоянном уровне в 477,0 °С. Для такой же температуры строился и прогноз работы реактора и режимы подачи воды. Согласно полученным данным отчетливо видно, что модель адекватно описывает процесс, относительная погрешность расчета от реальных значений не превышает 1,0 %. С другой стороны отчетливо видна разница между концентрацией олефинов в продуктивном потоке при различном мольном соотношении водород/сырье. Среднее значение увеличения концентрации при снижении мольного соотношения за месяц проведения эксперимента находится на уровне 0,7 % масс. При переводе разностей концентраций в увеличенном выходе олефинов на конечный продукт – ЛАБ, производительность по линейным алкилбензолам возросла в среднем с 168 – 173 т/сутки до 178 – 182 т/сутки. То есть увеличение концентрации олефинов в продуктивном потоке на 0,7 – 1,0 % масс. приводит к увеличению производительности установки алкилирования на 7-10 т/сутки, что в пересчете на весь сырьевой цикл – 365 суток - около 2,5 – 3,5 тыс. т дополнительного продукта – ЛАБ. Следует отметить, что эксперимент проводился при незначительном избытке расхода деминерализованной воды в реактор, что в условиях эксперимента является допустимым и необходимым. При оптимальном расходе воды концентрация олефинов в продуктивном потоке оказалась более высокой, что отражается в более высоких значениях модельных концентраций по отношению к экспериментальным.

В ходе проводимого эксперимента не возникло не запланированных сбоев, поэтому было принято решение перевести режим эксперимента в рабочий режим реактора. При этом рекомендуемый расход воды в реактор рассчитывается на модели и регулируется на производстве в зависимости от требуемой концентрации олефинов в продуктивном потоке. В настоящий момент реактор работает на пониженном мольном соотношении водород/сырье – 6/1 и расход воды в реактор составляет 8,5 - 9,0 л/ч, при этом ресурсный цикл катализатора находится на отметке в 360 – 370 суток, то есть сохраняется на прежнем уровне. Концентрация олефинов в продуктивном потоке на начало марта составляет 8,9 – 9,1 % масс., что по сравнению с предыдущим циклом на ту же дату выше на 0,2 – 0,3 % масс. Следует отметить, что температура в реакторе при пониженном мольном соотношении поддерживается на более низком уровне в 478,0 – 479,0 °С против 480,0 – 481,0 °С прошлого цикла на одинаковую дату с момента запуска реактора.

Динамика подачи воды в реактор дегидрирования согласно модели представлена на рисунке 1.

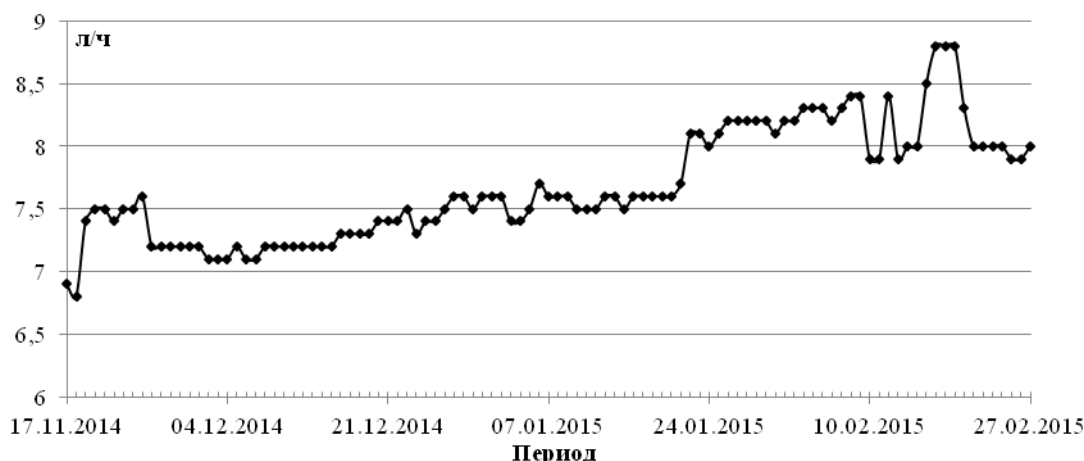


Рис. Динамика подачи воды в реактор дегидрирования

Проведенные исследования работы установки дегидрирования высших парафинов при пониженном мольном соотношении водород/сырье с использованием модели и проведенных промышленных экспериментов позволили увеличить производительность установки по целевому продукту на 0,7 – 1,0 % масс., при этом ресурс работы катализатора остался прежним – на уровне 360 – 370 суток. Сохранение активности катализатора при пониженном мольном соотношении обеспечивается оптимальным расходом воды в реактор. Динамика изменения расхода воды в реактор на протяжении всего цикла осуществляется постепенно с увеличением температуры в реакторе с 4,0 л/ч до 12,0-14,0 л/ч.

Литература

1. Пат. 2486168 РФ. МПК С07С 5/333, С07С 11/02. Способ управления активностью катализатора процесса дегидрирования высших n-парафинов / Козлов И.А., Андреев А.Б., и др. Заявлено 10.04.2012; Оpubл. 27.06.2013, Бюл. № 41. – 10 с.: ил.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Францина Е.В., Киселёва С.В., Романовский Р.В. Термодинамическая устойчивость коксогенных соединений, образующихся на поверхности платиносодержащих катализаторов дегидрирования, при окислении их водой // Нефтехимия, 2013. – Т. 53. – № 4. – С. 302 – 311.
3. Францина Е.В., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Романовский Р.В. Разработка математической модели управления активностью катализатора дегидрирования парафинов в производстве линейных алкилбензолов // Химическая технология, 2014. – Т. 238. – С. 129 – 139.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

С.Ф.Ким, С.Н. Гизатуллина

Научный руководитель: доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы разделения водонефтяных эмульсий являются важным этапом подготовки сырой нефти к транспортировке и последующей переработке. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий как гетерогенных систем посвящено значительное количество работ [1-3]. 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 [4]. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 в товарной нефти I группы допустимое содержание воды не должно превышать 0,5% масс., а концентрация хлористых солей не должна превышать 100 мг/л [5]. Технологические особенности разделения водонефтяных эмульсий часто не позволяют полностью отделить нефть от воды, поэтому товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающие заводы с остаточной обводненностью. Содержание в нефти воды приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и другого оборудования, что обуславливает необходимость удаления их из нефти непосредственно на промыслах [6]. В связи с этим требуется постоянная адаптация технологических режимов работы существующего оборудования с целью обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания [7,8].

Целью данной работы является сравнительный анализ методов расчета остаточной обводненности нефти и рекомендация методики расчета для построения математической модели.

Математическое описание 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 [7,8]. Обводненность нефти после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить по следующей формуле [7,9]:

$$\frac{\omega_{\text{стесн}}}{\omega_{\text{своб}}} = \frac{\left[(1 - W_{\text{вых}})^2 - \left(1 - \frac{W_{\text{вых}}}{W_{\text{вх}}} \right)^2 \right] (1 - W_{\text{вых}})^{4,7}}{(1 - W_{\text{вых}})^2} \quad (1)$$

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 [10]. При исследовании данных методов, нами 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.

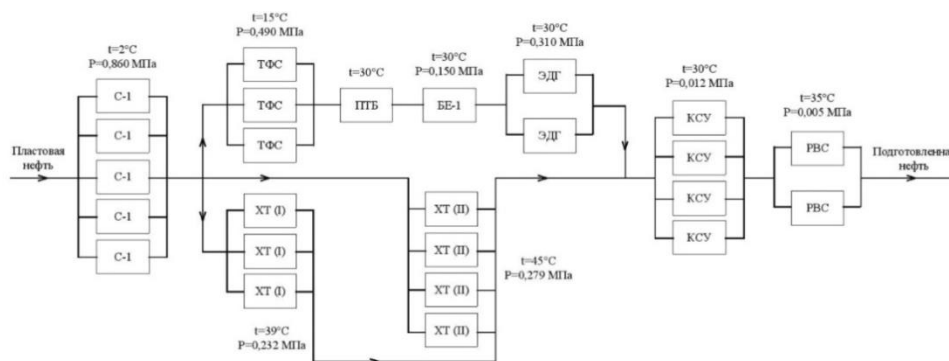


Рис. Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти:

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» Итипа; КСУ – сепаратор концевой ступени; РВС – резервуар вертикальный стальной.

На представленной установке подготовки нефти используется разнообразное оборудование, в котором происходят процессы сепарации и разделения водонефтяной эмульсии. Технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Усредненные технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов

Параметр, единица измерения	Аппарат		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
Давление, кгс/см ²	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. В данной моделирующей системе реализован модульный принцип формирования моделей аппаратов технологической схемы. Каждый модуль описывает отдельные процессы промышленной подготовки нефти: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарацию газа от нефти, отстаивание водонефтяной эмульсии [7,8]. 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 $\omega_{\text{стесн}}$	Значения $\omega_{\text{стесн}}$ по аппаратам, $\cdot 10^{-4}$ м/с		
		ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	$\omega_{\text{стесн}} = \frac{2 \cdot R - H}{t_{\text{ос}}}$	9,12	11,85	4,75
2	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot \frac{(2 - 3 \cdot W_{\text{вх}})^2}{4 + 3 \cdot W_{\text{вх}} + 3 \cdot \sqrt{8 \cdot W_{\text{вх}} - W_{\text{вх}}^2}}$	13,73	11,28	3,58
3	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot (1 - W_{\text{вх}})^{4,8}$	20,56	14,48	5,36

В варианте №1: R – радиус аппарата, м; H – высота водяной подушки, м; $t_{\text{ос}}$ – 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	$W_{\text{вых}}$, % 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.

Список литературы

1. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добычи нефти. – ФЭН.: Казань, 2000. – 416с.
2. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти и газов в промышленных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 283с.
3. Sjoblom J., Urdahl O., Hoiland H. et al. – Progress in Colloid and Polymer Science. – 1990. – V.82. – P. 131-139.
4. 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.
5. Нефть. Общие технические условия. ГОСТ Р 51858-2002. Издание официальное. Госстандарт России. Москва, 2002. 8с
6. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Уфа: УГНТУ, 2008. 565с.

7. 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.
8. Kim S.F., Usheva N.V., Moyzes O.E., Kuzmenko E. A., Samborskaya M. A., Novoseltseva E.A. Modelling of dewatering and desalting processes for large-capacity oil treatment technology//Procedia Chemistry. – 2014 – Vol. 10. – p. 448-453.
9. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. 320с.
10. 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.

ЭТАПЫ ПОСТРОЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

С.В. Киселёва, В.И. Стебенева, Г.Ю. Назарова

Научный руководитель – профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Каталитический крекинг имеет большое значение для глубокой переработки нефти, т.к. он позволяет из разнообразного трудно утилизируемого нефтяного сырья получать широкий спектр продуктов, таких как высокооктановая бензиновая фракция — компонент высококачественного бензина, сырье для нефтехимии, производством технического углерода и кокса.

Разработка математической модели процесса нефтепереработки включает в себя несколько этапов реализации. Начальным этапом построения математического описания процесса является изучение теоретических и экспериментальных закономерностей процесса, выявление основных проблем и особенностей эксплуатации промышленной установки, а также проведение необходимых лабораторных исследований для определения группового состава сырьевых потоков и продуктов установки. Далее необходимо выполнить термодинамический анализ предполагаемых реакции процесса каталитического крекинга, по результатам которого можно будет сделать вывод о вероятности протекания той или иной реакции и составить формализованную (групповую) схему превращений углеводородов.

Целью данной работы является определение термодинамических закономерностей процесса каталитического крекинга нефтяного сырья – первого этапа построения математического описания процесса каталитического крекинга.

Поскольку процесс каталитического крекинга является процессом углубленной переработки нефтяного сырья, термодинамические параметры по высокомолекулярным углеводородным соединениям в справочнике не найдены. Для решения этой задачи был использован программный продукт Gaussian, реализующий квантово-химические методы расчета предполагаемых реакций в ходе процесса каталитического крекинга. Модели веществ, участвующих в реакциях, были построены в программе GaussView. В качестве метода расчета выбран неэмпирический метод DFT – теория функционала плотности. Теоретическим приближением являлась модель B3LYP (теория функционала плотности Беке (B3), использующая электронную корреляцию Ли Янга и Пара (LYP)), базис 3-21G [1].

Проведено сравнение результатов расчета термодинамических параметров для низкомолекулярных углеводородов неэмпирическим методом DFT с табличными значениями [2,3].

После сравнения значений термодинамических параметров, полученных неэмпирическим методом DFT со справочными, сделан вывод, что значения, рассчитанные методом DFT, являются достоверными.

Термодинамическая вероятность протекания реакций при средней температуре в реакционной зоне (температура 504 °С и давление 0,108 МПа) была оценена по значению изменения энергии Гиббса в ходе реакции ΔG .

В ходе проведенных исследований были рассчитаны термодинамические параметры реакций крекинга n-парафиновых углеводородов с образованием олефинов (табл.1).

Таблица 1
 Зависимость изменения термодинамических параметров от положения двойной связи в молекуле олефина и длины углеводородной цепи

Реакции	Положение двойной связи			
	У первого атома углерода		По центру цепи	
	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль
$C_{14}H_{30} \rightarrow C_7H_{16} + C_7H_{14}$	81,85	-46,84	70,80	-60,53
$C_{15}H_{32} \rightarrow C_7H_{16} + C_8H_{16}$	81,18	-55,15	69,60	-71,51
$C_{16}H_{34} \rightarrow C_8H_{18} + C_8H_{16}$	80,96	-58,47	69,38	-74,86
$C_{17}H_{36} \rightarrow C_9H_{20} + C_8H_{16}$	80,84	-59,50	69,33	-75,60
$C_{30}H_{62} \rightarrow C_{15}H_{30} + C_{15}H_{32}$	81,3	-63,46	69,38	-78,35

Результаты расчетов демонстрируют, что реакции крекинга n-парафиновых углеводородов обладают эндотермическим эффектом и при увеличении молекулярной массы, реакционная способность n-парафинов в реакциях крекинга возрастает, причем, при технологических условиях процесса, наиболее вероятно образование непредельного углеводорода с положением двойной связи посередине.

Результаты расчета термодинамических параметров реакций процесса каталитического крекинга при технологических параметрах процесса представлены в таблице 2.

Таблица 2

Средние значения термодинамических параметров реакций процесса каталитического крекинга при $T=504$ °С, $P=0.108$ МПа

Реакции	ΔH , кДж/моль	ΔG , кДж/моль
1. Крекинг высокомолекулярных парафинов с образованием низкомолекулярных парафинов ($C_{16}H_{34} \rightarrow C_8H_{18} + C_8H_{16}$)	69,38	-74,86
2. Крекинг высокомолекулярных изопарафинов ($CH_3-CH(CH_3)-(CH_2)_{12}-CH_3 \rightarrow i-C_4H_{10} + C_{12}H_{24}$)	66,25	-60,16
3. Крекинг среднемолекулярных n-парафинов ($C_7H_{16} \rightarrow C_4H_8 + C_3H_6$)	69,88	-62,27
4. Изомеризация среднемолекулярных парафинов ($n-C_7H_{16} \rightarrow i-C_7H_{16}$)	-1,92	-2,34
5. Крекинг среднемолекулярных изопарафинов ($CH_3-CH(CH_3)-(CH_2)_3-CH_3 \rightarrow i-C_4H_{10} + C_3H_6$)	62,13	-63,21
6. Крекинг олефинов ($C_7H_{14} \rightarrow C_5H_{10} + C_2H_4$)	94,15	-28,28
7. Перераспределение водорода ($((CH_3)_3-C_6H_9 + C_5H_{10} \rightarrow (CH_3)_3-C_6H_3 + i-C_4H_{10}$)	99,33	-111,76
8. Деалкилирование нафтен	42,97	-96,82
9. Деалкилирование ароматических углеводородов ($CH_3-C_5H_{11}-C_6H_4 \rightarrow CH_3-C_6H_5 + C_5H_{10}$)	82,5	-62,74
10. Дегидрирование бициклических нафтен ($C_{10}H_{18} \rightarrow C_4H_9-C_6H_5 + 2H_2$)	201,3	-60,3
11. Дегидрирование моноциклических нафтен ($CH_3-C_5H_{11}-C_6H_{10} \rightarrow CH_3-C_6H_{11} + C_3H_{10}$)	211,6	-99,42
12. Образование кокса (поликонденсация)	940,93	-702,67

Как показали расчеты, наибольшей термодинамической вероятностью обладают реакции крекинга высокомолекулярных парафинов ($\Delta G = -74,86$ кДж/моль), перераспределения водорода ($\Delta G_{ср} = -111,76$ кДж/моль), дегидрирования нафтен ($\Delta G_{ср} = -99,42$ кДж/моль), деалкилирования ароматических углеводородов ($\Delta G_{ср} = -62,74$ кДж/моль), а также коксообразования ($\Delta G_{ср} = -702,67$ кДж/моль).

Результаты проведенных исследований будут использованы для разработки кинетической модели процесса каталитического крекинга.

Литература

1. Поleshuk, O.X. Химические исследования методами расчета электронной структуры молекул / Поleshuk O.X., Kizhner D.M. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 146 с.
2. Сталл Д. Химическая термодинамика органических соединений / пер. с англ. – Москва: Изд-во «Мир», 1971. – 809 с.
3. Киселёва С.В., Назарова (Силко) Г.Ю., Стебенева В.И. Термодинамический анализ процесса каталитического крекинга нефтяного сырья с использованием методов квантовой химии // Актуальные проблемы науки и техники: материалы VII Международной научно-практической конференции молодых ученых: в 2 т., г.Уфа, 18-20 ноября 2014. - Уфа: УГНТУ, 2014 - Т. 1 - С. 141-142

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА СЫРЬЯ НА РЕЦЕПТУРУ СМЕШЕНИЯ ТОВАРНОГО БЕНЗИНА

О.С. Кныш, М.В. Киргина

Научный руководитель ассистент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Практика применения бензина насчитывает десятки лет, с каждым годом всё больше ужесточаются требования к товарным характеристикам моторных топлив, ввиду которых производители находятся в постоянном поиске оптимальных методик получения бензина, близкого к экологически чистому продукту на экономически выгодных условиях. Создание таких методик – один из наиболее важных и актуальных вопросов современной нефтепереработки.

Наиболее ответственным процессом для формирования качественных и количественных показателей бензина является процесс компаундирования. Компаундирование – процесс смешения различных компонентов бензина, таких как: прямогонные бензины, продукты процессов каталитического риформинга, изомеризации, крекинга, алкилирования, антидетонационные присадки и добавки-оксигенаты. Каждый сырьевой поток имеет индивидуальный состав и содержит сотни углеводородов различного строения. Кроме того, свойства бензина

зависят от физико-химических свойств компонентов смесей, определяющими из которых являются детонационная стойкость и давление насыщенных паров.

Детонационная стойкость количественно выражается октановым числом и является величиной неаддитивной, т.е. октановые числа смешения потоков значительно отличаются от взвешенной суммы октановых чисел отдельных компонентов. Непостоянство и многокомпонентность состава сырья, неаддитивность физико-химических свойств потоков приводит к значительным сложностям, возникающим при оптимизации процесса смешения бензинов. Одной из основных задач, стоящих на сегодняшний день перед большинством нефтеперерабатывающих заводов является оптимизация процесса компаундирования, что возможно только с использованием математического моделирования.

На кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета была разработана компьютерная моделирующая система «Compounding», которая позволяет точно рассчитывать детонационные характеристики бензинов, чутко реагировать на изменение состава сырья и тем самым варьировать рецептуры смешения для получения товарного бензина, требуемой марки, отвечающего всем экологическим стандартам.

В основе моделирующей системы лежит математическая модель, которая позволяет проследить зависимость между неаддитивностью октанового числа смешения и величиной полярности компонентов бензиновой смеси:

$$OЧ_{см} = \sum_{i=1}^n (OЧ_i \cdot C_i) + B; B = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=2}^n B_i B_j C_i C_j; B_i = \alpha \left(\frac{D_i}{D_{max}} \right)^n. \quad 1)$$

где $OЧ_{см}$ – октановое число смешения бензина; B – суммарное отклонение октановых чисел от аддитивности; C_i – концентрация i -го компонента, отн. ед.; B_i, B_j – величины, характеризующие склонность i -й молекулы к межмолекулярному взаимодействию с j -й молекулой, которую можно выразить через дипольные моменты молекул; α и n – кинетические параметры, определяющие интенсивность межмолекулярных взаимодействий в зависимости от дипольного момента D ; D_{max} – максимальный дипольный момент молекул ароматических углеводородов C_{9+} .

Основой для создания математической модели послужил тот факт, что причиной отклонений октановых чисел бензинов от правила аддитивности является наличие между углеводородами, входящими в состав бензинов, взаимодействий, которые зависят от полярности молекул компонентов бензиновой смеси. Учет межмолекулярных взаимодействий компонентов бензина позволяет прогнозировать октановые числа бензинов наиболее точно. Кроме того было выявлено, что неаддитивность при смешении проявляют не только углеводороды бензиновой фракции. Добавки и присадки, вовлекаемые в процесс компаундирования, также являются полярными. Еще одной ключевой характеристикой качества бензина является давление насыщенных паров (ДНП). В моделирующей системе ДНП индивидуальных углеводородов с высокой точностью рассчитывается по уравнению Антуана.

В ходе работы с использованием компьютерной моделирующей системы было исследовано влияние состава вовлекаемых в производство бензина потоков на рецептуру смешения и основные качественные характеристики моторного топлива. С помощью системы «Compounding» был произведен расчет октановых чисел по моторному (ОЧМ) и исследовательскому (ОЧИ) методам и физико-химических свойств компонентов товарных бензинов, результаты расчета представлены в табл. 1. Как можно видеть из табл. 1 риформаты, бензины каталитического крекинга и изомеризаты различного состава, отличаются по своим свойствам. Повышению октанового числа способствует содержание изопарафинов и ароматических углеводородов.

Таблица 1

Октановые числа и основные свойства компонентов товарных бензинов

Поток	ОЧИ	ОЧМ	ДНП, кПа	Плотность, кг/м ³	Бензол, % мас.	Ароматические углеводороды, % мас.
Алкилат	94,9	97,5	34,7	679,1	0,00	0,00
Бензин каталитического крекинга	91,0	82,8	53,6	741,4	0,75	34,49
Бензин каталитического крекинга 2	89,3	80,7	50,5	716,7	0,63	23,51
Риформат 1	102,8	92,9	23,7	808,9	2,69	77,70
Риформат 1.1	104,3	94,8	19,3	816,0	1,70	79,90
Риформат 1.2	103,9	94,9	24,3	811,3	2,70	77,50
Изомеризат 1	90,9	88,6	62,9	637,7	0,00	0,00
Изомеризат 1.1	92,4	90,3	62,6	646,1	0,00	0,00
Изомеризат 1.2	89,2	87,1	61,3	634,7	0,00	0,00

Далее с помощью моделирующей системы, были разработаны рецептуры смешения бензинов марок Регуляр-92, Премиум-95 и Супер-98, соответствующих требованиям ГОСТ Р 51866-2002 и Технического регламента таможенного союза. В табл. 2 приведены рецептуры смешения товарных бензинов, соответствующих по своим характеристикам экологическому классу Евро-5 с использованием предоставленных потоков.

Таблица 2

Рецептуры смешения товарных бензинов, % мас.

Потоки	Премиум-95	Супер-98
Риформат 1	31,0	–
Риформат 1.2	–	31,5
Бензин каталитического крекинга	–	21,0
Бензин каталитического крекинга 2	24,0	–
Изомеризат 1	23,9	11,4
Изопентан	–	12,0
Алкилат	17,1	18,3
н-бутан	4,0	–
МТБЭ	–	5,8

Далее было рассмотрено влияние состава компонентов на характеристики товарных бензинов. Зависимость была рассмотрена на примере влияния состава вовлекаемых риформатов на рецептуру смешения товарного бензина марки Премиум-95 – риформат 1 был заменен на риформаты другого состава, с отличными от данного характеристиками, в неизменном процентном содержании (31 % мас.) Результат компаундирования представлен в табл. 3.

Таблица 3

Рецептура смешения бензина марки Премиум-95 с вовлечением риформатов различного состава

Характеристики товарных бензинов	Риформат 1	Риформат 1.1	Риформат 1.2
ОЧИ	95,0	95,3	94,9
ДНП, кПа	54,8	53,3	54,7
Содержание бензола, % мас.	0,99	0,68	0,99
Содержание ароматических углеводородов, % мас.	29,68	30,41	29,74

Проанализировав полученные данные, имеем, что качество и состав вовлекаемого риформата существенно влияет на ведущие характеристики товарных бензинов. Отсутствие учета различий в составе потоков может привести к получению бензина с октановым числом меньше нормы (как в случае риформата 1.2), что приводит к вынужденным дополнительным затратам ресурсов.

Также было рассмотрено влияние состава вовлекаемого изомеризата на рецептуру смешения товарного бензина марки Супер-98. В представленную ранее рецептуру были введены потоки изомеризата, имеющие иные характеристики, но в таком же процентном соотношении (11,4 % мас.) Результат смешения представлен в табл. 4.

Таблица 4

Рецептура смешения бензина марки Супер-98 с вовлечением изомеризатов различного состава

Характеристики товарных бензинов	Изомеризат 1	Изомеризат 1.1	Изомеризат 1.2
ОЧИ	98,1	98,2	97,8
ДНП, кПа	51,6	51,5	51,4
Содержание бензола, % мас.	1,00	1,00	1,00
Содержание ароматических углеводородов, % мас.	31,73	31,73	31,73

Приведенные результаты показывают, что рецептуры смешения бензина при использовании изомеризатов различных составов различаются. Так, при производстве бензина марки Супер-98 класса Евро-5, вовлекаемый изомеризат 1.2 по своим параметрам незначительно уступает изомеризату 1, но в результате вовлечения данного изомеризата ОЧИ бензина снижается на 0,2 пункта, что не позволяет получить бензин, соответствующий по октановому числу заявленной марке. Выходом из данной ситуации является использование антидетонационных присадок. При добавлении в рецептуру бензина марки Супер-98 класса Евро-5 при использовании изомеризата 1.2 0,045 % мас. присадки монометиланилин (ММА), ОЧИ бензина вновь приобретает значение 98. Однако вовлечение присадки потребует значительных затрат на ее приобретение. Применение присадок является достаточно затратным методом, целесообразнее разрабатывать рецептуру бензина, учитывая состав вовлекаемых в смешение потоков.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что одним из основных параметров, влияющих на свойства и рецептуру смешения бензина, является состав вовлекаемых потоков. Невозможно создать единую рецептуру бензина, используя потоки, отличающиеся по составу и характеристикам. Подход к каждой разработке каждой рецептуры должен быть индивидуальным и определяется свойствами вовлекаемых потоков.

ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АСФАЛЬТЕНОВ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ТЕРМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

Д. С. Корнеев, Г. С. Певнева

Научный руководитель профессор А. К. Головкин
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время в мировой нефтепереработке четко наметилась тенденция к увеличению доли тяжелых нефтей в общем объеме перерабатываемого углеводородного сырья [3]. Тяжелые нефти и природные битумы содержат в своем составе значительные количества смол и асфальтенов (высокомолекулярных

гетероатомных соединений), наличие которых обуславливает проблемы в процессах переработки, связанные с высоким содержанием в них гетероатомов и металлов, являющихся каталитическими ядами (V, Ni, Fe и т.д.) [1]. На данный момент существует много вопросов, связанных с качественными и структурными изменениями этих компонентов в термических процессах, а также об их взаимном влиянии. Особый интерес вызывает исследование превращений молекул асфальтенов, т.к. их структура не имеет постоянного состава и строения. Важное место в исследовании высокомолекулярных гетероатомных соединений нефти имеет структурно-групповой анализ, основанный на данных об элементном составе, молекулярной массе и спектрометрии протонного магнитного резонанса (ПМР) [4]. Данный метод позволяет определять значения структурных параметров средней молекулы, на основании которых можно прогнозировать и выявлять закономерности поведения высокомолекулярных гетероатомных компонентов в термических процессах.

Целью данной работы является исследование направленности структурных изменений молекул асфальтенов тяжелого углеводородного сырья в термических процессах.

Эксперименты проводились с использованием трех тяжелых нефтяных систем, таких как среднесмолистая нефть Барсуковского месторождения с низким содержанием асфальтенов ($\rho = 886 \text{ кг/м}^3$), высокосмолистый природный битум Ашальчинского месторождения с высоким содержанием асфальтенов ($\rho = 978 \text{ кг/м}^3$) и модельная нефтяная система, полученная смешением эквивалентных масс нефти и битума. Данные образцы существенно различаются по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ: значения для смол варьируются от 11,2 % до 25,9 % мас., для асфальтенов – в диапазоне 0,9-7,7 % мас. (таблица).

Таблица

Вещественный состав исходных образцов

Образец	Содержание, % мас.		
	Смоли	Асфальтены	Масла
Нефть	11,2	0,9	87,9
Модельная смесь	16,0	4,2	79,8
Битум	25,9	7,7	66,4

Содержание смолисто-асфальтеновых веществ в исходных нефтяных системах определялось по стандартной методике [2]. Навеска образца растворялась н-гексаном в массовом соотношении 1:40, и данный раствор выдерживался в темном месте в течение суток. Выпавшие в осадок асфальтены, представляющие собой взвешенные частицы, фильтровались через бумажный фильтр «синяя лента», который далее помещался в бумажный патрон и в аппарате Сокслета отмывался гексаном от мальтенов (масел и смол) в течение 48 часов. Затем асфальтены из патрона вымывались хлороформом и сушились до постоянного веса. Полученный раствор мальтенов в гексане концентрировался путем испарения растворителя, и далее навеска мальтенов наносилась на хроматографическую колонку, где в качестве адсорбента был загружен силикагель в 15-кратном избытке по отношению к массе навески. Масла выделялись из колонки гексаном, после чего этанол-бензольной смеси (1:1) вымывались смолистые вещества. Затем полученные масла и смолы сушились до постоянного веса. Асфальтены нефтяных смесей после термоллиза выделялись по той же схеме, что и асфальтены исходных образцов.

Термоллиз нефтяных систем проводился в реакторах объемом 12 см³. Масса навески образца составляла 7 г. Эксперименты проводились при температуре 450 °С в течение 2 часов в инертной среде.

Структурно-групповой анализ асфальтенов исходных нефтяных систем показал, что средние молекулярные массы (ММ) асфальтенов барсуковской нефти (А1), модельной смеси (А2) и ашальчинского битума (А3) составляют 1175, 1539, 1094 а.е.м. соответственно. Относительное содержание углерода в средней молекуле снижается с увеличением доли асфальтенов в сырье с 86 до 78,5 %, в то время как содержание водорода во всех образцах находится на уровне 7,2-7,4 %. Это говорит о том, что наибольшую протонодефицитность испытывают молекулы асфальтенов А1. Следует отметить, что во всех представленных типах молекул по мере увеличения содержания асфальтенов в нефтяной системе возрастает доля гетероатомов с 7% до 14 % для А1 и А3, соответственно, причем возрастает не только суммарное, но и индивидуальное содержание каждого гетероэлемента. Таким образом, от А1 к А3 увеличивается содержание азота на 0,3 %; кислорода на 1,9 % и серы на 5,3 %.

Важной особенностью исследуемых образцов является снижение фактора ароматичности с 46% (А1) до 42,5 % (А3), при этом доля углерода алифатических цепей в молекулах асфальтенов типа А1 в 2 раза ниже чем в молекулах асфальтенов типа А2 и А3 (рисунок). Кроме того, молекулы асфальтенов характеризуются увеличением степени замещенности ароматических фрагментов от А1 к А3, а также в этом ряду возрастает доля пятичленных колец в циклических системах с 0,11 % до 0,21%.

Диапазон значений молекулярных масс термически обработанных молекул асфальтенов составил 1106 (А3) – 1707 (А1) а.е.м., причем масса молекул типа А2 и А3 практически не изменилась, в то время как средняя молекулярная масса А1 возросла приблизительно на треть. По данным элементного состава, при термоллизе во всех образцах наблюдается снижение содержания водорода приблизительно на 1 %, несмотря на

практически неизменное содержание углерода в молекулах. Не менее важно и то, что относительное содержание гетероатомов в молекулах возросло на 0,5 – 1%.

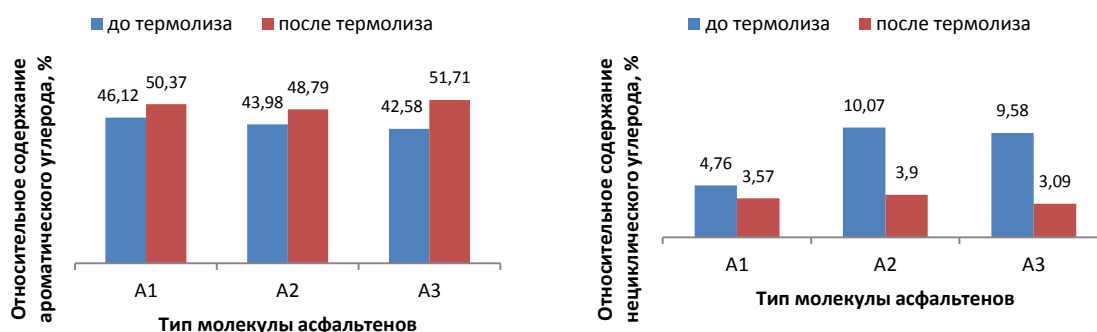


Рис. Изменение относительного содержания углерода средних молекул асфальтенов в процессе термолиза

Анализ структурных характеристик усредненных асфальтеновых молекул показал, что в процессе термолиза во всех образцах наблюдается увеличение фактора ароматичности на 4 – 9 % и снижение доли алифатического углерода на 2 – 7% (рисунок). Доля пятичленных колец в процессе термолиза несколько снизилась для молекул A2 и A3, в то время как для A1 осталась неизменной. Также возросло количество структурных блоков асфальтенов A1 на 30 %, A3 – на 12 %, при этом для A2 число структурных блоков осталось прежним.

Установлено, что молекулы типа A1 подвержены, главным образом, реакциям конденсации без разрушения алифатических цепей; молекулы типа A2 склонны, в первую очередь, к реакциям циклизации алифатических фрагментов, а также к реакциям дегидрирования и разрушения нафтеновых циклов с образованием ароматических систем и алифатических цепей, соответственно. Молекулы типа A3 преимущественно участвуют в реакциях конденсации с другими молекулами, а также в реакциях дегидрирования нафтеновых систем и циклизации алифатических фрагментов.

Литература

1. Везиров Р.Р., Обухова С.А., Теляшев Э.Г. Новая жизнь термических процессов. // Химия и технология топлив и масел, 2006. – №2. – С. 5-9.
2. Головкин А.К. Природные битумы и тяжелые нефти. / А.К. Головкин, В.Ф. Камьянов, Л.В. Горбунова. // Сборник материалов международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – С. 64.
3. Дорохин В.П., Палий А.О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире // Нефтепромысловое дело, 2004. – № 5. – С. 47-50.
4. Камьянов В.Ф. Структурно-групповой анализ компонентов нефти. / В.Ф. Камьянов, Г.Ф. Большаков. // Нефтехимия, 1984. – Т. 24. – № 4. – С. 443-449.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ

А.А. Крутей

Научный руководитель доцент Е.В. Бешагина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодное увеличение объема добычи нефти приводит к увеличению количества резервуарных парков, а, следовательно, к необходимости более эффективно проводить процесс промышленной подготовки, в частности, этап хранения, который является одним из ключевых. Залог успеха в проведении стадии хранения нефти заключается в рациональном использовании промышленного оборудования, в частности, нефтяных резервуаров, основной проблемой при эксплуатации которых являются нефтяные (донные) отложения, накапливающиеся со временем на дне резервуара. Донные отложения уменьшают полезную емкость резервуара, поэтому проблема их размыва становится актуальной и требует рационального решения.

Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по дну резервуара крайне неравномерно, состоящую в основном из парафина. Уровень осадка может колебаться от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 6000 м³. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара.

В настоящее время для борьбы с донными отложениями на днищах стальных вертикальных резервуаров с нефтью используют устройства предотвращения и размыва осадка – размывочные головки, устройства «Диоген», «Гайфун» и т.п. Они предназначены для размыва и перемешивания отложений подвижной струей нефти в резервуарах различной емкости [2].

Целью работы являлось моделирование процессов перемешивания нефти и расчет гидродинамических характеристик потока жидкости в резервуаре, оснащенный устройствами для размыва донных отложений

(«Тайфун», «Диоген» и т.д.) с использованием моделирующего комплекса *Flow Vision*, который позволяет проводить расчет движения потоков внутри резервуара.

В качестве объекта исследования был выбран нефтяной резервуар вертикальный стальной объемом 3000 куб.м, оснащенный устройствами для размыва донных отложений «Тайфун». В резервуаре находилась высокопарафинистая нефть, обладающая следующими свойствами (табл.1):

Таблица 1

Основные свойства нефти

Характеристики	Шифр месторождения
	НМ1
Плотность при 20 °С, кг/м ³	0,831
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	4,69
Массовое содержание, % парафинов	6,4
Температура застывания,	+8,4

Расчет резервуара проводился с использованием метода объемного моделирования. Первым этапом была создана геометрическая модель резервуара (рис.1) с применением программы *Simulia Abaqus*, которую далее импортировали в программу для расчета гидродинамических характеристик потока *Flow Vision*.

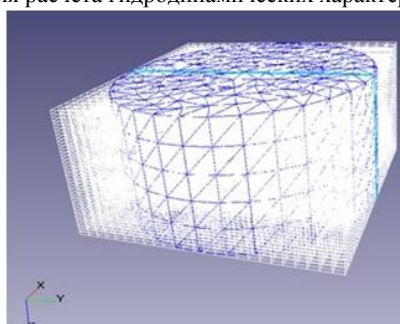


Рис. 1 Готовая расчетная сетка

Математическое описание и расчёт гидродинамических характеристик турбулентного течения основывается на уравнениях неразрывности и Навье – Стокса, в которые подставляется истинная скорость, выражаемая как сумма средней по времени и пульсационной составляющих [1].

Далее описывать потоки движения будем уравнениями для случая вязкой несжимаемой жидкости.

Результаты расчета представляются в виде линий разных цветов, каждый из которых соответствует определенной скорости потока поскольку именно такая форма представления является наиболее наглядной и легкой для понимания. Первым этапом расчета являлся расчет случая простого налива нефти в резервуар, без использования специальных устройств для размыва донных отложений. В ходе моделирования и расчета скоростей потока установлено, что при обычном наливе нефти не происходит перемешивание содержимого резервуара. Скорость движения нефти мала настолько, что размыва донных отложений не наблюдается, а значит, через некоторое время будет необходимо очищать резервуар от донных отложений, что приводит к дополнительным затратам.

Вторым этапом расчета являлся расчет (рис.2) перемешивания нефти в резервуаре при использовании специального приспособления: устройство для размыва донных отложений «Тайфун».

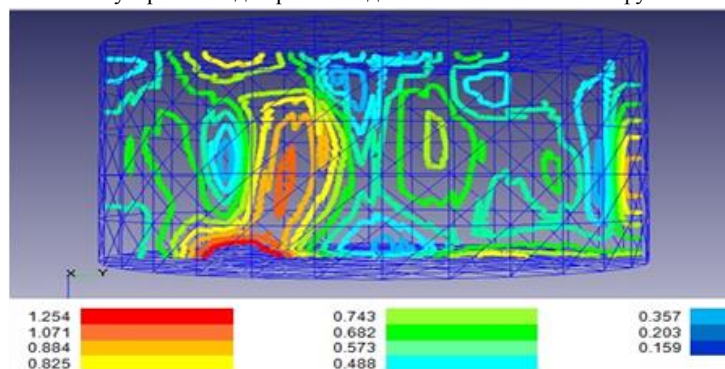


Рис. 2 Распределение скоростей движения нефти в резервуаре, оснащенном устройством «Тайфун»

Из рисунка видно, что перемешивание хранимого продукта происходит недостаточно интенсивно. Это позволяет сделать вывод о том, что размыв отложений происходит не эффективно. Для интенсификации процесса необходимо снизить вязкость нефти. В качестве рекомендации по снижению реологических свойств

нефти наиболее экономически эффективным и распространенным способом является добавление химических реагентов – депрессорных присадок [3].

В качестве присадок использовали композиции двух образцов (табл. 2), в различном соотношении. Добавку присадок осуществляли в концентрациях от 50 г/т до 500 г/т.

Таблица 2

Качественный состав образцов	
Образцы-ингибиторы	Особенности композиций
Образец 1 – 70:30	полиэфир : нефтеполимерная смола
Образец 2 – 30:70	нефтеполимерная смола: полиэфир

Установлено, что наиболее эффективной депрессорной способностью является композиция Образца 2, так как снижение вязкости нефти при её добавлении составляет 35 – 40%, при минимальном расходе 50 г/т и 100 г/т.

Заключительным этапом расчета и моделирования являлось (рис.3) перемешивания нефти с добавлением депрессорной присадки в резервуаре при использовании устройства «Тайфун».

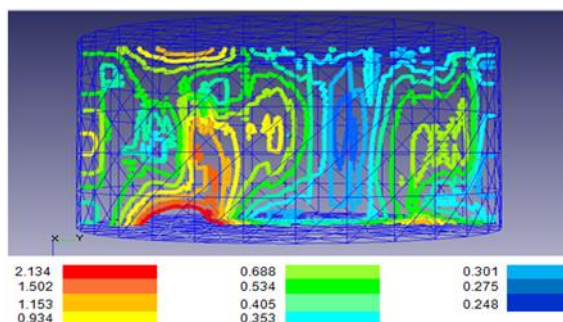


Рис. 3 Распределение скоростей движения нефти с присадкой в резервуаре, оснащенном устройством «Тайфун»

Из рисунка видно, что добавление эффективной депрессорной присадки и использование устройства «Тайфун» позволяет интенсифицировать процесс размыва донных отложений на 40 % за счет сниженной вязкости исследуемой нефти, активного перемешивания содержимого резервуара и высокой скорости струи жидкости.

В заключении можно сделать следующие выводы, что полученные модели и расчеты позволяют спрогнозировать вероятность и интенсивность нефтепарафиновых отложений в резервуарах, эффективность размывных устройств, и на основании полученных результатов принять своевременные меры по предотвращению накопления донных отложений.

Литература

1. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Альянс, 2008. – 753 с.
2. Лукьянова И.Э. Теоретические основы совершенствования методов расчета стальных вертикальных резервуаров с понтонами: Автореферат. Дис. ... докт. техн. наук. – Уфа, 2010. – 44 с.
3. Beshagina E.V., Loskutova Y.V., Yudina N.V., Krutey A.A. Paraffin Blockage Specificsin Model Petroliferous Systems// Procedia Chemistry, 2014. Vol. 10. P. 229-235.

КИНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРИРОВАНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТИОФЕНОВОГО РЯДА

К.И.Кузьмина

Научный руководитель доцент Н.И. Кривцова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Гидроочистка является одним из наиболее важных процессов в нефтепереработке. Гидроочистка дизельного топлива направлена на снижение содержания серы и полиароматических углеводородов в продукте [1].

Сернистые соединения в дизельной фракции представлены сульфидами и соединениями, содержащими атом серы в составе ароматических гетероциклов – тиофенами, бензотиофенами и их алкилзамещенными гомологами, а также в меньшей степени меркаптанами и дисульфидами [2].

Реализация процессов гидроочистки сопровождается сложной совокупностью химических и физических процессов на поверхности катализатора [3]. Очищаемое сырьё содержит большое количество индивидуальных серосодержащих компонентов, превращающихся с различными скоростями. При гидрообессеривании прямогонных фракций на катализаторах последнего поколения легко удаляются меркаптаны и сульфиды, остаточное содержание серы представлено преимущественно серосодержащими соединениями тиофенового ряда [4].

Реакции гидрогенолиза сернистых соединений характеризуются разрывом связи C-S и насыщением водородом свободных валентных и олефиновых связей. Устойчивость сернистых соединений увеличивается в следующем порядке: меркаптаны < дисульфиды < сульфиды < тиофены < бензотиофены < дибензотиофены.

Меркаптаны разрушаются по связи C-S с образованием сероводорода и углеводорода. Сульфиды проходят две стадии гидрирования: первая – разрыв связи C-S с образованием более легкого меркаптана и соответствующего углеводорода; вторая – гидрирование образовавшегося меркаптана с выделением углеводорода и сероводорода. Гидрогенолиз бензотиофенов протекает через гидрирование тиофенового кольца. При гидрогенолизе замещенного бензотиофена после насыщения тиофенового кольца происходит насыщение связи C-S в нем с образованием арилмеркаптанов. Они являются промежуточными соединениями, т. к. были найдены продукты их гидрирования (при гидрировании 2-метилбензотиофена образуется 75 % н-пропилбензола). Гидрообессеривание дибензотиофена происходит с высокой селективностью до дифенила [5].

Общее содержание серы определяли на спекрофотометре SPECTROSKAN-S, позволяющему измерять массовую долю серы в нефтепродуктах согласно ГОСТ Р 51947-2002.

Для анализа сернистых соединений использовали пламенно-фотометрический детектор (ПФД). Качественный состав сернистых соединений определяли путём сравнения времён удерживания индивидуальных соединений (бензотиофен, дибензотиофен) и анализируемых компонентов, а также использовали литературные данные [6, 7].

В ходе исследования были расписаны скорости химических реакций по закону действующих масс, где в качестве исходных компонентов выступают соответствующие сернистые соединения, подвергающиеся гидрированию, и водород. Кинетическая модель превращения сернистых соединений в процессе гидроочистки будет представлять собой систему дифференциальных уравнений скоростей расходования индивидуальных сернистых соединений (табл.).

Таблица

Кинетическая модель гидрообессеривания дизельной фракции

Группа сернистых соединений	Соединения	Реакция	Зависимость концентрации веществ от времени	Скорости превращения
Бензотиофен	C ₁ БТ	$C_9H_8S + H_2 \rightarrow C_9H_{10}S$ $C_9H_{10}S + H_2 \rightarrow C_9H_{12}S$ $C_9H_{12}S + H_2 \rightarrow C_9H_{14}S$ $C_9H_8S + 3H_2 \rightarrow C_9H_{12} + H_2S$ (2-метилбензотиофен) (пропилбензол)	$\frac{dC_{C1BT}}{dt} = -k_1 \cdot C_{C1BT} \cdot C^3_{H_2}$	$W_1 = k_1 \cdot C_{C1BT} \cdot C^3_{H_2}$
	C ₂ БТ	$C_{10}H_{10}S + H_2 \rightarrow C_{10}H_{12}S$ $C_{10}H_{12}S + H_2 \rightarrow C_{10}H_{14}S$ $C_{10}H_{14}S + H_2 \rightarrow C_{10}H_{16}S$ $C_{10}H_{10}S + 3H_2 \rightarrow C_{10}H_{14} + H_2S$ (2-этилбензотиофен) (бутилбензол)	$\frac{dC_{C2BT}}{dt} = -k_2 \cdot C_{C2BT} \cdot C^3_{H_2}$	$W_2 = k_2 \cdot C_{C2BT} \cdot C^3_{H_2}$
	C ₃ БТ	$C_{11}H_{12}S + H_2 \rightarrow C_{11}H_{14}S$ $C_{11}H_{14}S + H_2 \rightarrow C_{11}H_{16}S$ $C_{11}H_{16}S + H_2 \rightarrow C_{11}H_{18}S$ $C_{11}H_{12}S + 3H_2 \rightarrow C_{11}H_{16} + H_2S$ (2-пропилбензотиофен) (пентилбензол)	$\frac{dC_{C3BT}}{dt} = -k_3 \cdot C_{C3BT} \cdot C^3_{H_2}$	$W_3 = k_3 \cdot C_{C3BT} \cdot C^3_{H_2}$
	C ₄ БТ	$C_{12}H_{14}S + H_2 \rightarrow C_{12}H_{16}S$ $C_{12}H_{16}S + H_2 \rightarrow C_{12}H_{18}S$ $C_{12}H_{18}S + H_2 \rightarrow C_{12}H_{20}S$ $C_{12}H_{14}S + 3H_2 \rightarrow C_{12}H_{18} + H_2S$ (2-бутенбензотиофен) (гексилбензол)	$\frac{dC_{C4BT}}{dt} = -k_4 \cdot C_{C4BT} \cdot C^3_{H_2}$	$W_4 = k_4 \cdot C_{C4BT} \cdot C^3_{H_2}$
	C ₅ БТ	$C_{13}H_{16}S + H_2 \rightarrow C_{13}H_{18}S$ $C_{13}H_{18}S + H_2 \rightarrow C_{13}H_{20}S$ $C_{13}H_{20}S + H_2 \rightarrow C_{13}H_{22}S$ $C_{13}H_{16}S + 3H_2 \rightarrow C_{13}H_{20} + H_2S$ (2-пентенбензотиофен) (гептилбензол)	$\frac{dC_{C5BT}}{dt} = -k_5 \cdot C_{C5BT} \cdot C^3_{H_2}$	$W_5 = k_5 \cdot C_{C5BT} \cdot C^3_{H_2}$
Дибензотиофен	ДБТ	$C_{12}H_8S + H_2 \rightarrow C_{12}H_{10}S$ (дифенил)	$\frac{dC_{ДБТ}}{dt} = -k_6 \cdot C_{ДБТ} \cdot C_{H_2}$	$W_6 = k_6 \cdot C_{ДБТ} \cdot C_{H_2}$
	C ₁ ДБТ	$C_{13}H_{10}S + H_2 \rightarrow C_{13}H_{12}S$ (4-метилдифенил)	$\frac{dC_{C1ДБТ}}{dt} = -k_7 \cdot C_{C1ДБТ} \cdot C_{H_2}$	$W_7 = k_7 \cdot C_{C1ДБТ} \cdot C_{H_2}$

Группа сернистых соединений	Соединения	Реакция	Зависимость концентрации веществ от времени	Скорости превращения
	C ₂ -ДБТ	$C_{14}H_{12}S + H_2 \rightarrow C_{14}H_{14} + H_2S$ (4,6-диметилдифенил)	$\frac{dC_{C_2ДБТ}}{dt} = -k_8 \cdot C_{C_2ДБТ} \cdot C_{H_2}$	$W_8 = k_8 \cdot C_{C_2ДБТ} \cdot C_{H_2}$
	C ₃ -ДБТ	$C_{15}H_8S + H_2 \rightarrow C_{15}H_8 + H_2S$ (4,4',6-триметилдифенил)	$\frac{dC_{C_3ДБТ}}{dt} = -k_9 \cdot C_{C_3ДБТ} \cdot C_{H_2}$	$W_9 = k_9 \cdot C_{C_3ДБТ} \cdot C_{H_2}$

$$\frac{dC_{H_2S}}{dt} = k_1 \cdot C_{C_1БТ} \cdot C_{H_2}^3 + k_2 \cdot C_{C_2БТ} \cdot C_{H_2}^3 + k_3 \cdot C_{C_3БТ} \cdot C_{H_2}^3 + k_4 \cdot C_{C_4БТ} \cdot C_{H_2}^3 + k_5 \cdot C_{C_5БТ} \cdot C_{H_2}^3 + k_6 \cdot C_{ДБТ} \cdot C_{H_2} + k_7 \cdot C_{C_1ДБТ} \cdot C_{H_2} + k_8 \cdot C_{C_2ДБТ} \cdot C_{H_2} + k_9 \cdot C_{C_3ДБТ} \cdot C_{H_2},$$

$$\frac{dC_{H_2}}{dt} = -k_1 \cdot C_{C_1БТ} \cdot C_{H_2}^3 - k_2 \cdot C_{C_2БТ} \cdot C_{H_2}^3 - k_3 \cdot C_{C_3БТ} \cdot C_{H_2}^3 - k_4 \cdot C_{C_4БТ} \cdot C_{H_2}^3 - k_5 \cdot C_{C_5БТ} \cdot C_{H_2}^3 - k_6 \cdot C_{ДБТ} \cdot C_{H_2} - k_7 \cdot C_{C_1ДБТ} \cdot C_{H_2} - k_8 \cdot C_{C_2ДБТ} \cdot C_{H_2} - k_9 \cdot C_{C_3ДБТ} \cdot C_{H_2},$$

Начальные условия: $t=0$, $C_i=C_{i0}$, где i -соответствующее сернистое соединение (C₁-БТ, C₂-БТ, C₃-БТ, C₄-БТ, C₅-БТ ДБТ, C₁-ДБТ, C₂-ДБТ, C₃-ДБТ).

Полученная модель является формализованной и квазигомогенной, следовательно, константы k_1 - k_9 являются эффективными.

Таким образом, разработанная кинетическая модель гидрирования сернистых соединений тиофенового ряда представляет собой систему обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка. Эта модель процесса является основой для построения компьютерной моделирующей системы.

Список литературы

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭ-нефтехим, 2000. – 224 с.
2. Ахметов С.А.. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 671 с.
3. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. – М.: Техника. – 2001. – 384 с.
4. Inoue S., Takatsuka T., Wada Y., Hirohama S., Ushida T. Distribution function model for deep desulfurization of diesel fuel // Fuel. 2000. – Vol.79. – P. 843–849
5. Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ. Ч.II / под ред.В.А. Столярной. – СПб.: Изд-во НПО «Профессионал»,2005. – 1142 с.
6. Anne Belinda Bjerre, Emil Sorensen. Hydrodesulfurization of Sulfur-Containing PolyaromaticCompound in Light Oil // Ind. Eng. Chem. Res. – 1992. – Vol. 5, № 31 – P. 1577–1580.
7. Chambers Laura, L Duffy Michael.Optimization of sulfur analysis in petroleum products using a pulsed flame photometric detector (PFPD) // Pittsburgh Conf. Anal. Chem. And Appl. Spectroscop., New Orleans, La, March 17–22, 2002 / PITTCO, 2002: Book Abstr. New Orleans. La. 2002. – P. 256

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА БЛОКА ТЕПЛООБМЕННИКОВ В СХЕМЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

Н.В.Попова

Научный руководитель доцент Е.А.Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время одной из наиболее актуальных и перспективных задач в промышленности является получение газового топлива. Это связано с множеством факторов, главный из которых - это постепенное истощение мировых запасов нефти. Согласно данным British Petroleum на конец 2013 года, Россия является вторым мировым лидером по запасам природного газа (16,8%). Качественная промысловая подготовка газа – сложная и трудоемкая задача, вовлекающая применение современных технологий и оборудования, которое будет отвечать требованиям и стандартам качества подготавливаемого газа.

Как правило, газ, добываемый со скважин, содержит капельную жидкость, поэтому требуется предварительная осушка газа. Основная технология, которая применяется для осушки, это технология низкотемпературной сепарации. Цель данной технологии заключается в улавливании капель влаги путем понижения температуры газа до порядка -30°C. Снижение температуры достигается за счет эффекта изоэнтальпийного (с использованием эжектора либо дросселя) или изоэнтропийного (с использованием турбодетандера) расширения газа, а также применения рекуперативного теплообмена. Схема

низкотемпературной сепарации, приведенная на рисунке ниже, включает кожухотрубчатые теплообменники с U-образными трубками.

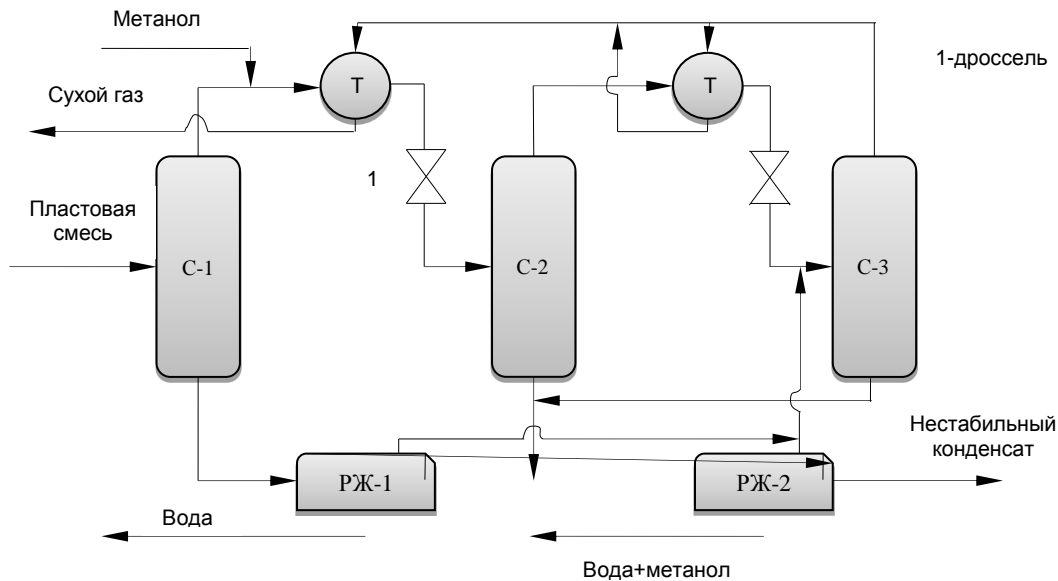


Рис. Упрощенная схема процесса низкотемпературной сепарации

Данная работа посвящена разработке математической модели и ее программной реализации для расчета блока теплообменников в схеме низкотемпературной сепарации.

Технологическая схема предусматривает охлаждение потока сырого газа перед второй и третьей ступенями сепарации встречным потоком охлажденного газа после третьей ступени сепарации. Для прогнозирования результатов подготовки газа, с учетом термодинамически возможных значений температур на входе в сепараторы С2 и С3, необходимо рассчитывать замкнутый технологический цикл с блоком теплообменников.

Моделирование процесса основано на применении уравнений теплового баланса и основного уравнения теплопередачи с учетом влияния составов потоков теплоносителей на их теплофизические свойства. Следует принять во внимание то, что расходы теплоносителей в аппарате не меняются. Так, уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q = G_2 C_{p_2} (t_{2H} - t_{2K}) = G_x C_{p_x} (t_{xK} - t_{xH}), \quad (1)$$

где G_2, G_x -расходы соответственно горячего и холодного потоков, кг/ч;

t_{2H}, t_{xH} -начальные температуры теплоносителей, °С;

t_{2K}, t_{xK} -конечные температуры теплоносителей, °С;

C_{p_2}, C_{p_x} -теплоемкости горячего и холодного потоков, Дж/(кг* К).

В данном уравнении теплоемкости являются аддитивными величинами. Их значения зависят от составов газовых потоков и рассчитываются по эмпирической формуле Рида:

$$C_{p_i} = (A_i + B_i \cdot T + C_i \cdot T^2 + D_i \cdot T^3) \cdot 4.1887, \quad (2)$$

где A_i, B_i, C_i, D_i -эмпирические коэффициенты для i -го компонента, полученные на основе эксперимента; T -температура, К.

Таким образом, теплоемкость каждого потока газа рассчитывается по правилу аддитивности:

$$C_{p_{потока}} = \sum_{i=1}^N \frac{C_{p_i} x_i}{M_i},$$

здесь x_i -мольная доля каждого компонента в газовом потоке;

M_i -молекулярная масса компонента, кг/моль.

Основное уравнение теплопередачи выглядит так:

$$Q = K_T F \Delta T,$$

где K_T -коэффициент теплопередачи;

F -поверхность теплопередачи.

ΔT является разностью температур, и находится из уравнения:

$$\Delta T = \frac{(t_{2К} - t_{ХН}) - (t_{2Н} - t_{ХК})}{\ln \left(\frac{t_{2К} - t_{ХН}}{t_{2Н} - t_{ХК}} \right)}, \quad (3)$$

В результате простых преобразований можно получить формулу для расчета конечной температуры холодного потока:

$$t_{ХК} = t_{ХН} + (t_{2Н} - t_{ХН}) N \frac{e^{M(1-N)} - 1}{e^{M(1-N)} - N}, \quad (4)$$

$$\text{где } M = \frac{K_T F}{G_z C_{p_z}}; \quad N = \frac{G_z C_{p_z}}{G_x C_{p_x}}, \quad (5)$$

Коэффициент теплопередачи зависит от процессов теплоотдачи в трубном и межтрубном пространстве, а также от эффектов термических сопротивлений стенки. При этом для расчета коэффициентов теплоотдачи газовых смесей применены формулы:

$$\alpha_{mp} = \frac{1}{d_{вн}} \cdot \left(\frac{G_z}{N_{mp} \cdot d_{вн}} \right)^{0.8} (3.43 + 2.71 \cdot 10^{-3} \cdot t_{2Н}); \quad (6)$$

$$\alpha_{м/тр} = \frac{1}{d_{внеш}} \cdot \left(\frac{G_{ХН}}{d_{внеш} \cdot S} \right)^{0.6} (3.483 + 7.27 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ХН}), \quad (7)$$

где $d_{вн}$, $d_{внеш}$ - внутренний и внешний диаметры труб;

N_{mp} - число труб;

S - площадь сечения межтрубного пространства.

Данная методика находится на стадии доработки, так как требуется учет дополнительных параметров для реальных газов. Реализация методики проводится поэтапно, с проверкой и сопоставлением рассчитанных значений с имеющимися экспериментальными данными. Так, разность между рассчитанными из теплового баланса и экспериментальными значениями конечных температур теплоносителей невелика, например, для потоков рекуперативного теплообменника после первой ступени сепарации она составила 0.304°C и 0.0002°C.

В целом, полученные по данной методике расчеты результаты говорят о возможности ее использования для прогнозирования температур потоков в схеме низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газа, разработке на ее основе программного модуля, включение которого в моделирующую систему комплексной подготовки газа позволит рассчитывать замкнутые технологические циклы и определять термодинамически обоснованные значения температур на входе во вторую и третью ступени сепарации.

Литература

1. Иванчина Э.Д., Абрамин А.Л. Модульный принцип расчета ХТС. – Томск: ТПУ, 2004.
2. Р. Рид, Дж. Прауснитц, Т. Шервуд. Свойства газов и жидкостей под редакцией Б.И. Соколова. – Л.: Химия, 1982. – 592с.
3. Савельев Н.И., Лукин П.М. Расчет и проектирование кожухотрубчатых теплообменных аппаратов: Уч. пособие. - Чебоксары, 2010. – 80с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ НА КИНЕТИКУ ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ

Н.С. Рыжова¹, М.С. Чучковская², Ю.В. Лоскутова³

Научный руководитель – доцент Е.В. Бешагина¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

³Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В процессе добычи и транспортировки нефти под действием внешних факторов на поверхности оборудования выделяются и сорбируются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Количество и состав АСПО определяются в первую очередь дисперсной фазой нефти и внешними условиями: температурой, давлением и гидродинамическими факторами. [2, 1]. Введение в эксплуатацию на территории Западной Сибири и, в частности, в Томской области, новых месторождений, нефти которых характеризуются низким содержанием смол и асфальтенов и высокими температурами застывания за счет повышенного содержания парафинов, требует применение дополнительных мер и новых технологий, обеспечивающих их бесперебойную добычу и транспортировку.

Нефть Ондатрового месторождения (Томская область) является легкой ($\rho=0,753 \text{ г/см}^3$), маловязкой, имеет низкую температуру начала кипения ($НК = 33 \text{ }^\circ\text{C}$), в ней отсутствуют асфальтены и содержится порядка 1,5 % мас. смол. Однако за счет повышенного содержания парафинов ($\sim 6 \text{ }^\circ\text{C}$) она характеризуется высокой

температурой застывания (минус 4,4 °С) и резким возрастанием вязкостных характеристик при понижении температуры до 0°С.

Поэтому целью исследования являлось изучение влияния температурного фактора и присадок комплексного действия на кинетику осадкообразования в высокопарафинистой нефти Ондатрового месторождения.

Кинетику процесса образования нефтяных отложений изучали на лабораторной установке, основанной на методе «холодного стержня», моделирующей процесс парафиноотложения в потоке нефти в нефтепроводе. Установка состоит из 4 охлаждаемых до 0 °С стальных стержней, помещенных в анализируемые пробы нефти с температурой 25 °С. Количество отложений в динамическом режиме определяли через фиксированные промежутки времени в течение 1 ч гравиметрически как среднее 2 параллельных опытов. Осадки выделяли из образцов нефти без термообработки (НН) и после охлаждения и термостатирования в течение 1 ч при 0 °С (НТ). В качестве добавки использовали присадки комплексного действия Difron 3004 (D04), Difron 3065 (D65) и Flexoil 1470, обладающие депрессорными, ингибирующими парафинообразование и диспергирующими свойствами (концентрация в нефти 0,05 % мас.).

Было показано, что обработка присадками как НТ, так и НН нефти приводит к снижению количества образующегося нефтяного осадка (рис. 1).

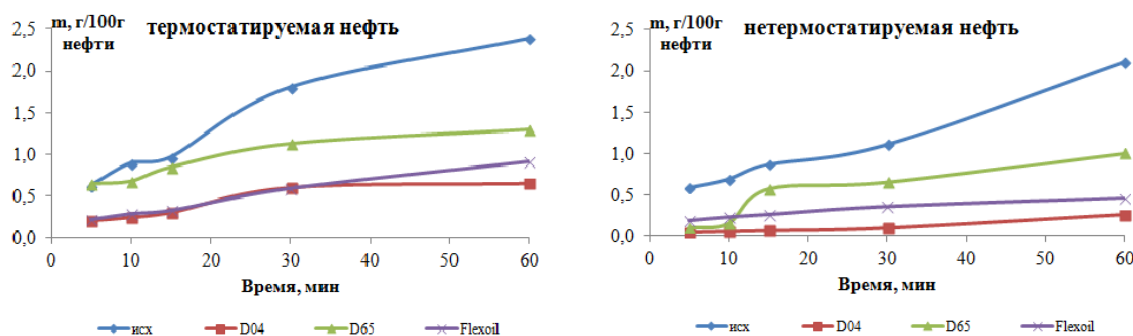


Рис. 1 Изменение во времени количества образующегося нефтяного осадка с добавками присадок из нефти НТ (а) и НН (б)

Не зависимо от температурного режима максимальное снижение массы осадка наблюдается при добавке в ондатровую нефть 0,05 % мас. присадок Flexoil и D04. При этом кинетика осадкообразования обработанной присадками нефти НН существенно отличается от нефти НТ. Так в течение первых 30 минут в нефти НТ, обработанной присадкой Flexoil, формируется такое же количество осадка, как и в нефти с добавкой D04 (рис. 1 а). В дальнейшем эффективность присадки Flexoil начинает падать. Только за первые 10 минут из обработанной различными присадками нефти НН на «холодном стержне» выпадает незначительное количество нефтяного осадка, затем эффективность присадки D65 в течение 1 ч резко падает, а присадки Flexoil – снижается незначительно (рис. 1 б). Для обработанной присадкой D04 нефти НН в течение всего эксперимента рост интенсивности осадкообразования минимален.

Была рассчитана скорость образования осадка из нефти Ондатрового месторождения при различных режимах термообработки и с добавками присадок (рис. 2 а). Показано, что для нефти НТ добавка высокоэффективной присадки D04 снижает скорость осадкообразования в 3,7 раза, а для НН еще значительно – в 8,4 раза, что составляет 80 г/м²·ч.

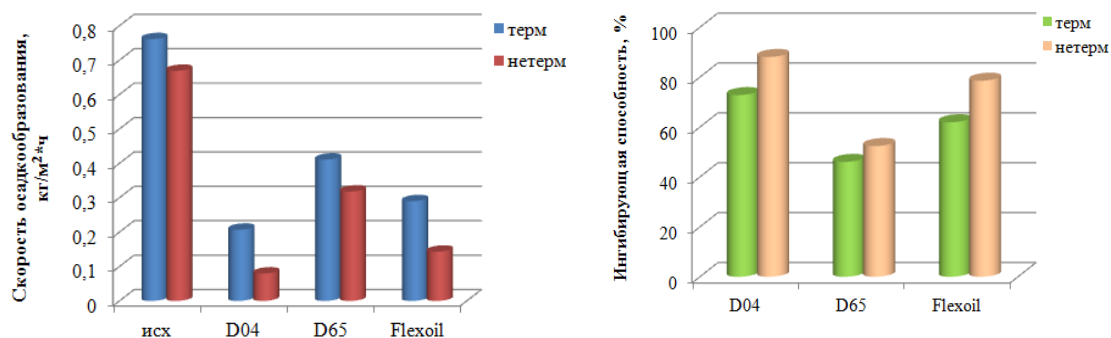


Рис. 2 Скорость осадкообразования (а) и ингибирующая способность присадок (б) для термостатируемой и нетермостатируемой нефти Ондатрового месторождения

На ингибирующую способность исследуемых присадок предотвращать процесс осадкообразования также большое влияние оказывает выбор режима термостатирования нефти (рис. 2 б). Менее всего от температуры зависима присадка D04, ее эффективность с понижением температуры уменьшается незначительно, также как и для присадки Flexoil.

Так как все присадки являются реагентами комплексного действия, были изучены их влияние на температуру застывания нефти (рис. 3). Установлено, что только добавка в нефть НН присадки D04 позволяет понизить температуру застывания T_z на 6,8 °С. При обработке ондатровой нефти другими присадками вне зависимости от режима термостатирования наблюдается незначительными изменениями T_z на 2 – 3 °С.

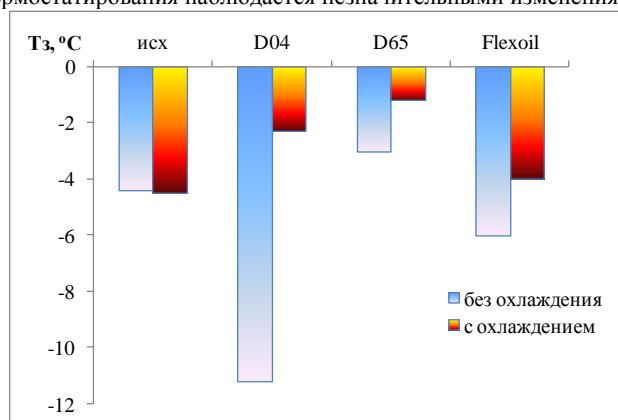


Рис. 3 Температура застывания нетермостатируемой и термостатируемой нефти Ондатрового месторождения с добавками присадок

Считается, что структура высокоэффективных ингибиторов парафиноотложения такова, что одна часть их молекул является родственной нефтяным парафиновым углеводородам, а другая часть содержит полярные группы [1]. Ингибирующие присадки переводят нефтяные отложения в суспендированное состояние и удерживают мелкодисперсные частицы в растворе, препятствуя укрупнению и оседанию. Адсорбция присадки на поверхности дисперсной частицы препятствует дальнейшему агрегированию парафинов в растворе. Введение присадки при температуре фазового перехода, на начальной стадии агрегирования парафинов, повышает сольбилизирующую способность присадки, стабилизируя коллоидную систему. При этом действие присадки заключается в уменьшении начального размера агрегатов, их стабилизации и снижении скорости агрегирования.

В результате проведенных исследований было показано, что обработка присадками как нетермостатируемой, так и охлажденной нефти Ондатрового месторождения приводит к снижению количества образующегося нефтяного осадка, изменению кинетики и скорости осадкообразования. Максимальной ингибирующей способностью обладает присадка Difron 3004, введение которой в охлажденную до 0 °С нефть снижает количество нефтяных отложений на 73 %, однако, приводит к некоторому росту температуры застывания.

Литература

1. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. — М.: Химия, 1990. — 237 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. — М.: Недра, 1977. — 260 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Н.Л. Тулина^{1,2}, В.А. Колмогорова²

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

При эксплуатации действующих установок промышленной подготовки газа и газового конденсата могут объективно возникать технологические проблемы, обусловленные изменением требований к качеству и условиям сдачи товарной продукции, а также связанные с необходимостью модернизировать или заменять устаревшее технологическое оборудование. В связи с этим необходимо искать решения по оптимизации технологических режимов работы, разрабатывать варианты реконструкции эксплуатируемых установок.

Для этих целей в настоящее время эффективно применяются технологические моделирующие системы, базирующиеся на физико-химических основах процессов и методе математического моделирования с учетом накопленного опыта эксплуатации технологии промышленной подготовки газа и газового конденсата, такие как универсальные моделирующие системы (PRO-II, HYSYS, Petro-SIM Express и т.п.), которые используются в основном для проведения инженерных (проектных) расчетов [1].

Целью данной работы является разработка и анализ различных вариантов реконструкции действующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) путем численного моделирования с использованием программного обеспечения «Petro-SIM Express».

Базой для создания технологической модели исследуемой УКПГ послужило изучение данных по ее эксплуатации, режимных карт, технологического регламента, в результате была собрана информация о работе установки в режимах полной и сниженной загрузки. Технологическая схема установки включает в себя процесс

подготовки сухого отбензиненного газа (СОГ) по технологии низкотемпературной сепарации с дросселированием и стабилизации конденсата по технологии ступенчатого разгазирования. Качество газа на выходе с УКПГ должно соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010, качество конденсата – требованиям ГОСТ 54389-2011.

Проектная мощность УКПГ по пластовому газу составляет 6,5 млн. м³/сут., по сухому отбензиненному газу – 5,3 млн. м³/сут., производительность по стабильному газовому конденсату – 2392 т/сут.

Изменения в технологическом режиме работы УКПГ связаны с изменением условий сдачи СОГ (пункта сдачи продукции, температуры и давления в магистральном трубопроводе).

Давление СОГ на выходе УКПГ должно быть равным 7,45 МПа (ранее – 5,6 МПа), температура СОГ на выходе УКПГ должна составлять не выше плюс 7,4 °С в летний период и не выше плюс 4,9 °С - в зимний (ранее – плюс 20 °С). Условия сдачи стабильного конденсата не изменяются – подготовка конденсата осуществляется до требований по давлению насыщенных паров не более 93,7 кПа.

Для обеспечения качества прогнозных расчетов режимов эксплуатации УКПГ, в программном обеспечении «Petro-SIM Express» была разработана модель фактического режима работы установки, адекватность модели подтверждена эксплуатирующей организацией. Принципиальная схема существующей установки приведена на рисунке.

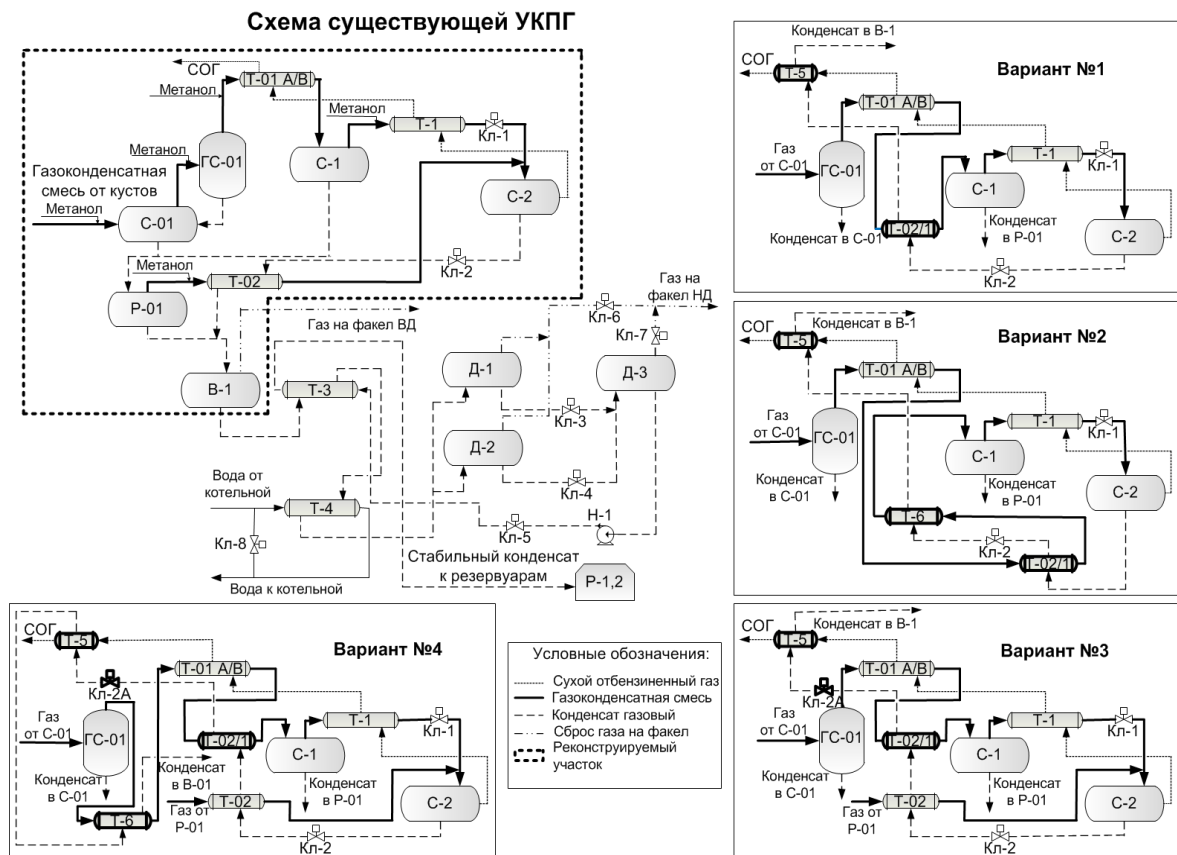


Рис. Принципиальная схема УКПГ и варианты ее реконструкции:

С – сепараторы, ГС – газосепаратор, Т – теплообменники, В – выветриватель, Д – дегазаторы, Н – насос, Кл – клапаны, P-01 – разделительная емкость конденсата, P-1,2 – резервуары

В первую очередь была рассмотрена возможность получения газа, соответствующего новым условиям сдачи, путем повышения давления на входе в установку до 12 МПа (ранее было 9 МПа) и, соответственно, на выходе из нее, при сохранении существующего оборудования. Данный вариант оказался неприемлемым, так как при существующем оборудовании был получен газ, не соответствующий новым условиям сдачи по температуре СОГ и точке росы по углеводородам.

Следовательно, необходимо внести изменения в технологическую схему – подобрать новое оборудование. Для того, чтобы получить газ, соответствующий новым условиям сдачи, необходимо снизить температуру низкотемпературной сепарации и точки росы по углеводородам за счет дополнительного охлаждения сырого и сухого отбензиненного газа. Для этого нужно установить дополнительные рекуперативные теплообменники.

С применением моделирующей системы Petro-SIM было рассчитано четыре варианта технологических схем: вариант №1 с двумя дополнительными теплообменниками; вариант №2 с тремя дополнительными

теплообменниками; вариант №3 с двумя дополнительными теплообменниками и клапаном; вариант №4 с тремя дополнительными теплообменниками и клапаном. Схемы вариантов реконструкции представлены на рисунке.

В таблице представлены данные для сравнения вариантов реконструкции.

Таблица

Сравнительная таблица вариантов реконструкции

Параметр	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3	Вариант №4
Исключение существующего оборудования	Теплообменник Т-02	Теплообменник Т-02	Нет	Нет
Установка дополнительного оборудования	Два теплообменника – Т-02/1, Т-5	Три теплообменника – Т-02/1, Т-5, Т-6	Два теплообменника – Т-02/1, Т-5, клапан Кл-2А	Три теплообменника – Т-02/1, Т-5, Т-6, клапан Кл-2А
Температура СОГ, °С	12,6	13,1	10,0	4,2
Давление СОГ, МПа (изб.)	7,5			
Точка росы СОГ по углеводородам (Р = 2,5..7,5 МПа абс.), не более, °С	минус 12	минус 12	минус 10	минус 12
Точка росы СОГ по воде (Р = 3,92 МПа абс.), °С	минус 42	минус 42	минус 38	минус 41
Наличие участков с температурой ниже минус 60 °С	Минус 75 °С на участке трубопровода между клапаном Кл-1 и теплообменником Т-02/1	Нет	Нет	Нет

Анализ данных таблицы показывает, что только при технологической схеме варианта №4 сухой отбензиненный газ по температуре на выходе из УКПГ соответствует новым условиям сдачи. Кроме того, точка росы СОГ по углеводородам удовлетворяет требованиям СТО Газпром 089-2010, а благодаря дополнительному клапану, который служит для ступенчатого дросселирования потока конденсата, в этом варианте реконструкции отсутствуют участки трубопровода с температурой ниже минус 60 °С, следовательно, оборудованию и трубопроводам не требуется специальное исполнение. Таким образом, вариант №4 – с установкой трех теплообменников и дополнительного клапана – можно рекомендовать для реконструкции.

Литература

1. Барамыгина Н.А. Моделирование процессов промышленной подготовки газов и газовых конденсатов: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Томск, 2006. – 21 с.: ил.
2. Зобнин А.А., Иванов С.С., Жиряков В.Ю. Оптимизация режимов работы установок комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 118-120.
3. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. / Под ред. В.И. Мурина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.: ил.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Т.В. Филиппова

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. При промышленной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, осуществляемый в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с применением термохимических методов [3,11,12].

Химический метод борьбы с образованием эмульсий наиболее прост и доступен, но требует дополнительных мер по повышению его эффективности. Вследствие этого подбор более эффективных деэмульгаторов является актуальной задачей для совершенствования процессов обезвоживания и обессоливания нефтей, с целью извлечения дополнительного количества нефтяной продукции.

Процесс обезвоживания включает стадии каплеобразования и отстаивания. Чем эффективнее прошел процесс каплеобразования, тем эффективнее будет разделение эмульсии на нефть и воду. Поэтому важно знать, способы интенсификации этого процесса, и эффективность влияния различных технологических параметров. Вследствие этого, целью работы является обработка и анализ экспериментальных данных по влиянию технологических параметров на процесс каплеобразования при движении эмульсии по трубопроводу и исследование процесса с применением математической модели.

Нефти различных месторождений имеют различные физико-химические характеристики, и поэтому важной задачей является подбор деэмульгатора для наиболее эффективного процесса массообмена и последующего процесса коалесценции капель воды. Одним из основных параметров, характеризующих нефтяную эмульсию, является поверхностное натяжение. Теоретических зависимостей поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора практически не существует, поэтому для учета влияния концентрации деэмульгатора на процесс каплеобразования нами были проанализированы опытные данные влияния расхода химического реагента на поверхностное натяжение для различного вида деэмульгаторов [1,2,4,5,7-10,13].

В результате обработки экспериментальных данных в программе Excel получены функциональные зависимости влияния концентрации химического реагента на величину поверхностного натяжения (табл.1).

Таблица 1

Функциональные зависимости

Деэмульгаторы	Уравнения линий тренда	Величина достоверности
Раствор РМД-5 в дистил. воде	$y_1 = -91,067x^3 + 107,58x^2 - 40,764x + 5,133$	$R_1^2 = 0,9932$
Раствор РМД-5 в минер. воде	$y_2 = 9,575x^2 - 17,231x + 6,6608$	$R_2^2 = 0,9676$
Лапрол 5003 (1)	$y_3 = 41,234x^2 - 23,92x + 12,128$	$R_3^2 = 0,7710$
Лапрол 5003 (2)	$y_4 = 11198x^2 - 71,444x + 15,764$	$R_4^2 = 0,6036$
Дипроксамин-157	$y_5 = -0,0004x^3 + 0,032x^2 - 0,9114x + 20,478$	$R_5^2 = 0,9726$
Реапон-4В	$y_6 = -0,0005x^3 + 0,0375x^2 - 0,959x + 20,683$	$R_6^2 = 0,9441$
Реагент [4]	$y_7 = 0,002x^2 - 0,4839x + 41,684$	$R_7^2 = 0,9243$
ЧАС-М марки Л	$y_8 = -13,497x^3 + 50,341x^2 - 56,07x + 22,292$	$R_8^2 = 0,9587$
Нежеголь	$y_9 = -41844x^3 + 720,66x^2 - 350,69x + 46,32$	$R_9^2 = 0,8175$
Реагент ЧАС-Л	$y_{10} = -0,0025x^3 + 0,069x^2 - 0,6214x + 2,194$	$R_{10}^2 = 0,9972$
Диссолван	$y_{11} = 0,0058x^2 - 0,8632x + 76,046$	$R_{11}^2 = 0,9868$
Диссолван 4411	$y_{12} = 0,0008x^2 - 0,2741x + 31,189$	$R_{12}^2 = 0,9938$
Нефтенол КС	$y_{13} = -29637x^3 + 11961x^2 - 1275x + 63,691$	$R_{13}^2 = 0,8978$

Таблица 2

Значения поверхностного натяжения и диаметра капли при различной концентрации деэмульгатора

c , % масс.	0,0007	0,002	0,0025	0,003	0,0035	0,007	0,015
σ , дин/см	40,67	32,15	29,345	26,802	24,522	18,747	11,538
d_k , м	211,6	149	122	108	99,4	67,1	32,9

Примечания: c – концентрация деэмульгатора, σ – поверхностное натяжение, d_k – диаметр капли.

Таблица 3

Полученные значения диаметра капли и расхода эмульсии

d_k , м	459,1	245,7	149	98,5
G_3 , кг/ч	349911	449911	459911	649911

Примечания: d_k – диаметр капли, G_3 – расход водонефтяной эмульсии.

Таблица 4

Расчитанные длины массообменной и коалесцирующей секций для разной концентрации деэмульгатора

c , % масс.	0,0007	0,002	0,0025	0,003	0,0035	0,007	0,015
L_M , м	48,19	44,48	43,68	43,03	42,48	39,98	37,15
L_K , м	6,61	5,93	5,77	5,65	5,56	5,40	5,29

Примечания: L_M , L_K – длина массообменной и коалесцирующей части трубопровода соответственно.

С учетом полученных зависимостей был сформирован алгоритм и программный блок учета влияния концентрации деэмульгатора при формировании капель воды и введен в математическую модель и программу

расчета процесса каплеобразования, разработанные на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета [6, 14].

С применением математической модели выполнены исследования влияния концентрации химического реагента и расхода эмульсии на показатели процесса каплеобразования (табл. 2-4): диаметр капель воды, поверхностное натяжение и длину трубопровода, необходимую для формирования капель.

С применением математической модели выполнены исследования, которые показали, что диаметр капель, поверхностное натяжение и длина трубопровода с увеличением концентрации деэмульгатора уменьшаются при прочих равных условиях. Анализ результатов влияния расхода эмульсии на диаметр капли показал, что с увеличением расхода эмульсии диаметр капель уменьшается, а, следовательно, эффективность процесса каплеобразования и в дальнейшем процесса отстаивания воды снизится.

Таким образом, учет в математической модели влияния концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение позволит нам спрогнозировать влияние реагента на эффективность процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти и определить наиболее эффективные режимы процесса разрушения водонефтяной эмульсии.

Литература

1. Афанасьев Е.С., Римаренко Б.И., Ясьян Ю.П., Горлов С.Г. Исследование деэмульгирующей способности лапролов//Нефтепереработка и нефтехимия., 2/2011. – С.31 – 36.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А., Никифоров А.И., Никифоров Г.А., Муслимов Р.Х., Бахтеев Р.Х. Научно-технические основы создания энергосберегающих технологий для наращивания ресурсной углеводородной базы нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 4/2010. – С.10 – 20.
3. Глаголева О.Ф., Капустина В.М. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти. – М.: Химия, 2007. – С. 275 – 287.
4. Голубев М.В., Халикова А.И. Оптимизация процесса подачи деэмульгатора//Нефтегазовое дело, 2/2004. – С.80 – 83.
5. Игнатов А.Н., Селезнев А.А., Абдуллин Р.М., Кореняко А.В. Физико-химические и фильтрационные исследования гидрофобизирующих реагентов//Нефтепромысловое дело, 1/2013. – С.30-40.
6. 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, 8/2013. – С. 626 – 629.
7. Климова Л.З. Получение, исследование свойств и применение новых деэмульгаторов водонефтяных эмульсий: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Москва, 2002. – 24 с.
8. Магадова Л.А., Ефимов М.Н., Ефимов Н.Н., Черыгова М.А. Управление технологическими свойствами углеводородных суспензий цемента с помощью композиции ПАВ//Технология нефти и газа, 2/2011. – С.25 – 29.
9. Пат. 2294956 Российская Федерация МПК С10G33/04. Способ подготовки нефти с повышенным содержанием механических примесей / Гумеров А. Г., Карамышев В. Г., Ходжаев В.В.; Патентообладатель: Государственное унитарное предприятие "Институт проблем транспорта энергоресурсов" ГУП "ИПТЭР". – № 2005128013/04; Заявл. 07.09.2005; Опубл. 10.03.2007, Бюл. № 7. – 6 с.
10. Пат. 2359994 Российская Федерация МПК С10G33/04. Способ деэмульгирования нефти бинарным деэмульгатором / Роголев М. С., Магарил Р. З.; Патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Тюменский государственный нефтегазовый университет". – № 2008113685/04; Заявл. 07.04.2008; Опубл. 27.06.2009, Бюл. № 18. – 6 с.
11. Пузин Ю.И. Практикум по химии нефти и газа: учебн. Издание. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 142 с.
12. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. – 512 с.
13. Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н., Хуснуллин Р.Р. Особенности турбулентных течений нефтяных эмульсий в присутствии полимеров и поверхностно-активных веществ//Технологии нефти и газа, 5/2011. – С.12 – 17.

ИЗМЕНЕНИЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИСАДОК И НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Н.Н. Ядревская¹

Научные руководители доцент Н.В. Ушева¹, старший научный сотрудник Ю.В. Лоскутова²
¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

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 вязкостно-температурного поведения таких нефтей при воздействии внешних факторов в условиях пониженных температур.

В работе было исследовано влияние депрессорной присадки комплексного действия и низкочастотного акустического воздействия на вязкостно-температурные свойства и состав дисперсной фазы высокопарафинистой высокозастывающей нефти Ондатрового месторождения (Томская область). Нефть при комнатной температуре является легкой, маловязкой с высоким газовым фактором, однако, за счет повышенного содержания парафинов характеризуется высокой температурой застывания (минус 4,4 °С), в ней отсутствуют асфальтены и содержится порядка 5 % мас. смол.

Низкочастотную акустическую обработку (НАО) проводили на лабораторном аналоге промышленно выпускаемого вибратора ВЭМА-0,3 в течение 1 минуты после охлаждения до 0 °С и термостатирования при

данной температуре в течение 1 ч. В качестве добавки использовали присадку Difron 3004 (D04), обладающую депрессорными, ингибирующими парафинообразование и диспергирующими свойствами (концентрация в нефти 0,03 % мас.).

Для нефти после различных типов обработки были получены зависимости динамической вязкости нефти от температуры. Установлено, что добавка присадки D04 в нетермостатированную нефть в отрицательной области температур приводит к увеличению вязкости, а после НАО вязкостно-температурные свойства термостатированной при 0 °С нефти ухудшаются во всем температурном диапазоне (рис.1 а). Однако при совместном использовании НАО и присадки предел текучести сдвигается в низкотемпературную область, а вязкость нефти, например, при температуре 10 °С понижается более чем в 10 раз.

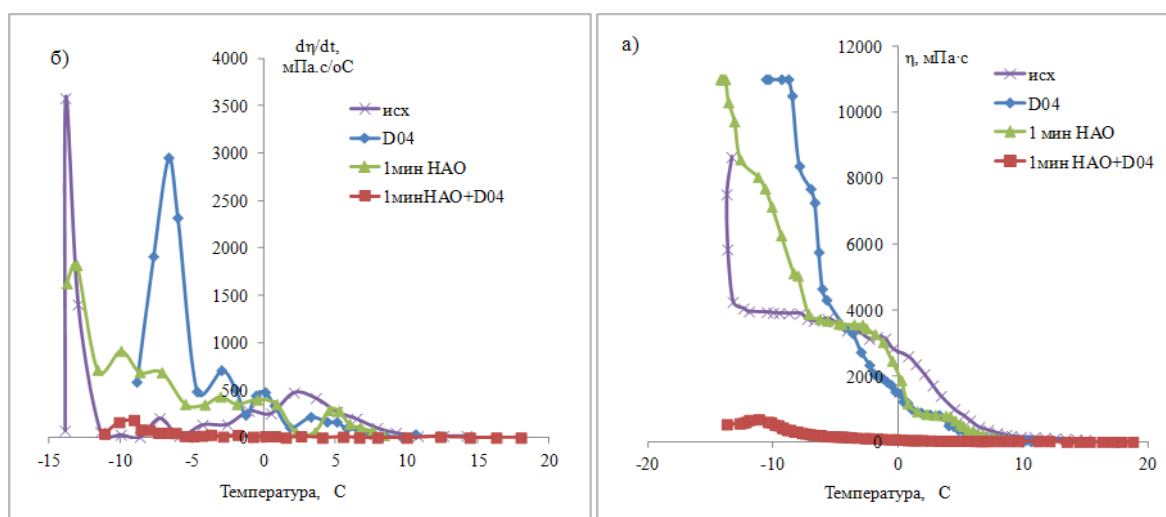


Рис. 1. Вязкостно-температурные (а) и дифференциальные $d\eta/dT$ (б) кривые нефти после обработки

Дифференциальные кривые зависимости температурного коэффициента вязкости $d\eta/dT$ от температуры нефти представлены несколькими участками, которые существенно отличаются по скорости изменения вязкости и имеют один максимум, приближенный к температуре спонтанной кристаллизации. Ввод присадки D04 в нефть сдвигает максимум в область более высоких температур. После совместного действия НАО и присадки на кривых появляются протяженные линейные участки со слабовыраженным максимумом.

НАО сопровождается ростом как температуры помутнения T_p , так и температуры спонтанной кристаллизации $T_{сп}$. Также по вязкостно-температурным зависимостям была рассчитана энергия активации вязкого течения $E_{вт}^a$ обработанных в различных условиях образцов нефти. Показано, что после НАО или ввода присадки происходит понижение $E_{вт}^a$. Максимальное же снижение энергии активационных процессов наблюдается также после комплексной обработки.

Таблица 1

Энергетические параметры нефти Ондатрового месторождения

Образец нефти	$T_p, ^\circ\text{C}$	$T_{сп}, ^\circ\text{C}$	$E_{вт}^a, \text{кДж/моль}$	$W, \text{кДж}$
исходный	14,8	-8,5	91,4	0,79
0,03 % мас. D04	-	-6,7	47,3	0,22
1мин НАО	16,1	-6,7	47,3	0,30
1минНАО+0,03 %мас. D04	12,8	-9,1	49	0,04

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, были сняты кривые течения прямого и обратного хода при температуре 0 °С (рис. 2). По площадям петель гистерезиса рассчитаны величины внутренней энергии разрушения дисперсной системы W (табл. 1). Площадь петли гистерезиса обработанной присадкой нефти, существенно ниже, чем для исходной. После НАО ход кривых прямого и обратного хода нефти сближается, скорость разрушения и восстановления тиксотропной структуры выравниваются, а значения энергии W при этом снижаются. Комплексная физико-химическая обработка охлажденной нефти с последующим вводом в присадки приводит к резкому уменьшению размеров петли гистерезиса и сопровождается 20-ти кратным снижением внутренней энергии системы.

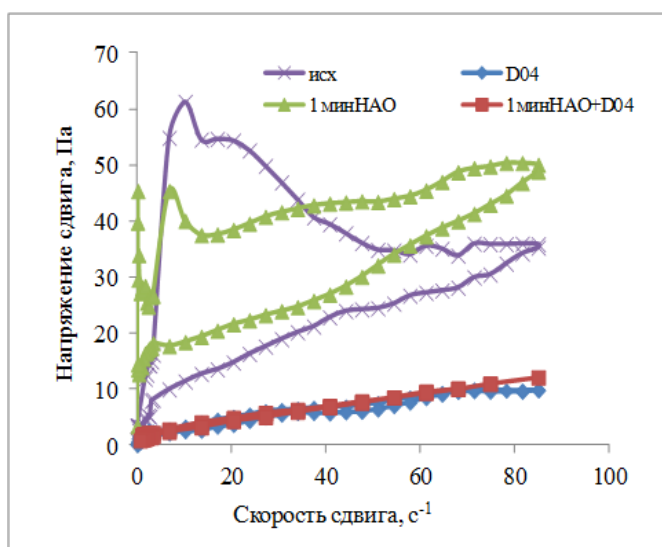


Рис. 2. Кривые течения прямого и обратного хода нефти после различного вида обработки

Добавка в нефть присадки на 7 °С снижает температуру застывания и на 97 % количество нефтяного осадка (рис. 3). Акустическое воздействие на нефть, напротив, приводит к увеличению температуры застывания, количество нефтяного осадка при этом снижается незначительно. Введение в охлажденную и обработанную полем нефть присадки D04, напротив, существенно улучшает депрессорный эффект, понижая температуру застывания на 20 °С. При этом сохраняется высокая ингибирующая способность присадки снижать количество образующегося нефтяного осадка на металлической поверхности оборудования.

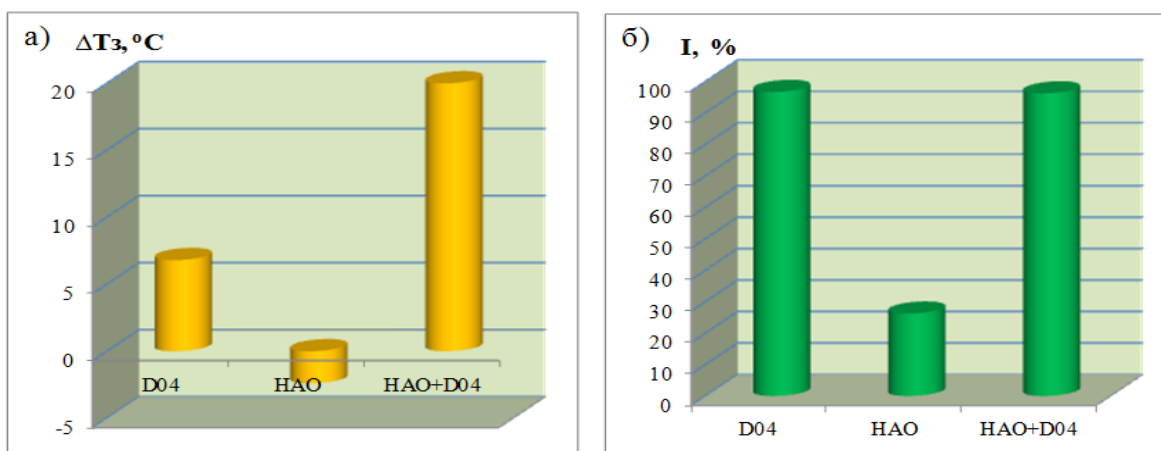


Рис. 3. Изменение температуры застывания ΔT_z (а) нефти и ингибирующей способности I (б) после НАО и ввода присадки

Таким образом, обработка только низкочастотным акустическим полем высокопарафинистой нефти при температуре, близкой к температуре застывания, приводит к увеличению температуры застывания и интенсивности парафиноотложения. Комплексная физико-химическая обработка охлажденной нефти приводит к практически полному разрушению тиксотропной структуры, что сопровождается резким снижением вязкостно-температурных характеристик, а также уменьшению энергетических параметров.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1.

ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОСАЖДЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО НИКЕЛЯ НА АЛЮМИНИЕВУЮ ПОВЕРХНОСТЬ

И.А. Алексенко

Научный руководитель доцент О.И. Налесник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сплавы на основе алюминия имеют самое широкое применение в современном самолето-, ракето- и приборостроении. Они выгодно отличаются от сталей и медных сплавов многими положительными эксплуатационными свойствами (небольшая плотность, высокая тепло- и электропроводность, пластичность и др.) [8]

В настоящее время проблема повышения прочности и коррозионной стойкости, улучшения защитно-декоративных свойств материалов остается актуальной. Одним из способов решения этой проблемы является нанесение на поверхность материалов металлических покрытий [5].

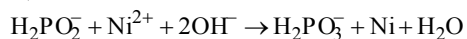
Интерес к химически осажденным никелевым покрытиям по сравнению с электролитическими никелевыми покрытиями обусловлен особыми физико-химическими характеристиками осадков, широко используемыми для модифицирования свойств поверхности [8].

Никель можно равномерно наносить внутри углублений, глухих отверстий и полостей. Он не накапливается на краях и имеет очень высокую износостойкость. Никелевые пленки, содержащие фосфор, имеют исключительную устойчивость к коррозии. Никель часто используется в качестве металлической подложки благодаря своим выравнивающим, сглаживающим и изолирующим свойствам. Он повышает устойчивость металлов к агрессивному воздействию хлорид- и цианид-ионов. Никель обладает низкой пластичностью, поэтому он не рекомендуется для создания гибких конструкций, но вполне применим для покрытия упругих материалов тонкой пленкой. Никелевые покрытия чрезвычайно стойки в растворах щелочей и некоторых кислот вследствие способности никеля к пассивации [9].

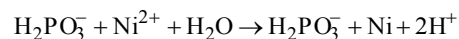
Процесс химического никелирования основан на восстановлении ионов никеля гипофосфитом в водных растворах. Механизм реакций, протекающих при химическом никелировании, весьма сложен и пока еще недостаточно изучен. Реакция восстановления никеля имеет ступенчатый характер. Предполагается, что первой стадией процесса является разложение гипофосфита водой с выделением атомарного водорода. Водород абсорбируется на поверхности деталей, вступает в реакцию с ионами никеля, в результате чего выделяется металлический никель. Одновременно атомарный водород восстанавливает фосфор, который включается в состав покрытия [3].

Суммарные уравнения процессов щелочного и кислотного химического никелирования [4]:

Щелочной



Кислотный



В работе использовались электролиты химического никелирования, представленные в табл. 1. Никелем покрывались дюралюминиевые детали марки Д16Т, площадь поверхности составляла 43 см². Согласно литературным источникам [1, 3] соотношение площади детали (дм²) к объему электролита (л) должно быть примерно равно единице, поэтому термостатированная ячейка имела объем 500 мл.

Основными параметрами, влияющими на химическое осаждение металлического никеля из раствора, являются: температура процесса, объем на единицу поверхности, время никелирования, состав и pH электролита. Проводили серии экспериментов с целью установления динамики скорости осаждения никеля из растворов электролитов химического никелирования.

Перед началом процесса каждую деталь взвешивали. Подготовка поверхности к процессу химического никелирования включала в себя обезжиривание в органических растворителях и щелочных растворах, щелочное травление, кислотное травление, двойную цинкатную обработку с промежуточным кислотным травлением [2, 6, 7]. После обработки поверхности деталь погружали в электролит, который предварительно был нагрет до рабочей температуры. При проведении процесса происходило изменение pH на 2–3 единицы. Для определения изменения скорости химического осаждения никеля деталь взвешивали с интервалом в 10 минут. Осаждение проводили до прекращения изменения массы детали, свидетельствующей о полной выработке электролита.

Скорости осаждения никеля (v_{Ni}) определяли весовым методом. Расчет проводился по представленной ниже формуле.

$$v_{Ni} = \frac{(m_2 - m_1) \cdot 10000}{d \cdot \tau \cdot S},$$

где m_1 – начальная масса детали (в первом измерении учитывался поправочный коэффициент стравливания $k = 0,9937$), г; m_2 – конечная масса детали, г; d – плотность никеля, г/см³; S – площадь одной детали, см²; τ – время проведения процесса, ч.

Таблица 1

Составы электролитов химического никелирования

Компоненты и условия осаждения	Состав электролита, г/л		
	1	2	3
Никель хлористый		25	
Натрий гипофосфит	20	20	30
Натрий лимоннокислый		40	
Аммоний хлористый		35	
Аммиак, 25 %		100 мл	
Сернокислый никель	20		40
Тиомочевина	3 мл		
Ацетат аммония			12
Аммоний сернокислый			30
Тетраборат натрия			5
Уксусная кислота	13–14		
Едкий натр	4–5		
pH	4–5	8–9	6–6,5
Температура, °C	75–80	80–90	70–75
Скорость осаждения, мкм/ч	11–15	10–15	10–15

На рис. 1 представлена зависимость скорости осаждения никеля из растворов химического никелирования от времени. Для всех электролитов характерно наличие стремительного роста скорости осаждения до максимального значения, с последующим уменьшением скорости осаждения до полного прекращения процесса. Однако для электролита 1 после роста наблюдается сильный спад, приводящий практически к полной остановке процесса никелирования, что требует использования активаторов для возобновления процесса. У электролитов 2 и 3 отсутствует данный недостаток, скорости осаждения этих электролитов близки по значению.

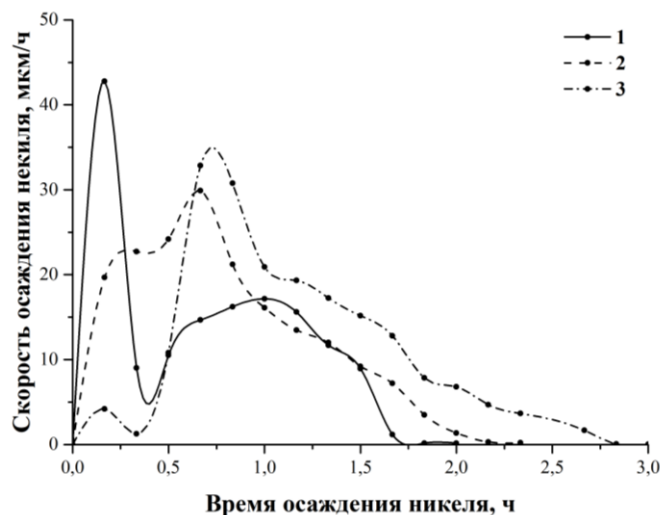


Рис. 1. Зависимость скорости осаждения никеля из растворов химического никелирования от времени

Выводы

Установлена возможность получения толстослойного никелевого покрытия на дюралюминиевых деталях марки Д16Т.

Исследована динамика осаждения никеля из различных электролитов химического никелирования.

Установлено, что электролит 1 уступает электролитам 2 и 3 по средней скорости осаждения никеля.

Литература

1. Mallory G.O., Hajdu J.B. (ed.). Electroless plating: fundamentals and applications. – Orlando: William Andrew Publishing, 1990. – 539 p.
2. Барон Ю.М. Технология конструкционных материалов: Учебник для вузов. – СПб.: Питер, 2012. – 512 с.
3. Вайнер Я.В., Дасоян М.А. Технология электрохимических покрытий. – Ленинград: Машиностроение, 1972. – 464 с.
4. Горбунова К.М., Никифорова А.А. Физико-химические основы процесса химического никелирования. – Москва: Изд-во Академии наук СССР, 1960. – 207 с.
5. Дудкина В.В. Адгезионная прочность никелевых и цинковых покрытий с медной основой, электроосажденных в условиях внешней стимуляции лазерным излучением // Наука та прогрес транспорту. Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна. – Дніпропетровськ, 2013. – Вип. 2. – С. 83 – 91.
6. Зальцман Л.Г., Черная С.М. Спутник гальваника. – Киев: Техника, 1989. – 191 с.
7. Коротин А.И. Технология нанесения гальванических покрытий. – М.: Высшая школа, 1984. – 200 с.
8. Симунова С.С. Химическое никелирование алюминиевых сплавов. Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 1997г. – 15 с.
9. Сулегин Д.А., Юрасова И.И. Исследование процесса никелирования с использованием диаграммы Пурбе // Инженерный журнал: наука и инновации. – Москва, 2013. – № 6. – С. 1 – 10.

КИСЛОТОУПОРНАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Б. Адырбаев, Е. Водопьянов

Научный руководитель доцент Т.А. Адырбаева

*Южно-Казахстанский государственный университет им. М.Ауэзова,
г. Шымкент, Республика Казахстан*

Химически стойкая керамика предназначена для службы в условиях воздействия агрессивных сред. Она должна обладать химической, механической и термической стойкостью, влаго- и газонепроницаемостью. Химически стойкая керамика позволяет значительно сократить расход дорогих и дефицитных специальных сталей и цветных металлов. Дешевизна и долговечность ставят керамические химически стойкие изделия в особое положение.

Основным сырьем для производства химически стойких изделий являются спекающиеся огнеупорные и тугоплавкие глины с огнеупорностью 1350 °С и выше. В состав масс для изготовления кислотоупоров, кроме глины, широко вводят добавки природных и искусственных материалов – полевые шпаты, пегматиты, тальк, дунит, пирофиллит, электрокорунд, карбид кремния, циркон и др.

Большая потребность в кислотоупорных материалах вынуждает ориентироваться при их выпуске на наиболее доступное и дешевое природное сырье. Проблема изыскания качественного сырья является одной из важнейших в странах СНГ, так как большая часть хорошо изученных и известных месторождений тугоплавких и огнеупорных глин находится на территории России и Украины.

В Казахстане химически стойкая керамика не выпускается. Дефицит покрывается поставками из России и Украины. Изучению отечественной минерально-сырьевой базы для производства химически стойкой керамики не уделялось должного внимания. В то же время на территории Казахстана имеются весьма перспективные месторождения минеральных ресурсов, пригодных в рассматриваемом производстве [1, 2]. Это подтверждает аналитический обзор химико-минералогического состава и технологических свойств полезных ископаемых месторождений каолинит-содержащих глин, отошающих материалов, пластификаторов и плавней Южно-Казахстанского региона. Тугоплавкие глины Ленгерского, Кельтемашатского, Каскасуйского, Мумбаканского и Баганалынского месторождений могут стать главной сырьевой базой. Бентонитовые глины Дарбазинского, Келесского и Кынгракского месторождений можно рассматривать как потенциальные пластифицирующие компоненты в сырьевой смеси кислотоупорных масс. Представляют несомненный интерес в качестве отошающих компонентов эффузивы типа тефрито-базальтов Даубабинского месторождения, обсидианы Турбатского и Кокпаксайского месторождений, кварцевые пески и кварциты Грунч-Булакского, Каратюбинского и Кожа-Тахтинского месторождений. В регионе широк выбор талька, доломита и полевых шпатов, способствующих образованию при обжиге жидкой фазы и снижению температуры спекания.

Традиционное производство кислотоупорного кирпича основано на использовании спекающихся тугоплавких и огнеупорных глин с широким интервалом спекания и шамота на их основе.

По результатам изучения химического и минерального состава, технологических свойств, физико-химических процессов и фазовых превращений при обжиге были проведены исследования по поиску новых по составу компонентов кислотоупоров на основе тугоплавких каолинито-гидрослюдистых с примесью кварца ленгерских глин и тефрито-базальтов Даубабы, кварцевых песков и кварцитов Грунчбулака, тальковых камней Бессаза и волластонитов Верхнебадамского месторождения.

Для лабораторных технологических экспериментов с использованием вышеуказанных видов минерального сырья путем теоретических расчетов были разработаны 20 составов кислотоупорных масс.

Путем сравнения всех возможных вариантов выбрано следующее сочетание наиболее оптимальных параметров: максимально допустимый размер зерен глин – 0,5 мм, максимальная величина зерен отощителей – 2 мм; формование пластическое; температура обжига в пределах 1100 – 1200 °С.

Глина подвергалась сушке из-за высокого естественного влагосодержания. Помол производился в лабораторной стержневой мельнице периодического действия, затем глина подвергалась магнитной обработке для удаления возможных примесей железа.

Крупные куски минеральных добавок раздроблены в лабораторной щековой дробилке, затем в лабораторной валковой дробилке. Помол производился в стержневой мельнице. Подготовленное таким образом сырье также подвергалось магнитному обогащению.

Дозирование компонентов шихты – весовое. Для получения более однородной массы использовано двухстадийное смешивание – сухое и мокрое. Для улучшения качества изделий применено вылеживание формовочной массы.

Установлено, что вылеживание увлажненной массы улучшает формовочные и сушильные свойства глины, повышает производительность оборудования и снижает расход энергии.

Лабораторные образцы формовались в виде кубиков 50×50×50 мм. Сушка производилась в сушильных шкафах при 100±10 °С. Обжиг осуществлялся в лабораторных печах. Режим обжига подбирался и корректировался в процессе исследования. Контроль обжига велся параллельно с помощью КИП и стандартных пироскопов.

До обжига определялись следующие свойства масс кислотоупоров: формовочная влажность, пластичность (число пластичности), коэффициент чувствительности к сушке и воздушная усадка, а после обжига – огневая усадка, объемная масса, водопоглощение, кислотостойкость, предел прочности при сжатии, водопроницаемость, термостойкость (количество теплосмен).

Таблица 1
Изменения свойств лабораторных образцов кислотоупоров после обжига при 1000 – 1150 °С

№ массы	Свойство при температуре обжига, °С											
	Водопоглощение, %				Кислотостойкость, %				Предел прочности при сжатии, МПа (кгс / см ²)			
	1000	1050	1100	1150	1000	1050	1100	1150	1000	1050	1100	1150
M5	14	10,5	7,3	6,5	95,1	96,7	97,2	97,3	14	10,5	7,3	6,5
M6	12,8	9,2	7,1	6,4	95,3	96,5	97,3	97,5	12,8	9,2	7,1	6,4
M7	11,6	7,9	6,7	6,3	95,8	96,7	97,4	97,6	11,6	7,9	6,7	6,3
M8	10,5	7,4	6,6	6,2	95,9	96,8	97,5	97,8	10,5	7,4	6,6	6,2
M17	15,4	12,9	8,9	6,5	95,1	96,1	96,3	97,3	15,4	12,9	8,9	6,5
M18	16,3	12,6	10,0	6,5	95,6	96,3	96,4	97,5	16,3	12,6	10,0	6,5
M19	15,5	15,7	12,2	6,6	95,7	96,4	96,8	97,7	15,5	15,7	12,2	6,6
M20	15,7	14,4	12,4	6,8	95,9	96,7	97,3	97,8	15,7	14,4	12,4	6,8

Основные свойства образцов кислотоупоров из оптимальных составов соответствуют требованиям действующего стандарта (табл. 2).

Таблица 2
Основные физико-технические показатели лабораторных образцов кислотоупоров

Наименование показателя	Требования для кирпича прямого, клиновидного и радиального (ГОСТ 474-90), класса			Значения для испытываемых образцов
	А	Б	В	
Водопоглощение, %	не более 6,0	не более 6,8	не более 8,0	6,2–6,5
Кислотостойкость, %	не менее 97,5	не менее 97,5	не менее 96	97,3–97,8
Предел прочности при сжатии, МПа (кгс / см ²)	не менее 55,0 (550)	не менее 50,0 (500)	не менее 35,0 (350)	51,5–52,6 (515–526)
Водопроницаемость, ч	48	36	24	48–50
Термическая стойкость (количество теплосмен)	3	3	2	3–4

Определение спекаемости исследуемых масс проводилось по ГОСТ 21216.9-93. Образцы обжигались в муфельной печи от 1000 до 1250 °С с выдержкой при конечной температуре в течение 30 минут.

Зафиксировано, что большая часть образцов кислотоупоров из исследуемых составов масс спекаются уже при температуре 1150 °С, а при температурах 1200 и 1250 °С наблюдаются явные признаки пережога.

Оптимальные составы определяли по средним показаниям при испытании 5 образцов. Критериями для определения приняты главные показатели качества готовой продукции – механическая прочность, водопоглощение и кислотостойкость.

Наибольший практический интерес вызывают составы кислотоупоров на основе композиций: «тугоплавкие глины + тефрито-базальты» (М5 – М8) и «тугоплавкие глины + кварциты» (М17 – М20).

В табл. 1 приведены результаты исследований лабораторных образцов при температурах 1000–1150 °С.

Литература

1. Адырбаева Т.А. Разработка технологии производства кислотоупорной керамики на основе минерального сырья и отходов промышленности Южного Казахстана: Дисс. ... канд. техн. наук. – Шымкент, 2002г. – 132 с.
2. Бишимбаев В.К., Есимов Б.О., Адырбаева Т.А., Руснак В.В., Егоров В.В. Минерально-сырьевая и технологическая база Южно-Казахстанского кластера строительных и силикатных материалов. Монография. – Алматы: Раритет, 2009. – 270 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ОБОГАЩЕНИЯ РУД В МАГНЕЗИАЛЬНОМ МЕЛКОЗЕРНИСТОМ БЕТОНЕ

А.И. Андреева

Научный руководитель профессор О.А. Мирюк
Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан

Мелкозернистые бетоны – перспективная разновидность композиционных материалов [1]. Широкое применение техногенных заполнителей обеспечивает технологии мелкозернистых материалов ресурсосберегающий характер. Разработки, посвященные магниальным мелкозернистым композициям, немногочисленны.

Магниальные материалы выгодно отличаются малой энергоемкостью производства; способностью вяжущего к интенсивному твердению; высокой прочностью, износостойкостью и адгезией к любым видам заполнителя. Высокая активизирующая способность каустического магнетита по отношению к различным материалам служит основой для получения смешанных вяжущих. Сочетание каустического магнетита с природными и техногенными материалами расширяет ассортимент и увеличивает объем выпуска магниальных цементов. Преимущества смешанных вяжущих заключаются в улучшении физико-механических характеристик при одновременной экономии каустического магнетита и рациональном использовании природных и техногенных материалов [2, 3].

Цель работы – оптимизация состава мелкозернистых магниальных композиций при комплексном использовании техногенного материала.

Пестрый состав и многообразие генезиса придают промышленным отходам полифункциональность. Комплексное использование техногенных материалов предполагает многоцелевое применение сложного по составу нового сырья в составе композиции. Многоэтапное измельчение зернистых отходов с отделением заданных фракций частиц обеспечивает получение нескольких полезных продуктов. Ресурсосберегающая технология основана на комплексном использовании и магниальной активизации техногенных отходов.

Композиции готовили на основе смешанного вяжущего, включающего каустический магнетит (30–50%) и тонкомолотые отходы обогащения скарново-магнетитовых руд (50–70%). В качестве заполнителя мелкозернистых композиций использованы различные фракции дробленых отходов обогащения скарново-магнетитовых руд. Композиции затворяли раствором хлорида магния плотностью 1240 кг/см³. Образцы размером 40×40×160 мм твердели на воздухе.

При формировании фракционированного техногенного заполнителя в качестве основы принята двухфракционная смесь из частиц непрерывного зернового состава «1,25 – 5,0 мм» : «0,63 – 1,25 мм» с соотношением 1:0,41 (мас. часть), полученным в результате расчета.

Методом пошагового дополнения состава двухфракционной смеси мелкой фракцией «0,14 – 0,63 мм» получены вариации фракционированного заполнителя. Отмечено, что по мере увеличения доли фракции «0,14 – 0,63 мм» возрастает значение насыпной плотности, уменьшается пустотность (таблица 1).

Таблица 1

Характеристика вариаций фракционированного техногенного заполнителя

Основные фракции заполнителя, мм	Содержание фракции «0,14 – 0,63 мм», %	Насыпная плотность, кг / см ³	Пустотность, %
«0,63 – 1,25» + «1,25 – 5,0»	0	1268	50,0
	5	1306	48,6
	10	1308	48,6
	15	1313	48,4
	20	1317	48,3
	25	1326	47,9
	30	1332	47,7

Для оптимизации зернового состава фракционированного техногенного заполнителя использован метод математического планирования эксперимента. Исследованы мелкозернистые бетонные смеси с соотношением

«смешанное магнезиальное вяжущее : заполнитель» – 1 : 2. Количество затворителя обеспечивало получение формовочных масс с расплывом конуса 120 – 130 мм.

При помощи программы «Statistica 6.0» принята матрица, получены допустимые области смесей фракций на треугольных диаграммах. Исследуемая смесь заполнителя составлена из трех фракций, мм: «0,14 – 0,63»; «0,63 – 1,25»; «1,25 – 5,0». Любая смесь трех компонентов представлена точкой в системе координат на треугольнике, определяемой тремя переменными (табл. 2).

Таблица 2

Условия эксперимента

Факторы		Уровни варьирования		
натуральный вид	кодированный вид	-1	0	+1
Доля фракции «1,25 – 5,0 мм»	X_1	0,44	0,54	0,64
Доля фракции «0,63 – 1,25 мм»	X_2	0,24	0,34	0,44
Доля фракции «0,14 – 0,63 мм»	X_3	0,12	0,22	0,32

В результате обработки экспериментальных данных получены зависимости прочности (R) и средней плотности (ρ) от исследуемых факторов – содержания фракций заполнителя, в виде уравнений регрессии:

$$R = 35,8 - 5,9x_1 - 5,4x_2 - 4,8x_3 + 31,86x_1x_2 + 28,32x_1x_3 + 25,92x_2x_3 + x_1^2 + 29,16x_2^2 + 23,04x_3^2, \quad (1)$$

$$\rho = 2204 - 16,7x_1 - 15,8x_2 - 14,3x_3 + 263,86x_1x_2 + 238,81x_1x_3 + 225,94x_2x_3 + 278,89x_1^2 + 249,64x_2^2 + 204,49x_3^2. \quad (2)$$

Наибольшие показатели прочности и плотности мелкозернистого бетона достигаются при преобладании в смеси крупной фракции «1,25 – 5,0 мм» – не менее 50%; при соотношении фракций «0,63 – 1,25 мм» : «0,14 – 0,63 мм», равном 1,1 – 2,0 : 1,0.

Свойства композиционных материалов определяются структурами различного уровня: микроструктура камня вяжущего, мезоструктура контактной зоны заполнителя с камнем вяжущего, макроструктура частиц заполнителя. Формирование структуры зависит от состава и состояния исходных материалов. Высокие прочностные показатели мелкозернистого магнезиального бетона обусловлены формированием связей на контакте между камнем вяжущего и заполнителем.

Состояние структуры, исследованное методом электронной микроскопии (рис. 1), свидетельствует о тесном срастании компонентов сложного по составу композиционного материала и коррелируется с результатами физико-механических испытаний.

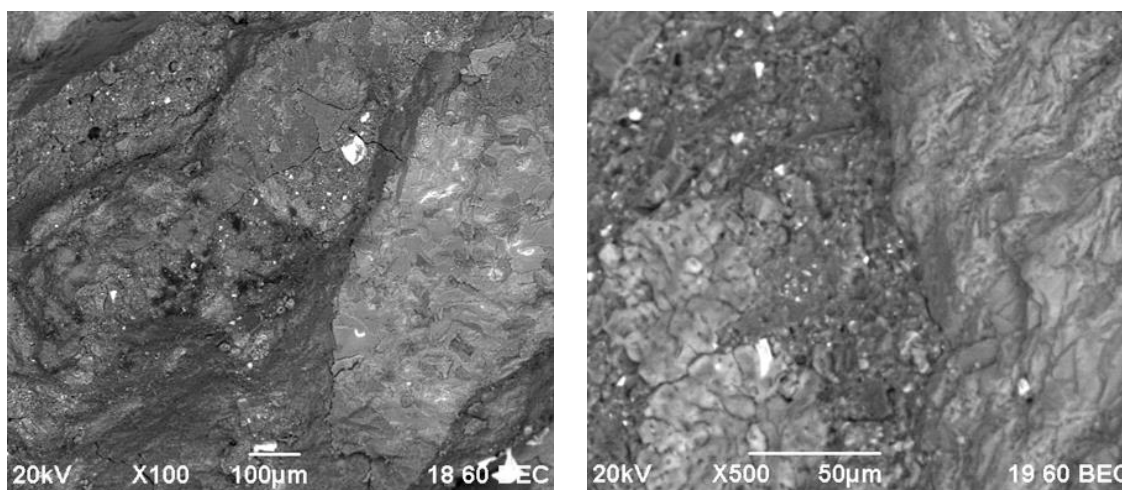


Рис. 1. Микроструктура магнезиальной композиции

Сравнительные испытания мелкозернистых композиций на заполнителях природного и техногенного происхождения показали сопоставимые результаты и подтвердили принципиальную возможность получения мелкого заполнителя с использованием отходов обогащения руд.

Вывод. Показана возможность получения магнезиальных мелкозернистых композиций при многоцелевом использовании отходов обогащения скарно-магнетитовых руд различной дисперсности.

Литература

1. Баженов Ю.М. Многокомпонентные мелкозернистые бетоны // Строительные материалы, оборудование и технологии XXI века.– Москва, 2001. – № 10. – С. 15.
2. Зырянова В.Н., Бердов Г.И. Магнезиальные вяжущие вещества из высокомагнезиальных отходов // Известия Вузов. Строительство. – Новосибирск, 2005. – № 10. – С. 46 – 53.
3. Мирюк О.А. Смешанные магнезиальные вяжущие. – LAP LAMBERT Academic Publishing. – 2014. – 128 с.

**ВОЗМОЖНОСТИ ПОПУТНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЦЕННЫХ И РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В КУЗБАССЕ**

Н.С. Брыксин

Научные руководители доцент Ю.К. Власкин, доцент А.В. Володина
Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Проведен анализ возможности попутного извлечения как ценных, так и редкоземельных элементов, на горнорудных предприятиях и в отходах обогащения для обеспечения данным видом сырья высокотехнологичных отраслей промышленности.

Ключевые слова: ценные и редкоземельные элементы, попутное и повторное извлечение, высокотехнологичная промышленность, экологическая ситуация.

Ценность добываемого полезного ископаемого повышается, если после ведения добычных работ из него извлекается не только основной вид минерала (железо, уголь), но и попутные полезные компоненты (золото, серебро, висмут, кобальт) и редкоземельные элементы (иттрий, самарий, тербий, и т.д.). Особый интерес к попутному извлечению редкоземельных элементов в связи с развитием производства высокотехнологичной и электронной техники уделяется во Франции, Германии, Великобритании в связи с прекращением добычи угля (декарбонизацией) в этих странах [5]. Так, во Франции проявили творческий подход к получению редкоземельных элементов из отработанной техники и бытовых приборов (рис. 1). В частности, при переработке энергосберегающих ламп налажено получение ртути и других видов редкоземельных элементов, среди которых дорогостоящие европий и тербий.



Рис. 1. Отработанные энергосберегающие лампы перед переработкой

Пользующиеся спросом отходы собираются по всему миру и завозятся кораблями даже из США, в результате переработки которых французам удается получить шесть видов редкоземельных элементов. В настоящее время во всей Европе используется около 15 тысяч тонн редкоземельных элементов, полученных после переработки продукции промышленного производства.

Еще в девятые годы прошлого столетия были проведены исследования в рудных залежах и хвостах обогащения горнорудных предприятий НПО СИБРУДА [4], в которых было доказано, что только в условиях Казского рудника кроме железной руды запасы золота и серебра представляют интерес для промышленной разработки. Возможна попутная добыча ценных элементов также при разработке угольных месторождений [1]. Полученные некоторыми странами и фирмами редкоземельные элементы, как и золото, рассматриваются в качестве «подушки безопасности», которую целесообразно складировать до практического применения. Несмотря на предпринимаемые меры, в высокотехнологичных отраслях промышленности Европейских государств в так называемых «зеленых технологиях» [3], создалось критическое положение в областях снабжения этих отраслей промышленности тяжелыми редкоземельными элементами. В связи с создавшимся дефицитом ценных и редкоземельных элементов учеными Фрайбергской горной академии совместно с промышленными партнерами в настоящее время проводится поиск данных материалов в саксонских горнопромышленных отвалах [6], сформировавшихся несколько столетий назад в результате ведения горных работ. Наличие ценных и редкоземельных элементов в данных отвалах в то время не представляло промышленного интереса. В настоящее время такие элементы как олово, цинк, серебро, вольфрам, а также литий или индий являются стратегически важными элементами для высокотехнологичных отраслей промышленности. В Японии инженеры компании HONDA разобрали аккумуляторы автомобилей, находящиеся буквально на свалке, отделили пластиковые и металлические детали, растворили в кислоте находящееся внутри вещество и при помощи электрического метода

получили из него 80% редкоземельных элементов. Ранее повторно выделять редкоземельные элементы из отработанных деталей не удавалось ни одному автопроизводителю. С целью экономии использования редкоземельных элементов японским производителем электроники Hitachi разработан двигатель, в котором не используются редкоземельные элементы. Компания Toyota объявила о планах производства электромобилей также без применения редкоземельных элементов. Данные элементы содержатся также в нефтяных и газ угольных месторождениях в Кузбассе [2], переработка которых позволит активизировать снабжение этими элементами промышленные высокотехнологичные предприятия на внутреннем и внешнем рынке и оздоровить экологическую ситуацию в добывающих и перерабатывающих регионах.

Литература

1. Нифантов Б.Ф. и др. Повышение ценности товарных кузнецких углей за счет селективной выемки пластов с промышленными содержаниями элементов – примесей // Уголь. – Москва, 2011. – № 2. – С. 63 – 65.
2. Скурский М.Д. Прогноз редкоземельно-нефтегазоугольных месторождений в Кузбассе // ТЭК и ресурсы Кузбасса. – Кемерово, 2004. – № 2/15. – С. 24-30.
3. Эльснер Х. Критическое положение в области снабжения тяжелыми редкоземельными элементами // Майнинг Репорт. Глюкауф. – Москва, 2013. – № 1. – С. 10 – 16.
4. Прибрежная торговля – 88 // Проспект выставки. Кемерово, 1988. – 8 с.
5. Doner Susanne. Wie sich Seltene Erden recyceln lassen [Электронный ресурс] // Handelsblatt. - Режим доступа : <http://www.Handelsblatt.Com/technologie/forschungmedizin/forschung-innovation/rohstoffe-wie-sich-seltene-erden-recyceln-lassen/8887404/html#>.
6. Ученые во Фрайсберге ведут поиск ценных материалов в старых отвалах горных предприятий // Майнинг Репорт Глюкауф. – Москва, 2013. – №2. – С 4 – 6.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ ПЛАВАЮЩЕЙ МИКРОСФЕРЫ В ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛАХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

И.С. Вершинин

Научные руководители доцент О.И. Налесник, доцент И.А. Бойко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важных условий пуска и эксплуатации нефтяных скважин является герметизация затрубного пространства (между трубой и пробуренными горными породами). Она осуществляется закачиванием тампонажных растворов на основе специальных цементов с добавками и превращением их в цементный камень. Глубина труб достигает двух-четырёх километров и более. Для заполнения затрубного пространства и трещин горных пород тампонажный раствор должен обладать определёнными технологическими свойствами (плотность и вязкость, растекаемость и время начала твердения). Поэтому в раствор вводят облегчающие добавки для получения плотности цементного камня в пределах $\sim 1,35 - 1,55 \text{ г/см}^3$. Кроме того, в тампонажный раствор вводят химикаты, снижающие вязкость, водоотделение и расслоение. Такие меры позволяют закачать раствор в скважину до начала превращения его в цементный камень с малой усадкой объёма [1].

В лаборатории «Буровые и тампонажные растворы» кафедры бурения скважин ИПР ТПУ изучается применение вермикулита, трепела и алюмосиликатной плавающей микросферы (АСПМ) в качестве облегчающих добавок. Вермикулит (продукт термической обработки слоистой гидрослюда) имеет насыпную плотность от 0,12 до 0,52 г/см^3 , трепел (опаловая осадочная порода) – 1,2 до 2,5 г/см^3 , а АСПМ – от 0,35 до 0,39 г/см^3 [2]. Поэтому наибольшие перспективы к применению имеют вермикулит и АСПМ, как наиболее лёгкие.

Алюмосиликатная плавающая микросфера образуется при факельном сжигании каменного угля на тепловых электростанциях [3] и с золой и шлаком удаляется гидротранспортом (по трубе) на отвальное поле. Одна часть её собирается (плавает) на поверхности пруда – отстойника, другая часть содержится в толще золошлакового отвала. Известно [4], что в России наибольший выход микросферы происходит при сгорании Кузнецких углей. Северская ТЭЦ за 60 лет работы накопила на своём отвале миллионы тонн золы и шлака. Содержание плавающей микросферы в отвале $\sim 0,8-1,0 \%$. Кроме неё ценность представляет угольный недожог (до 9%), магнетит (6-8%) и др. Кафедра общей химической технологии ИПР ТПУ разрабатывает оборудование для комплексной переработки этих отвалов, включая извлечение микросферы. Цена АСПМ на рынке составляет 800-1000 долларов за тонну.

На рис. 1 приведена фотография плавающей микросферы. Это алюмосиликатные, с тонкими стенками, полые блестящие шарики белого, желтоватого, изредка чёрного цвета, диаметром от десятков до сотен микрон. Проба плавающей микросферы была промыта, высушена и рассеяна на лабораторной виброситовой установке.

Результаты, представленные в табл. 1, показывают, что 50% микросферы содержится во фракции $-0,25+0,125 \text{ мм}$. Далее наблюдается равномерное снижение массы фракций с уменьшением размеров. Значения насыпной плотности фракций показывают сначала её рост до фракции $-0,125+0,1 \text{ мм}$, а затем снижение с резким повышением у самой тонкой фракции. Последнее можно объяснить ростом относительной толщины стенок частиц. Насыпная плотность фракций и средняя насыпная плотность ($0,37-0,38 \text{ г/см}^3$) указывают на перспективность применения АСПМ в тампонажных растворах.

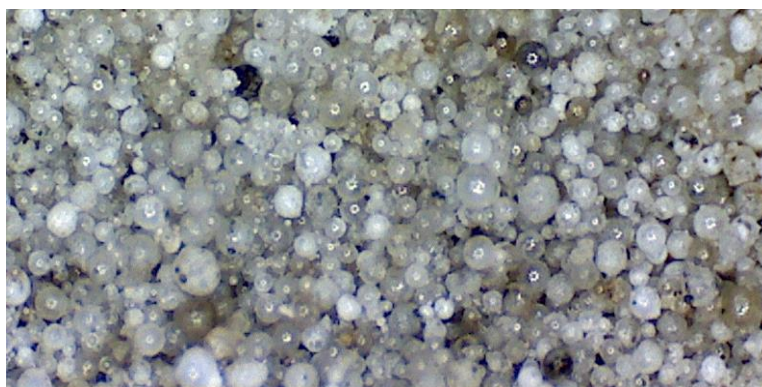


Рис. 1. Фотография алюмосиликатной плавающей микросферы

Таблица 1

Гранулометрический состав и насыпная плотность фракций АСПМ

Фракция, мм	Содержание фракции, %	Насыпная плотность, г/см ³	Фракция, мм	Содержание фракции, %	Насыпная плотность, г/см ³
+0,315	0,98	0,361	-0,1+0,08	15,45	0,386
-0,315+0,25	1,80	0,370	-0,08+0,063	9,27	0,375
-0,25+0,125	49,25	0,380	-0,063+0,04	5,85	0,348
-0,125+0,1	16,45	0,397	-0,04	0,65	0,453

Для проверки влияния диаметра шариков микросферы на прочность тампонажного камня порция микросферы была разделена на 3 фракции и передана на испытания. В указанной выше лаборатории были приготовлены смеси каждой фракции микросферы с цементом, отлиты балочки прямоугольной формы размерами 40×40×160 мм и определена прочность их при изгибе (см. табл. 2). Все работы выполнялись по ГОСТ 26793.1-96 и ГОСТ 310.4-81 [5, 6].

Результаты прочности цементного камня приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты испытания цементного камня с АСПМ на прочность

Фракция АСПМ, мм	Насыпная плотность, г/см ³	Соотношение АСПМ : цемент, % мас.	Плотность цементного камня, г/см ³	Прочность на изгиб, МПа
-0,25+0,15	0,378	7 : 93	1,51	3,32
-0,15+0,125	0,385			3,80
-0,125+0	0,377			4,00

Повышение прочности на изгиб со снижением диаметра микросферы можно объяснить ростом прочности шариков. Более крупные частицы микросферы являются менее прочными, возможно из-за снижения толщины стенки.

Значения прочности цементного камня с АСПМ сопоставимы с прочностью при добавке вермикулита. Однако, цементный камень с АСПМ имеет несколько большую усадку, чем камень с вермикулитом [2].

По результатам работы авторы пришли к выводу, что работы следует продолжить в направлении поиска добавок, снижающих усадку камня с АСПМ. Перспективным также является применение двух добавок одновременно (вермикулита и АСПМ) в тампонажных растворах.

Литература

1. Технология бурения глубоких скважин. Учебное пособие для вузов / Под ред. М.Р. Мавлютова. – М.: Недра, 1982. – 287 с.
2. Bubnov A.S., Boyko I.A., Khorev V.S. Strength properties of cement slurries with lightweights applied in oil and gas wells // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 (в печати).
3. Кизельштейн Л.Я. и др. Компоненты зол и шлаков ТЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 176 с.
4. Данилин Л.Д., Дрожжин В.С., Куваев М.Д. и др. Свойства золошлаков ТЭС. Полые микросферы из зол уноса электростанций. Российский федеральный ядерный центр. – М.
5. ГОСТ 26793.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытания. Введ. 01.10.1998. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998.
6. ГОСТ 310.4-81 Цементы. Методы определения прочности при изгибе и сжатии. Введ. 01.07.1983. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1983.

ВОЗМОЖНОСТЬ МОДИФИКАЦИИ ПОВЕРХНОСТИ МИНЕРАЛА ЛИДИТА ПЕРЕХОДНЫМИ МЕТАЛЛАМИ

Н.В. Виноградов

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К приоритетным направлениям развития науки относятся энерго- и ресурсосберегающие технологии, создание и использование новых материалов в промышленности. В связи с этим модификация структуры минералов Кыргызстана для придания им каталитических и селективно-сорбционных свойств представляет несомненный интерес. Катализ играет важную роль в современных химических технологиях. Используя каталитические процессы, получают различные материалы, топливо, удобрения, лекарства, пищевые добавки и т.д. Новые открытия, возникающие в процессе фундаментальных исследований в катализе, предвещают появление технологий, способных существенно изменить химическую промышленность, а также приближают создание общей теории катализа.

Проведён детальный патентный поиск, который подтвердил, что исследования по проблеме модификации структуры минерала лидита для придания ему каталитических и селективно-сорбционных свойств не велись.

Авторами ведутся эксперименты по изучению каталитических свойств переходных металлов, нанесённых на подложку, представляющую собой модифицированные минералы, запасы которых в мире (в том числе в России – Прионежский район, Тетюгинское и Шунгское месторождения) позволяют создавать и использовать катализатор поверхностного типа в промышленных масштабах.

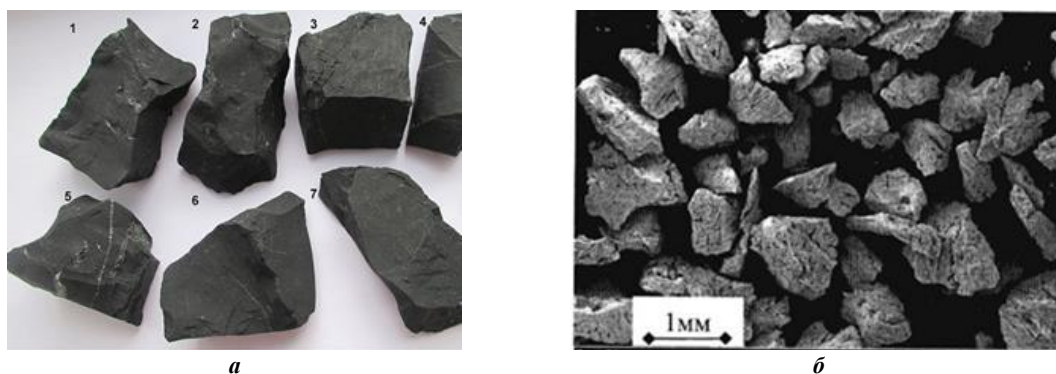
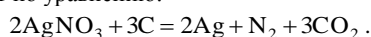


Рис. 1. Внешний вид минерала лидита:

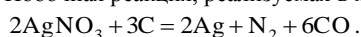
- а) крупные куски, подготовленные для микроскопических исследований;**
б) мелкая крошка, подготовленная для исследования каталитических свойств

На основе проведённых исследований по модификации поверхности лидитов отмечено появление каталитической способности в окислительно-восстановительных реакциях в поверхностном слое минерала [1]. Сделано предположение, что на основе лидитов возможен синтез катализаторов поверхностного типа и может быть разработана концепция создания наноразмерных каталитических центров на твёрдых поверхностях методом обмена наноразмерного углерода на переходные металлы. Таким образом удалось бы достичь максимального использования каталитических свойств металла на единицу массы, что особенно ценно для драгоценных и редких переходных элементов [2].

Для обмена углерода на переходные металлы, нитраты которых относительно устойчивы в расплавленном виде и оксиды легко восстанавливаются при низких температурах (серебро, палладий), обмен происходит достаточно легко до металлической фазы. Для таких переходных металлов, как никель, кобальт, медь получить металлическую фазу в результате взаимодействия углерода с нитратами затруднительно. Это объясняется тем, что нитраты легко разлагаются до точки плавления (порядка 100 °С), а образующиеся оксиды требуют высоких температур для восстановления углеродом. Поэтому для создания каталитического слоя на поверхности лидита для серебра и палладия достаточен прогрев до точки плавления, хотя обмен углерода на металл начинается уже в крепких концентрированных растворах при температуре на 20–50 °С ниже точки плавления, что фиксируется с помощью рентгенофазового анализа. Но каталитические свойства образцов, полученных прогревом растворов нитратов, оказались очень низкими по своим характеристикам. Для серебра, внедрённого в лидит, хорошие характеристики по разложению щелочного раствора пероксида водорода получаются при длительном прогреве расплава нитрата серебра при 210 °С и при прогреве выше точки плавления на 20–50 °С. Основная реакция по образованию каталитических центров на поверхности лидита проходит по уравнению:



Побочная реакция, реализуемая в меньшей доле:



При прогреве выше 300 °С происходит самопроизвольное разложение нитрата серебра по реакции:
 $2\text{AgNO}_3 = 2\text{Ag} + 2\text{NO}_2 + \text{O}_2$.

Такую реакцию можно считать паразитной, поэтому нагрев выше 300 °С нежелателен и приводит к появлению порошкообразного серебра не на поверхности минерала, а в объёме, и легко смывается в ходе промывки образцов.

Вид поверхности катализатора на основе лидита, обработанного нитратом серебра представлен на рис. 2.

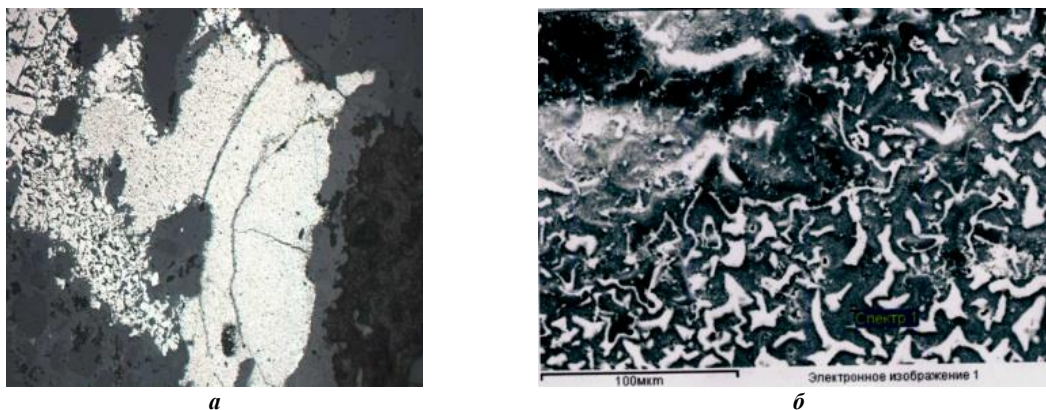


Рис. 2. Вид поверхности катализатора на основе лидита, обработанного нитратом серебра
а) общий вид участка ($\times 300$);
б) структура поверхностного слоя ($\times 2000$):
белый цвет – серебро, тёмный – лидит (контраст приведен по серебру)

Для создания каталитического слоя с помощью железа, меди и цинка больше подходит способ обмена растворов солей металлов на предварительно окисленную азотной кислотой углеродистую часть поверхности. Для примера на рис. 3 приведена фотография участка поверхности, обработанной смесью растворов солей переходных металлов.

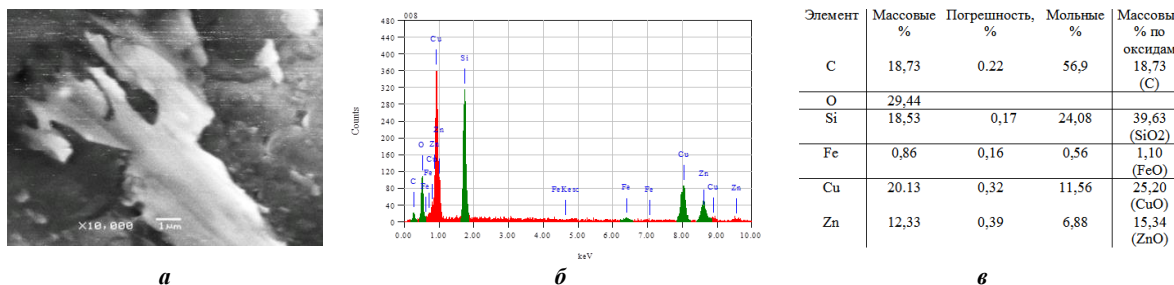


Рис. 3. а) вид поверхности катализатора на основе лидита, обработанного нитратами Fe, Cu, Zn;
б) микрондовый анализ светлого участка; в) количественное соотношение распределения элементов

Из рис. 3 видно, что отдельные участки минерала, содержащие окисленный азотной кислотой углерод, достаточно эффективно сорбируют цинк и медь, и слабо сорбируют железо. Это происходит за счёт обмена водорода карбоксильных групп окисленного углерода на ион переходного металла. Последующий прогрев при высокой температуре (500–700 °С) в защитной атмосфере может привести к получению металлической фазы в данных точках. Проверка относительных каталитических свойств таких катализаторов может проводиться по упрощённой методике путём разложения пероксида водорода.

Катализаторы поверхностного типа (КПТ), предлагаемые авторами, несомненно, найдут применение не только в исследовательской работе по теории катализаторов, но и в промышленном производстве. Несмотря на малое соотношение «каталитические свойства – масса катализатора», они имеют близкое к теоретическому соотношение «каталитические свойства – масса металла-катализатора». Разработка катализаторов по планируемой методике значительно удешевит их производство, уменьшит расход металлов на единицу каталитически активной площади. Создание катализаторов поверхностного типа на основе природных материалов (в частности, лидита) и разработка теории изготовления их искусственных аналогов с использованием технологии «трёх э» (экономическая выгода, энергосбережение, экологическая чистота), предложенной авторами, позволит выйти на мировой рынок с научной теорией и конкретными инновационными практическими разработками.

Использование КПТ в промышленности поможет решению проблем теплообмена в химических реакторах, упростит процесс регенерации каталитических поверхностей, благодаря улучшенному доступу реагентов к каталитическим центрам.

Литература

1. Tuzova O.L., Vinogradov N.V. and other. Preparation of Catalitic Surfase of lidit Powder / European Science and Technology: Materials of the VII International Research and Practice Conference. – Munich, 2014. – Vol. II. – P. 285 – 290.
2. Vinogradov N.V., Vinogradov V.V., Tuzova O.L. Absorption of Metals by the Surface of the Mineral of Lydite // The way of science. – Волгоград, 2014. – № 4 (4). – С. 10 – 13.

**ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЖЕЛЕЗА ИЗ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЧНОГО ПЕСКА**

А.Р. Винокуров¹, А.С. Журавков², Д.В. Мартемьянов¹

Научный руководитель ассистент О.А. Немцова¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Академлицей, г. Томск, Россия*

Проблема очистки воды имеет сегодня первостепенное значение [1]. Для удаления механических загрязнений из очищаемых вод применяют различные загрузки к фильтрам [2]. Среди наиболее дешёвых и доступных загрузок используют речной (кварцевый) песок [3]. После забивания слоя песка механическими загрязнениями, его регенерируют обратной промывкой, освобождая от грязи.

Но кроме механических загрязнений находящихся в гидросфере, в воде присутствуют также химические примеси. Одним из наиболее часто встречающихся в воде химических элементов является железо в двух, или трёхвалентном состоянии. Представляет определённый интерес возможность использования речного песка для извлечения железа из воды.

Целью данной работы является исследование свойств различных образцов речного песка, при извлечении ионов Fe^{3+} из модельного раствора.

Для исследований были взяты 4 образца речного песка:

№ 1 – песок из Вьетнама (провинция Фантьет) светло-коричневого цвета;

№ 2 – песок из Вьетнама (провинция Фантьет) тёмно-красного цвета;

№ 3 – песок из Вьетнама (провинция Фантьет) светло-коричневого цвета;

№ 4 – песок из России (п. Киреевск, Томск) серого цвета.

Красноватый цвет песков из Вьетнама объясняется насыщенностью их структуры железом, которое вымывалось из почвы дождями и на протяжении долгого времени оседало на песках.

На рис. 1 представлен каньон из красного песка, находящийся в провинции Фантьет (Вьетнам), близ деревни Муй-Нэ.



Рис. 1. Каньон во Вьетнаме из красного песка

Для оценки структурных характеристик образцов песка использовали метод тепловой десорбции азота. По данным измерения оценивали площадь удельной поверхности и значения удельного объема пор образцов с использованием анализатора «СОРБОМЕТР М».

Вымывание железа из образцов песка проводилось в дистиллированной воде, с использованием магнитной мешалки. Пропорции брались в соотношении 1 г песка на 100 см³ дистиллированной воды.

Процесс сорбции проводился в статическом режиме, с использованием магнитной мешалки, при скорости вращения до 200 об/мин. Для проведения эксперимента брали навеску исследуемого образца песка массой 0,5 г, помещали её в стеклянный стакан объёмом 100 см³ и заливали 50 см³ модельного раствора, содержащего ионы Fe^{3+} , с начальной концентрацией 11,3 мг/дм³. Модельный раствор готовили на дистиллированной воде с использованием государственного стандартного образца состава ионов железа.

Процесс сорбции проводили при разном времени контакта – 1, 5, 15, 30, 60 и 150 минут. После проведения процесса перемешивания, раствор отфильтровывали от материала на бумажном фильтре «синяя лента». Исходные и конечные концентрации ионов Fe^{3+} в растворе определяли с помощью метода фотоколориметрии.

В таблице приведены данные по удельной поверхности и удельному объёму пор образцов песка, а также степень вымывания из них железа.

Таблица

Удельная поверхность и удельный объём пор образцов песка, а также степень вымывания из них железа

Образец	Вымывание железа, мг / дм ³	Удельная поверхность, м ² / г	Удельный объём пор, см ³ / г
№ 1	менее 0,3	0,52	0
№ 2	0,62	3,64	0
№ 3	0,3	0,79	0
№ 4	0	0,76	0

По удельному объёму пор все образцы показали нулевые значения. Наибольшая удельная поверхность наблюдается у образца песка № 2, а также из данного образца более всего вымывается железо.

На рис. 2 показана степень извлечения из модельного раствора ионов Fe^{3+} образцами песка.

Из рис. 2 видно, что наилучшие сорбционные свойства при извлечении ионов Fe^{3+} из модельного раствора показывают образцы под номерами 2 и 4. У образцов под номерами 1 и 3 наблюдаются гораздо худшие свойства по извлечению ионов Fe^{3+} из модельного раствора.

В результате проведённой работы, была определена удельная поверхность и удельный объём пор исследуемых образцов песка. Проведены сорбционные исследования образцов песка по извлечению ионов Fe^{3+} из модельного раствора. В рамках данных исследований удалось сделать вывод о возможности не очень эффективного использования речного песка, для очистки водных сред от ионов Fe^{3+} .

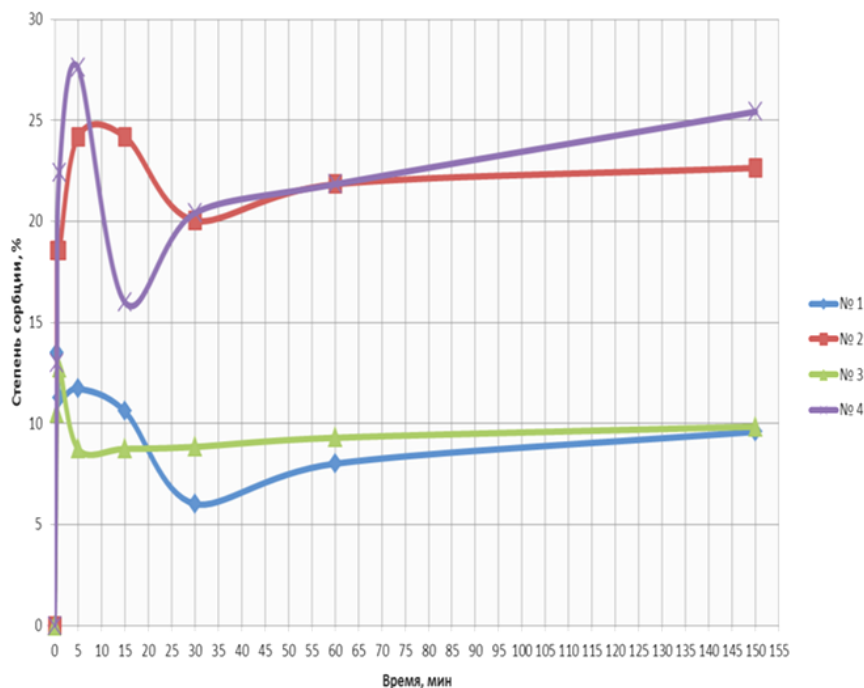


Рис. 2. Извлечение ионов Fe^{3+} из модельного раствора

Литература

1. Водоподготовка / Под ред. Б.Н. Фрог, А.П. Левченко. – М.: Издательство МГУ, 1996. – 680 с.
2. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As^{5+} , Cr^{6+} , Ni^{2+} из водных сред // *Фундаментальные исследования*. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
3. Теория и практика сорбционных процессов / Под ред. Е.В. Веницианова. – Воронеж: Издательство ВГУ, 1998. – Вып. 23. – 24 с.

СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ И АКТИВИРОВАННОГО УГЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКТИВАТОРОВ Na_2CO_3 И K_2CO_3 И ЕГО ХАРАКТЕРИСТИКИ

Нгуен Мань Хиеу¹, Данг Нян Тхонг¹, Нгуен Ван Тхань², Чинь Ван Чунг²

Научные руководители профессор В.В. Коробочкин¹, Нгуен Ван Ту²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Ханойский университет науки и технологий, г. Ханой, Вьетнам*

Активированный (активный) уголь — пористый материал, который содержит огромное количество пор и поэтому имеет очень большую удельную поверхность на единицу массы, вследствие чего обладает высокой сорбционной способностью. 1 грамм активированного угля в зависимости от технологии изготовления имеет поверхность от 500 до 1500 м²/г [2]. Активный уголь широко применяют в медицине и промышленности для очистки, разделения и извлечения различных веществ. [1, 2].

Сырьем для получения активированного угля в данном исследовании является рисовая шелуха, являющаяся отходом производства риса во Вьетнаме. Шелуха считается отходами сельского хозяйства, однако из-за высокого содержания SiO_2 в настоящее время не существует эффективных путей ее переработки. Предыдущие исследования показали, что из рисовой шелухи можно успешно выделить до 96 % SiO_2 [4]. Полученный уголь после отделения SiO_2 имеет удельную поверхность около 500 м²/г и может быть использован в качестве сырья для последующих этапов получения активированного угля.

В настоящее время все методы получения активированного угля можно разделить на два направления: активации с помощью физических методов (с использованием CO_2 или водяного пара) и активации с помощью химических методов (с использованием KOH , NaOH , H_3PO_4) [1]. Физические методы являются дешевыми и простыми в реализации, но характеризуются большими массовыми потерями и низкой удельной поверхностью материалов. Химический метод имеет то преимущество, что в результате обработки получают материалы с высокой удельной поверхностью. Однако, использование KOH небезопасно для человека и данный реагент оказывает негативное воздействие на окружающую среду. В качестве активаторов в этом исследовании были выбраны карбонаты натрия и калия, которые безопасны и экономичны в использовании.

На рис. 1 представлен механизм получения активированного угля из золы рисовой шелухи методом «сверху вниз» [5]. Уголь после отделения SiO_2 имеет поры микрометрового размера. В результате физического или химического воздействия в структуре угля образуются наноразмерные поры, что увеличивает удельную поверхность угля.



Рис. 1. Процесс образования наноструктурированного угля

При достижении температуры диссоциации (для Na_2CO_3 – 852 °С, для K_2CO_3 – 894 °С [3]), реакция окисления углерода играет ключевую роль в процессе создания пор. При температуре диссоциации соли парциальное давление CO_2 , полученного от реакции разложения карбонатов K_2CO_3 и Na_2CO_3 составляет соответственно 1,8 и 8 мм рт. ст. При этом CO_2 будет участвовать в реакции окисления углерода при тенденции проникания в глубь зерна матрицы угля для образования углеродных наноструктур с большой пористостью и высокой удельной поверхностью.

Таким образом, целью данного исследования является оптимизация значений парциального давления CO_2 путем выбора солей и соотношения их с углем, регулирования температуры активации, вследствие чего можно контролировать реакцию окисления углерода. В результате этого CO_2 не только окисляет углерод на поверхности, но и в глубине структуры угольной частицы, что позволяет уменьшить количество потерь и создать наноструктурированный уголь.

Экспериментальная методика исследования. Уголь и угольные продукты после отделения SiO_2 (далее «сырой уголь») подвергают сушке при температуре 120 °С в течение 24 часов. Соли K_2CO_3 и Na_2CO_3 квалификации «чда» дробят до размера 0,05 – 0,1 мм. Для каждого образца смешивают 40 г «сырого угля» с солью в смесительном оборудовании с определенным необходимым отношением соль/уголь. Смесь угля и соли готовят в котле активации в инертной атмосфере азота. После достижения установленной температуры, котел поддерживают в стационарном режиме (давление 0,1 атм.).

Результаты и обсуждение. Результаты анализа содержания углерода, массовой производительности (N_{th}) угля и удельной поверхности (по БЭТ) приведены в таблице.

Таблица 1

Результаты анализа образцов после активации в различных условиях

№ образца	Результаты анализа			№ образца	Результаты анализа		
	C, % мас.	H _{th} , %	S _{уд(БЭТ)} , м ² /г		C, % мас.	H _{th} , %	S _{уд(БЭТ)} , м ² /г
K3.900.2	88,2	85	918	Na3.900.2	89,4	80	614
K6.900.2	87,6	82	987	Na6.900.2	84,7	79	723
K10.900.2	84,6	81	1329	Na10.900.2	84,2	76	677
K13.900.2	86,1	79	1284	Na13.900.2	83,3	74	754
K18.900.2	76,4	76	994	Na18.900.2	82,4	69	615
K10.900.1	84,1	83	1129	Na10.900.1	82,6	84	794
K10.900.3	87,2	70	919	Na10.900.3	86,1	65	614
K10.700.2	86,5	84	854	Na10.700.2	89,3	92	723
K10.800.2	84,4	85	888	Na10.800.2	83,5	84	834
K10.850.2	85,7	85	956	Na10.850.2	74,2	84	754
K10.950.2	89,6	76	987	Na10.950.2	90,5	61	615

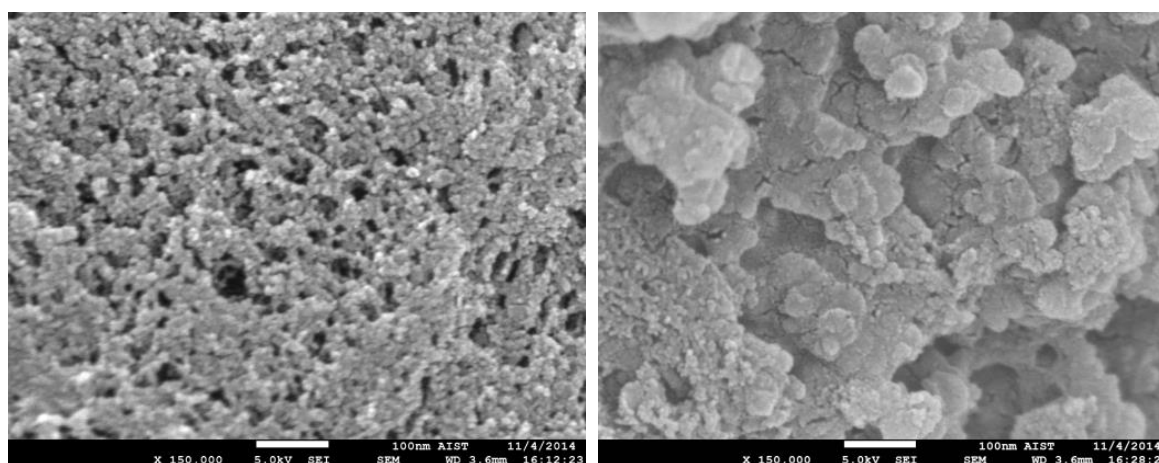
Анализ влияния параметров эксперимента на удельную поверхность продуктов показывает, что:

а) соотношение соль/уголь непосредственно влияет на реакционную способность активации. Если это отношение увеличивается, то усиливается реакция окисления углерода и интенсифицируется процесс образования пористого зерна, что приводит к увеличению удельной поверхности. Если число молей активных веществ превышает оптимальное значение, то реакция не проникает глубоко в пористую структуру угольных частиц, а удаляются только атомы углерода с поверхности, что приводит к увеличению потери угля (низкий коэффициент извлечения) и снижению удельной поверхности;

б) влияние температуры активации. При увеличении температуры от 700 °С до 900 °С с использованием в качестве активатора K₂CO₃ значение удельной поверхности увеличивается, при температуре выше 950 °С удельная поверхность заметно снижается. При использовании Na₂CO₃, максимальное значение удельной поверхности достигается при температуре 800 °С, т.е. близкой к температуре диссоциации соли. Этот результат объясняется тем, что при температуре активации около температуры диссоциации солей, газ создает парциальное давление, пригодное для процесса формирования пор в глубину угольных частиц.

в) влияние вида солей. В одинаковых режимах активации (соотношение соль/уголь, температуры и времени активации), образцы с K₂CO₃ показывают удельную поверхность выше, чем с Na₂CO₃. Причина может быть связана с тем, что парциальное давление CO₂ при активации солью K₂CO₃ меньше чем у Na₂CO₃. Таким образом CO₂, образующийся при разложении K₂CO₃, находится глубоко в структуре угольных частиц способствует образованию наноструктурного углерода и увеличивает значение удельной поверхности;

г) оптимальное время активации солью Na₂CO₃ составляет 1 ч и солью K₂CO₃ – 2 ч.



а) K10.900.2

б) Na10.900.2

Рис. 2. Структуры образцов после активации K₂CO₃ (а) и Na₂CO₃ (б).

T = 900 °С, соотношении соль/уголь – 1:10, t = 2 ч.

Таким образом, активированный уголь, полученный при использовании Na₂CO₃, обладает большой удельной поверхностью (990 м²/г, образец Na13.850.1), имеет поры с микрометровым размером (~ 0,1 мкм);

они распределены неравномерно и локализуются у поверхности угольных частиц. Обработка образцов солью K_2CO_3 при температуре 900 °С обеспечивает высокую эффективность. Материал обладает самой большой удельной поверхностью 1329 m^2/g (образец K10.900.2); основной объем пор приходится на мезопоры (от 10 до 40 нм) и микропоры (~ 2 нм).

Обработка образцов при высокой температуре (950 °С) и в длительном времени (3 часа) приводят к снижению удельной поверхности и выхода продукта. Активация солью K_2CO_3 показывает более высокую эффективность по сравнению с активацией Na_2CO_3 .

Литература

1. Hary Marsh and Francisco Rodriguez-Reinoso. Activated Carbon. – United Kingdom: Elsevier Ltd., 2006. – 554 p.
2. Nguyễn Đức Vận, Hóa học vô cơ (tập 2), Nhà xuất bản khoa học và kỹ thuật Hà Nội, 2011.
3. Bansal R.C., Goyal M. Activated Carbon Adsorption. – USA: CRC Press, 2005. – 470 p.
4. Taik Nam Kim, Nguyễn Văn Tư và Nguyễn Ngọc Minh, Nghiên cứu chế tạo than hoạt tính từ vỏ trấu Việt Nam, Tạp chí KH&CN Kim loại, 38, 2011.
5. Гусев А.И. Наноматериалы, наноструктуры, нанотехнологии. – М.: Физматлит, 2007. – 416 с.

ПОРИСТАЯ СТРУКТУРА ПРОДУКТОВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ МЕДИ И КАДМИЯ

А.С. Долинина, А.М. Устюгов

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технологии электронных продуктов нового поколения, используемых в качестве прозрачных материалов, основываются на применении активных оксидных полупроводников и многокомпонентных диэлектриков. Особая роль при этом принадлежит полупроводникам n- и p-типа. Актуальной задачей является взаимное допирование в широком интервале соотношений наноструктурных материалов, имеющих различный тип проводимости с целью создания композитов заданного состава и изделий на их основе, обладающих уникальными свойствами. При этом важные эксплуатационные характеристики зависят от параметров пористой структуры материала. Особенно это касается материалов, используемых для целей катализа и сорбции. Значение удельной поверхности определяет процессы катализа в области лимитирующей стадии химической реакции, в то время, как суммарный объем пор характеризует сорбционную емкость продуктов. Диаметр пор вещества влияет на возможность диффузии газов и паров в поровом пространстве. Наиболее предпочтительными для указанных областей применения являются поры с размером 2–50 нм, т.е. находящиеся в диапазоне мезапор.

Целью настоящей работы является исследование пористой структуры оксидных материалов, полученных совместным электрохимическим окислением на переменном токе меди и кадмия.

Образцы для исследований были получены в неравновесных условиях синтеза: электролиз переменным током промышленной частоты при варьировании плотности тока (i) в интервале 1–3 A/cm^2 . В качестве электролита использовался раствор хлорида натрия с концентрациями 3, 15 и 25 % мас. Температура процесса электролиза 100 °С. Сушка образцов проводилась при температуре 110 °С в течение 4 часов.

Адсорбционные измерения проводились с помощью прибора NOVA. В качестве адсорбата использовался азот. Перед измерениями навески образцов (0,12–0,20 г) тренировались в среде газообразного азота в течение 17 ч при температуре 150 °С. Расчет удельной поверхности проводился с помощью метода БЭТ (по изотерме адсорбции) по результатам измерений в интервале равновесных относительных давлений паров азота $P/P_0 = 0,05–0,33$. Посадочная площадка молекулы азота в заполненном монослое принимается равной 0,162 nm^2 . Погрешность измерения величины удельной поверхности составляет $\pm 2,8$ отн. %. Суммарный объем пор определялся по величине адсорбции при $P/P_0 = 0,999$. Характеристики пористой структуры материалов, полученных при различных условиях синтеза, приведены в таблице.

Таблица

Характеристики пористой структуры продуктов электрохимического окисления меди и кадмия в растворе хлорида натрия

C_{NaCl} , % мас.	i , A/cm^2	$S_{уд}$, m^2/g	V_{Σ} , cm^3/g	d , нм
3,0	1,0	8,2	0,0289	14,7
	2,0	2,2	0,0064	11,7
	3,0	19,4	0,0778	16,0
15,0	1,0	2,7	0,0780	15,7
	2,0	11,5	0,0716	24,9
	3,0	2,4	0,0588	9,8
25,0	1,0	3,93	0,1298	13,2
	2,0	4,27	0,1417	13,3
	3,0	2,14	0,0113	21,1

Из таблицы следует, что продукты электрохимического окисления меди и кадмия имеют удельную поверхность в интервале 2–19 м²/г, незначительный суммарный объем пор. Вместе с тем все продукты характеризуются примерно одинаковым диаметром пор, находящимся в мезадиапазоне. Видно, что строгой корреляции между диаметром пор материала и удельной поверхностью не существует это также касается зависимости удельной поверхности от параметров электролиза, что хорошо видно из рис. 1. Значительной удельной поверхностью обладают продукты электролиза, синтезированные при плотностях тока 1 и 3 А/см² в растворе хлорида натрия с концентрацией 3 % мас. Следует отметить, что значения удельной поверхности материалов, полученных в растворе хлорида натрия с концентрацией 25 % мас. имеют наименьшие показатели из всех исследуемых образцов.

Максимальным объемом пор характеризуются материалы, полученные в растворе хлорида натрия с концентрацией 25 % мас. и при значениях плотности тока электролиза 1 и 2 А/см². Это хорошо иллюстрирует рис. 2. Из рис. 2 видно, что суммарный объем пор материалов, полученных при концентрации хлорида натрия 3 % мас. и плотности тока 1 и 2 А/см² в 4–8 раз меньше, чем этот показатель для образцов, синтезированных в растворе хлорида натрия с концентрацией 25 % мас.

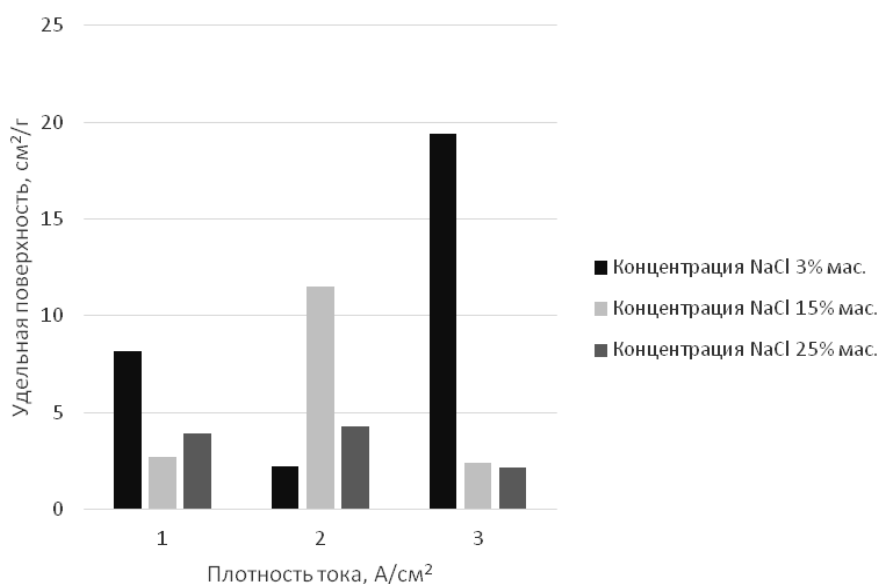


Рис. 1. Зависимость удельной поверхности от плотности тока электролиза при различной концентрации электролита

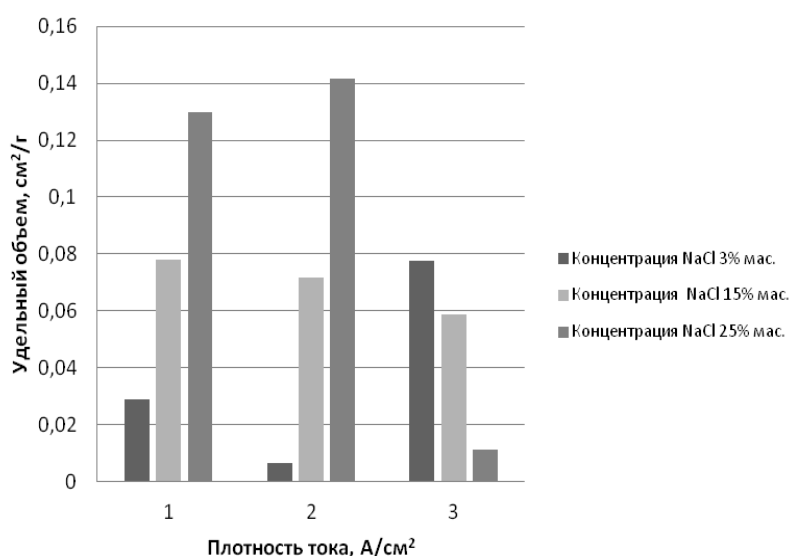


Рис. 2. Зависимость удельного объема пор от плотности тока электролиза при различной концентрации электролита

В результате проведенных исследований следует отметить, что материалы, полученные методом электрохимического окисления на переменном токе меди и кадмия, обладают диаметром пор, соответствующим мезадиапазону. Характеризуются незначительным суммарным объемом пор и удельной поверхностью в интервале 2–19 м²/г.

ПОЛУЧЕНИЕ ОТОЩАЮЩИХ ДОБАВОК МЕТОДОМ ЭКСТРУЗИИ

Д.О. Дорохов

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях производство строительных материалов является одним из важных направлений отечественной промышленности. Это объясняется ежегодным повышением темпов строительства и дефицитом высококачественных стройматериалов. Для улучшения природных свойств глиняного сырья – уменьшения общей усадки, чувствительности к сушке и обжигу, улучшения формовочных свойств, широко применяют добавки.

Отощающие материалы – это добавки к пластичным материалам, снижающие пластичность и усадку масс при сушке и обжиге. Отощающие материалы вводят в керамические массы для регулирования их структурно-механических и технологических свойств. В качестве отощающих добавок чаще всего применяют вещества неорганического происхождения: кварцевый песок, шамот (обоженная и измельченная глина), бой изделий, молотый шлак и золу. Эти добавки не только уменьшают усадку изделий, но и улучшают формовочные свойства массы, делают более легким технологический процесс производства и устраняют брак. Во многих случаях без введения в глину отощающих добавок изготовление кирпича полусухим способом невозможно. Особо благоприятное действие отощающие добавки оказывают на тонкодисперсные пластичные глины, которые в чистом виде плохо прессуются и расслаиваются [3].

В качестве искусственных отощающих материалов используют дегидратированную глину и шамот, а также отходы производства (котельные и другие шлаки, золы, огажные остатки и т.д.). Дегидратированную глину получают нагреванием обычной глины примерно до 600–700 °С (при этой температуре она теряет пластичные свойства) и применяют в качестве отощителя при производстве грубой строительной керамики. Шамот изготавливают путем обжига огнеупорных или тугоплавких глин при температурах 1000–1400 °С. Шамот является основным сырьем в производстве огнеупорных шамотных изделий.

К природным отощающим материалам относятся такие вещества, которые неспособны в смеси с водой образовывать пластичную массу, например кварцевые пески, пылевидный кварц.

Большее применение находит сухая зола уноса с электрофильтров ТЭЦ [2]. Сжигание углей на ТЭЦ происходит при температуре 1100–1600 °С. При сгорании органической части углей образуются летучие соединения в виде дыма и пара, а негорючая минеральная часть топлива выделяется в виде твердых очаговых остатков, образуя пылевидную массу (золу), а также кусковые шлаки. Количество твердых остатков для каменных и бурых углей колеблется от 15 до 40 %. Уголь перед сжиганием измельчается и в него, для лучшего сгорания, часто добавляют мазут в небольшом количестве (0,1–2 %).

При сгорании измельченного топлива мелкие и легкие частицы золы уноса уносятся дымовыми газами, и они носят название золы уноса. Размер частиц золы уноса колеблется от 3–5 до 100–150 мкм. Количество более крупных частиц обычно не превышает 10–15 %. Улавливается зола уноса золоуловителями и складывается в золоотвалах. Отвалы постоянно пылят, подвижные формы элементов активно вымываются осадками, загрязняя воздух, воды и почвы. Использование таких отходов – одна из наиболее актуальных проблем.

Кроме золы уноса также используют отходы углеобогащения. Эти отходы получают после обогащения различного угля. Они представляют собой глинистые, сланцевые породы с содержанием горючей части 10–30 %, отличающиеся высокой теплотворной способностью. Влажность углесодержащих пород 10–12 % и более, крупность кусков не слипшейся породы – от 6 до 100 мм, зольность в среднем 70 %. Встречаются породы с большим содержанием глинозема и угля, которые используют в качестве отощающих добавок.

Целью научных исследований является возможность получения отощающих добавок в виде гранул из отходов производства (золы и угля) методом экструзии и определение физико-механических свойств полученных гранул.

Экструзионная формовка базируется на определении структурно-механических свойствах формируемых систем, их способности под влиянием механических воздействий снижать пластическую прочность, а после снятия напряжения вновь ее восстанавливать [1]. Благодаря этому под действием механических усилий формовочной машины (шнек, лопасти, приспособление для протирки) масса становится менее вязкой, приобретает пластичность и поддается продавливанию через фильеру. После выхода из фильеры и снятия напряжения происходит тиксотропное восстановление пластической прочности, и отформованные гранулы становятся пригодными для дальнейшей транспортировки.

В лабораторных условиях формовка экструзией производится с помощью так называемого «шприца», представляющего собой цилиндрическую трубку, внутри которой на винтовом штоке перемещается поршень, выдавливающий массу; на противоположном конце трубки на резьбе закреплена фильера с диаметром отверстий 3 мм, через которые формируется пастообразная масса. Образующиеся при этом длинные цилиндрические черенки разрезают вручную на гранулы размером 5–7 мм и высушивают при комнатной температуре.

Для придания прочности получаемых гранул добавляли связующую жидкость, в качестве которой использовали 2 % полиакриламид (ПАА), 2 % поливиниловый спирт (ПВС) и жидкое стекло. Массовое соотношение угля к золе в гранулах варьировалось в пределах $У : З = 0-100 : 100-0$.

Исследованы физико-химические свойства исходных порошков золы и угля и полученных из них гранул: фракционный состав, прочность на раздавливание в статических условиях и суммарный объем пор по адсорбции паров бензола. Фракционный состав угля и золы представлен на рис. 1.

Как видно из диаграммы, уголь представлен в основном частицами размером от 0,063 до 0,15 мм, выход которых более 88 %, а в золе преобладают частицы менее 0,063 мм, содержание которых составляет 72 %

Исследования на прочность и суммарный объем пор полученных гранул представлены на рис. 2 и в табл. 1.

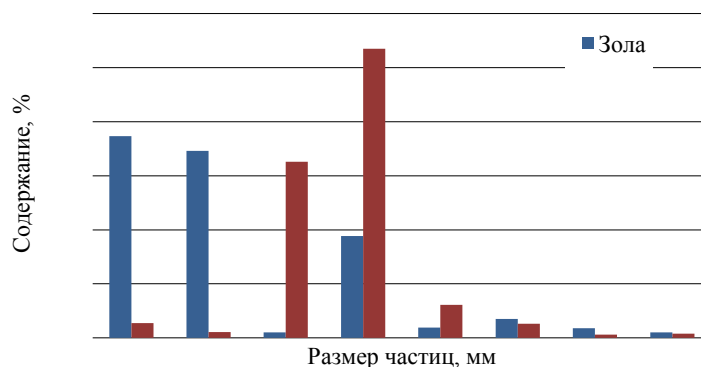


Рис. 1. Диаграмма фракционного состава золы и угля



Рис. 2. Зависимость прочности гранул от содержания связующей жидкости

Таблица 1

Суммарный объем пор гранул

Содержание жидкого стекла в гранулах, %	Среднее значение суммарного объема пор, $\text{см}^3 / \text{г}$
4,7	0,1021
14,5	0,0663
28,6	0,0435
46,1	0,0781

Из полученных данных видно, что с увеличением содержания жидкого стекла в грануле повышается их прочность, при этом с увеличением связующей жидкости с 30 до 46 % прочность гранул резко возрастает более чем в 10 раз, с 0,4 до 4,5 МПа. Суммарный объем пор гранул с повышением содержания жидкого стекла уменьшается в 1,5–2 раза.

Из полученных результатов были сделаны следующие выводы:

1. В результате экспериментов установлена принципиальная возможность получения отошающих добавок методом экструзии из отходов производства.

2. Подобран оптимальный режим гранулирования с различными связующими жидкостями: поливиниловым спиртом, полиакриламидом и жидким стеклом. Оптимальное массовое соотношение твердой фазы и связующей жидкости Т: СЖ = 1: (0,39–1,19).

3. Исследованы физико-механические свойства таблеток.

Литература

1. Бабенко С.А., Семакина О.К., Миронов В.М. и др. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.
2. Воробьев В.А., Комар А.Г. Строительные материалы. – М.: Стройиздат, 1976. – 475 с.
3. Кашкаев И.Я., Шейнман Е.Ш. Производство глиняного кирпича. – М.: Высш. школа, 1974. – 288 с.

СУХОЕ МАГНИТНОЕ ОБОГАЩЕНИЕ ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М. Ежов

Научный руководитель доцент Ю.Б. Швалёв

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на то, что в настоящее время вопрос добычи и обогащения руд черных металлов еще не достиг состояния проблемы из-за наличия обширных и давно разрабатываемых залежей (например, Курской магнитной аномалии), необходимость в изучении альтернативных месторождений, тем не менее, есть. Такое положение вещей объясняется в первую очередь высокой потенциальной целесообразностью разработки новых месторождений вследствие масштаба их залежей и количества целевого компонента в руде.

Так, разведанные запасы железной руды Бакчарского месторождения оцениваются в 28,7 млрд. тонн, а прогнозные запасы – в 110 млрд. т [1]. При этом согласно химическому анализу проб, отобранных методом скважинной гидродобычи в 2006–2009 годах, данная руда содержит от 35,87 до 43,91 % железа, представленного в основном в виде гетита, гидрогетита и сидерита [2]. Тем не менее, рядовые концентраты для доменной переработки содержат от 60 до 70 % железа и до 10 % примесей [3], что вынуждает обогащать даже изначально богатые железные руды.

Для проведения процесса магнитной сепарации применялся сепаратор ЭВС-10/5, позволяющий эффективно разделять частицы размером 0,3–2 мм. Перед началом сепарации был проведен ситовой анализ пробы природной железной руды, после чего для обогащения была отобрана фракция размером $-0,63 +0,5$ мм. Затем из указанной фракции была отобрана навеска массой 60 г. Магнитная сепарация производилась при неизменной между циклами скорости подачи руды и постоянным рабочим зазором барабана, составившими 0,1 м/с и 4 мм, соответственно. Переменной величиной была только сила тока в обмотке электромагнита сепаратора (1–6 А), непосредственно влияющая на напряженность магнитного поля в рабочем зазоре. После проведения цикла обогащения при заданной силе тока в обмотке выделенный магнитный концентрат взвешивался и возвращался в навеску, которая вновь подвергалась обогащению, но уже при возросшей силе тока в обмотке. Ограничение силы тока пределом в 6 А объясняется высокой магнитной восприимчивостью железной руды, ухудшающей селективность разделения в сильных полях из-за интенсивного захвата немагнитных частиц пустой породы (преимущественно кварца).

По окончании магнитной сепарации полученные данные были обработаны и графически обобщены. Зависимость выхода магнитного концентрата от силы тока в обмотке сепаратора представлена на рис 1.

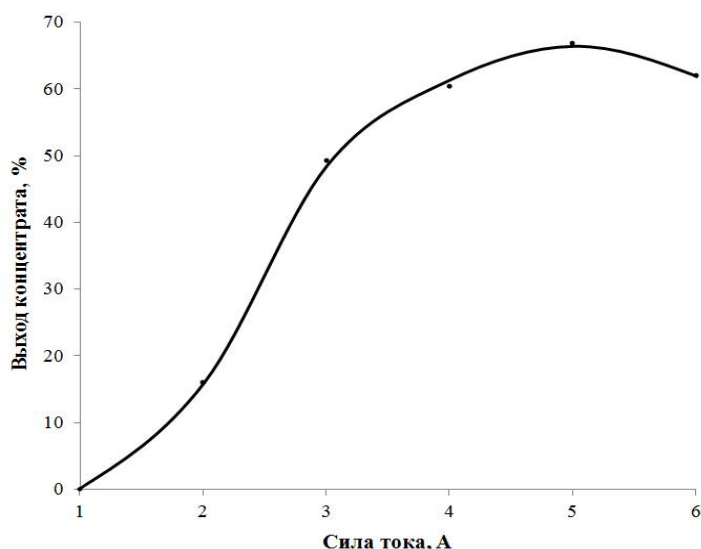


Рис. 2. Зависимость выхода магнитного концентрата от силы тока в обмотке

Как видно из рис. 1, рост выхода концентрата имеет характерную для железных руд скачкообразную направленность, вызванную магнитными характеристиками оксидов железа. При этом в области 1 А разделение практически не проявляется, т.к. силы магнитного поля недостаточно для переориентации магнитных частичек в потоке руды, однако уже после 2 А выход резко увеличивается, постепенно теряя тенденцию роста после 3 А в обмотке. Максимум выхода концентрата достигается при 5 А и равен 66,8%, в то время как при 6 А вопреки ожиданиям выход падает до 62 %, т.к. чрезмерно сильное магнитное поле начинает исключать роль сил инерции рудных зерен, искажая траекторию их движения в сторону хвостов обогащения. Таким образом, происходит недобор концентрата и попадание целевого продукта в сборник для пустой породы.

Однако, несмотря на то, что при увеличении силы тока в обмотке магнита выход достигает столь высоких значений, стоит помнить, что возрастает и загрязненность концентратов немагнитными частицами, увлеченными плотным потоком, поэтому необходимо выяснить содержание железа в руде до и после обогащения. Содержание общего железа в полученных концентратах определяли методом химического анализа согласно ГОСТ 22772.0–96, и результаты этого анализа отображены на рис. 2.

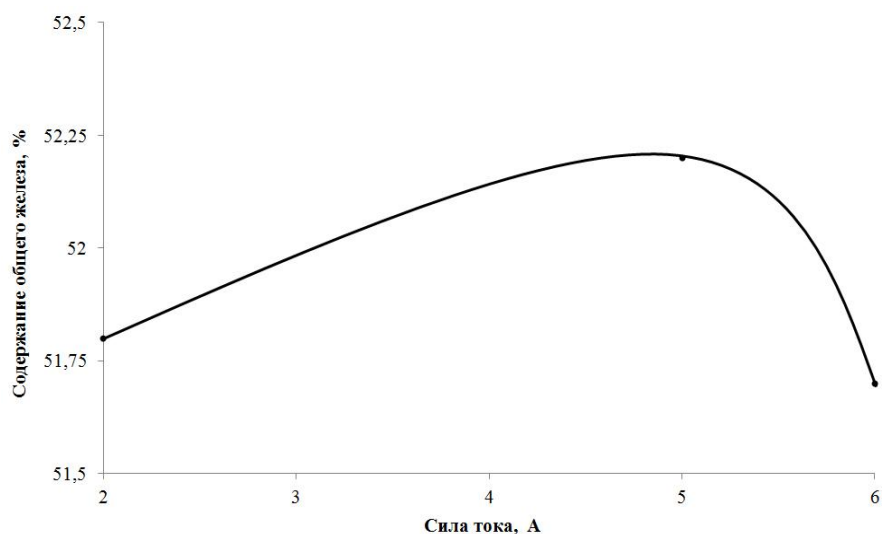


Рис. 2. Зависимость содержания железа в концентратах от силы тока в обмотке

Как было отмечено выше, содержание общего железа в сырой руде может достигать 43,9 %, однако проведенный анализ показал наличие 49,3 % $Fe_{общ.}$ в небогащенной навеске фракции $-0,63 +0,5$ мм, что говорит, скорее всего, о том, что именно в ней содержание пустой обломочной породы минимально. Поэтому увеличение концентрации железа при сепарации начинается с более высокого значения, и содержание $Fe_{общ.}$ достигает 52,2 % при 5 А в обмотке. Этого все еще недостаточно для доменных процессов восстановления железа, но предполагается, что проведение стадий доочистки концентратов или даже изменение типа сепарации на мокрую позволит достичь промышленных требований.

Подводя итог проведенным экспериментам, можно сделать следующие выводы:

- железная руда Бакчарского железорудного месторождения является перспективным источником железа, т.к. относится к богатым рудам и обладает залежами, превосходящими все известные месторождения мира;

- наиболее эффективными установками для обогащения данной руды являются магнитные сепараторы с низкой напряженностью магнитного поля и, как вариант, мокрой средой обогащения для более тонкого разделения руды;

- целесообразно ограничивать силу тока в обмотке электромагнита на уровне 4 А (для сепаратора ЭВС-10/5), т.к. превышение этого предела незначительно влияет на выход железного концентрата и содержание в нем железа, но существенно повышает энергозатраты на проведение процесса. При 4 А выход достигает 60,4 %, а содержание общего железа лежит в пределах от 51,8 до 52,2 %;

- для достижения промышленных требований к рудным концентратам следует проводить стадии доочистки после основной сепарации.

Литература

1. Евсеева Н.С. География Томской области. (Природные условия и ресурсы). – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 223 с.
2. Металлургическая оценка и обоснование рациональной технологии переработки железной руды Бакчарского проявления. – М.: ООО «НВП Центр-ЭСТАгео», 2009. – 145 с.
3. Стась Н.Ф. Химическая очистка железных руд от примесей: [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 1. – Режим доступа к ст.: <http://www.science-education.ru/pdf/2013/1/7877.pdf>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНЫХ СОРБЕНТОВ В УСТАНОВКЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ

В. В. Зарубин¹, Д.Н. Мухортов², Д.В. Мартемьянов²Научный руководитель старший научный сотрудник С. П. Журавков²¹ Лицей при Национальном исследовательском Томском политехническом университете, г. Томск, Россия² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ни для кого не секрет, что очистка воды в полевых и походных условиях имеет очень большое значение [4]. Сегодня существуют различные водоочистные походные фильтры, с той, или иной степенью очистки воды от различных видов загрязнений [1, 3]. Но далеко не все существующие водоочистные походные установки способны эффективно очищать воду, как от химических, так и от микробиологических загрязнений. Поэтому актуальной является задача создания походных фильтров, способных эффективно очищать воду от различных видов загрязнений.

В существующих походных фильтрах используются различные методы очистки воды, такие как: мембранная очистка, ионный обмен, сорбция. В данной работе будет рассмотрено использование сочетания сорбционных и ионообменных методов в исследуемой фильтровальной установке. Для снижения себестоимости исследуемого фильтра, в нём применялось сочетание дешёвых минеральных сорбентов (цеолит, гематит) и синтетических сорбционных и ионообменных материалов [2].

Целью данной работы является исследование сорбционных свойств разработанного походного фильтра, при извлечении из модельного раствора ионов Fe^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} и солей жёсткости, а также микробиологических загрязнений. Исследуемая походная водоочистная установка представляет собой три последовательно соединённых фильтровальных модуля Crystals, объёмом 150 см^3 каждый, в который помещены фильтровальные материалы. В модуле А помещены природный цеолит Холинского месторождения и природный минерал гематит, в равных пропорциях по объёму. Модуль Б заполнен катионитом КУ-2-8 и природным минералом гётитом, модифицированным наночастицами оксигидроксида алюминия (равные пропорции по объёму). В модуле В помещены природный цеолит Холинского месторождения и активированный уголь БАУ А.

На горловину пластиковой бутылки заполненной модельным раствором, накручивают пневматический нагнетатель. Выход пневматического нагнетателя соединяют с входным штуцером системы фильтровальных модулей с помощью силиконового шланга. Закрепляют на выходном штуцере системы фильтровальных модулей силиконовый шланг, другой конец которого опускают в приёмную ёмкость для фильтрата. Создают давление пневматическим нагнетателем и прокачивают раствор через систему фильтровальных модулей.

Проводя измерения на анализаторе «СОРБОМЕТР М», оценивали площадь удельной поверхности и значения удельного объема пор исследуемых образцов сорбционных материалов, с использованием метода тепловой десорбции азота.

Модельный раствор, содержащий ионы Fe^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} и соли жёсткости, готовили на водопроводной воде, с использованием государственного стандартного образца раствора ионов меди и цинка, а также железа (2) сернокислого 7-водного. Раствор, содержащий микробиологические загрязнения, готовился на водопроводной воде обсеменённой культурой *Escherichia Coli* (кишечная палочка), с концентрацией $1,8 \cdot 10^7$ КОЕ/см³.

В табл. 1 приведены фракционный состав используемых фильтровальных материалов, их удельная поверхность и удельный объём пор.

Таблица 1

Фракционный состав, удельная поверхность и удельный объём пор применяемых сорбентов

Образец	Размер фракции, мм	Удельная поверхность, м ² /г	Удельный объём пор, см ³ /г
Цеолит Холинский	0,1 – 0,5	22,3	0,01
Гематит	0,1 – 0,5	12,4	0,005
Катионит КУ-2-8	0,315 – 1,25	-	-
Уголь БАУ А	1 – 3,5	731,4	0,35
Модифицированный гётит	0,1 – 0,5	27,8	0,009

Наибольшая удельная поверхность и удельный объём пор у активированного угля, а наименьшие показатели у гематита. У катионита КУ-2-8 значения не определяли, в силу содержания в нём большого количества влаги (если влагу убрать, то значения могут сильно измениться).

В табл. 2 показана эффективность извлечения микробиологических загрязнений из модельного раствора в динамических условиях. Раствор пропускался в количестве 50 дм^3 .

Таблица 2

Очистка модельного раствора от культуры *Escherichia Coli*

Пропущенный объем, дм ³	Исходная концентрация микроорганизмов, КОЕ/см ³	Концентрация микроорганизмов после фильтрации, КОЕ/см ³	Эффективность материалов, %
1	1,8·10 ⁷	0	100
10		0	100
20		0	100
30		0	100
40		20	99,9998
50		3,1·10 ²	99,9982

Из табл. 2 видно, что при пропускании 30 дм³ раствора установка показывает полную очистку воды от микробиологических загрязнений. На 40 дм³ наблюдается незначительный проскок микроорганизмов в фильтрат, при ПДК 50 КОЕ/см³.

В табл. 3 представлены сорбционные характеристики исследуемой водоочистной установки при пропускании через неё модельного раствора содержащего ионы Fe²⁺, Cu²⁺, Zn²⁺ и соли жёсткости с заданными концентрациями. Модельный раствор готовился на водопроводной воде и пропускался в количестве 50 дм³, со скоростью 3 дм³/ч.

Таблица 3

Определение сорбционных характеристик установки при извлечении из воды химических загрязнений

Пропущенный объем, дм ³	Определяемый компонент	Исходная концентрация, мг/дм ³ ; ммоль·экв/дм ³	Конечная концентрация, мг/дм ³ ; ммоль·экв/дм ³	Эффективность очистки установки, %
1	Fe ²⁺	0,565	1,27	0
	Cu ²⁺	0,37	0,0005	99,86
	Zn ²⁺	0,295	0,0005	99,83
	Жёсткость	6,4	0,73	88,6
10	Fe ²⁺	0,565	0,513	9,21
	Cu ²⁺	0,37	0,00071	99,8
	Zn ²⁺	0,295	0,0009	99,69
	Жёсткость	6,4	2,7	57,82
20	Fe ²⁺	0,565	0,35	38,06
	Cu ²⁺	0,37	0,0014	99,62
	Zn ²⁺	0,295	0,0027	99,08
	Жёсткость	6,4	3,4	46,87
30	Fe ²⁺	0,565	0,27	52,22
	Cu ²⁺	0,37	0,0017	99,54
	Zn ²⁺	0,295	0,0034	98,85
	Жёсткость	6,4	5,1	20,32
40	Fe ²⁺	0,565	0,22	61,07
	Cu ²⁺	0,37	0,002	99,46
	Zn ²⁺	0,295	0,0091	96,92
	Жёсткость	6,4	5,7	10,94
50	Fe ²⁺	0,565	0,23	59,3
	Cu ²⁺	0,37	0,0028	99,24
	Zn ²⁺	0,295	0,028	90,51
	Жёсткость	6,4	6,2	3,13

Из табл. 3 видно, что на первом и десятом литре в фильтрате обнаруживается железо выше пределов ПДК (ПДК – 0,3 мг/дм³), это можно объяснить тем, что идёт вымывание его из минералов гематит и гётит. Далее вымывание железа из фильтровальной установки прекращается, и фильтр показывает хорошую очистку. На основе этих данных можно сделать вывод о необходимости предварительной промывки фильтра перед

использованием. Установка показала очень хорошую очистку воды от ионов Cu^{2+} и Zn^{2+} . По солям жёсткости показана хорошая очистка с постоянным снижением до 3 % на 50 дм^3 .

По результатам проведённой работы удалось определить удельную поверхность и удельный объём пор у применяемых сорбционных материалов в водоочистной установке. Проведены испытания исследуемого фильтра по извлечению культуры *Escherichia Coli* из модельного раствора, где на основании полученных данных сделан вывод о возможности эффективного использования водоочистной установки для микробиологической очистки воды. Получены положительные результаты по извлечению ионов Fe^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} и солей жёсткости из модельного раствора. В рамках данных исследований удалось сделать вывод о возможности эффективного использования разработанной водоочистной установки от ряда химических и микробиологических загрязнений.

Литература

1. Martemyanov D.V., Korotkova E.I., Muhortov D.N. FiBrA installations with nanosorption FilLis cleaning materials for purification of aquatic environments from the chemical and microbiological contamination // Химия и химическая технология в XXI веке: Труды XIII Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых учёных с международным участием. – Томск, 2012. – С. 275 – 276.
2. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As^{5+} , Cr^{6+} , Ni^{2+} из водных сред // Фундаментальные исследования. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
3. Мосолков А.Ю., Мартемьянов Д.В., Рыков А.В. Определение сорбционных характеристик установки, для очистки воды в походных и дачных условиях, при извлечении ионов тяжёлых металлов и микробиологических загрязнений из водных сред // Химия и химическая технология в XXI веке: Труды XIII Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых учёных с международным участием. – Томск, 2013. – С. 212 – 214.
4. Очистка природных вод / Под ред. В. А. Клячков. – М.: Стройиздат. 1971. – 579 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХАЛЬКОПИРИТА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ ХРОМА

В.В. Зарубин¹, А.В. Рыков², Д.В. Мартемьянов²

Научный руководитель старший научный сотрудник С. П. Журавков²

¹ Лицей при Национальном исследовательском Томском политехническом университете, г. Томск, Россия

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Присутствие в воде тяжёлых металлов представляет серьёзную опасность для человека [2]. Одним из самых вредных тяжёлых металлов является хром. Хром – токсичный элемент периодической системы, он может вызывать дерматиты, быть причиной онкологических и некоторых других заболеваний. В воде встречаются трехвалентные катионы хрома в составе его сульфатов, хлоридов и нитратов или шестивалентный хром в виде анионов гидрохромата (HCrO_4^-) и хромата (CrO_4^{2-}). Соединения хрома встречаются в сточных водах многих промышленных предприятий, производящих хромовые соли, ацетилен, дубильные вещества, анилин, линолеум, бумагу, краски, пестициды, пластмассы и др.

Хром в организме человека задействован во многих сферах и играет очень важную роль, однако основная его задача заключается в поддержке нормального баланса сахара в сыворотке крови. Это происходит за счет усиления процесса обмена углеводов путем облегчения транспортировки глюкозы внутрь клетки. Данное явление носит название глюколотерантный фактор. Минерал раздражает рецепторы клетки по отношению к инсулину, который легче вступает с ней во взаимодействие, при этом уменьшается его потребность для организма. Поэтому микроэлемент так жизненно важен для диабетиков, особенно со II типом болезни (инсулин-независимым), так как их способность пополнять запасы хрома с пищей очень мала. Даже, если человек не болен диабетом, но у него присутствуют проблемы с обменом веществ, то он автоматически попадает в категорию риска и его состояние расценивается как диабетоподобное. В основном переизбыток хрома в органах и тканях происходит из-за отравления на предприятиях, в технологический процесс которых входит наличие хрома и его пыли. Люди, которые работают на вредных производствах и контактируют с этим элементом, болеют раком дыхательных путей в десятки раз чаще, так как хром воздействует на хромосомы и соответственно на структуру клеток. Соединения хрома также присутствуют в шлаках и медной пыли, что приводит к астматическим болезням.

Существуют различные методы очистки воды от соединений хрома, такие как: электрокоагуляция, химическая нейтрализация, сорбция, ионный обмен [7, 8]. В рамках данной работы более подробно остановимся на сорбционном методе очистки водных сред от хрома.

В настоящее время применяются различные сорбционные материалы для очистки воды от соединений тяжёлых металлов, в том числе хрома [1, 9]. Среди них, в силу своей низкой себестоимости находят широкое распространение природные минеральные сорбенты [3-6].

Целью данной работы является исследование сорбционных свойств минерала халькопирита, при извлечении ионов Cr^{6+} из модельного раствора.

Название халькопирит происходит от греч. «халькос» – медь и «пиритес» – пирит. Другое название минерала — медный колчедан.

Халькопирит – сложный сульфид меди и железа (CuFeS_2), представлен на рисунке.

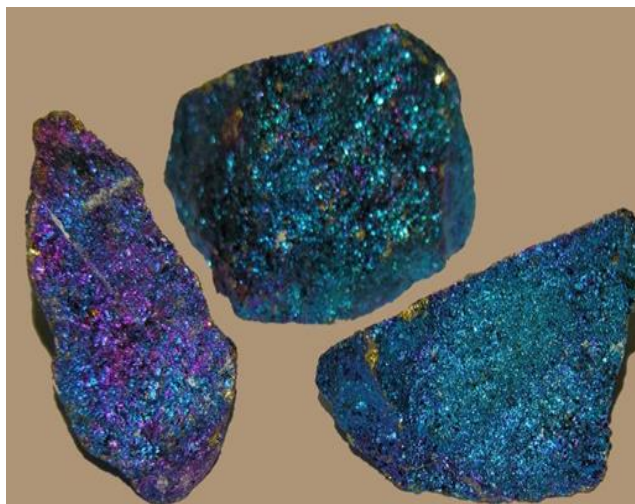


Рисунок. Минерал халькопирит

Цвет халькопирита зеленовато- или латунно-желтый. Часто наблюдается синяя или пестрая побежалость. Мягкий, легко царапается ножом. Твердость 3,5 – 4, плотность 4,3 г / см³. Блеск металлический. Сингония тетрагональная. Кристаллы редки, имеют облик тетраэдров. В качестве примесей в минерале часто присутствуют редкие и благородные металлы, в том числе серебро и золото.

Крупные кристаллы редки и имеют искажённый облик. Грани, как правило, покрыты грубой штриховкой. Характерно двойникование, двойники прорастания. Образует сплошные зернистые агрегаты, вкрапленность, прожилки. На угле сплавляется в серо-черный магнитный королёк. В HNO_3 растворяется с выделением серы.

Измерения площади удельной поверхности и значения удельного объема пор исследуемых образцов минеральных сорбентов, с использованием метода тепловой десорбции азота, проводили на анализаторе «СОРБОМЕТР М».

Сорбция ионов Cr^{6+} проводилась в статическом режиме, с использованием магнитной мешалки, при скорости вращения до 200 об/мин. Для проведения эксперимента брали навеску исследуемого материала массой 0,2 г, помещали её в стеклянный стакан объёмом 50 см³ и заливали 20 см³ раствора, с начальной концентрацией 10,2 мг / дм³. Модельный раствор, содержащий ионы Cr^{6+} , готовили на дистиллированной воде, с использованием государственного стандартного образца состава раствора ионов хрома. Процесс осадительной сорбции для каждого исследуемого образца проводили при времени контакта 60 и 150 минут. После проведения процесса сорбции, адсорбат отфильтровывали от сорбента на бумажном фильтре «синяя лента». Конечные концентрации ионов Cr^{6+} определяли методом фотоколориметрии.

В табл. 1 приведены фракционный состав используемых сорбционных материалов, их удельная поверхность и удельный объём пор.

Таблица 1

Фракционный состав, удельная поверхность и удельный объём пор минерального сорбента халькопирита

Образец	Размер фракции, мм	Удельная поверхность, м ² / г	Удельный объём пор, см ³ / г
Халькопирит (CuFeS_2)	Менее 0,1	0,572	0
	0,1 – 0,5	0,544	0
	0,5 - 1	0,508	0

Из табл. 1 видно, что удельный объём пор у всех образцов равен нулю. Удельная поверхность у минерала халькопирита с различным размером фракций практически не отличается.

В табл. 2 показана эффективность извлечения ионов Cr^{6+} из модельного раствора в статических условиях.

Из табл. 2 видно, что минерал халькопирит с размером фракции менее 0,1 мм работает одинаково при разном времени процесса сорбции. При более крупных фракциях, минерал халькопирит показывает слабые сорбционные свойства при малом времени контакта и хорошую сорбцию при 150 минутах процесса.

Таблица 2

Сорбция ионов Cr^{6+} из модельного раствора на халькопирите

Образец	Время сорбции, мин	Концентрация раствора до сорбции, мг / дм ³	Концентрация раствора после сорбции, мг / дм ³	Степень сорбции, %
Халькопирит (фракция менее 0,1 мм)	60	10,2	5,99	41,3
	150		5,99	41,3
Халькопирит (фракция 0,1-0,5 мм)	60		8,62	15,56
	150		2,13	79,14
Халькопирит (фракция 0,5-1 мм)	60		10,2	0
	150		2,65	74,02

По результатам проведённой работы удалось определить удельную поверхность и удельный объём пор у минерала халькопирита. Получены положительные сорбционные характеристики при извлечении ионов Cr^{6+} из модельного раствора, с использованием халькопирита разных фракций. В рамках данных исследований удалось сделать вывод о возможности эффективного использования минерала халькопирита при извлечении ионов Cr^{6+} из водных сред.

Литература

1. Адсорбционная технология очистки воды / Под ред. А. М. Когановского. – Киев: Техник, 1981. – 175 с.
2. Бутаев А.М., Гуруев М.А., Магомедбеков У.Г., Осипова Н.Ф., Магомедрасулова Х.М., Магомедова А.Д., Мухучев А.А. Тяжёлые металлы в речных водах Дагестана // Вестник ДНЦ РАН. – Дагестан, 2006. – № 26. – С. 43 – 50.
3. Везенцев А.И., Трубицин М.А., Романщак А.А. Сорбционно-активные породы Белгородской области // Горный журнал. – Москва, 2004. – № 1. – С. 51 – 52.
4. Годымчук А.Ю., Ильин А.П., Верещагин В.И. Структурные и химические превращения в природных минералах при нагревании // Известия вузов. Химия и химическая технология. – Иваново, 2003. – Т.46. – Вып. 3. – С. 139 – 143.
5. Годымчук А.Ю., Решетова А.А. Исследование процессов извлечения тяжелых металлов на природных минералах // Вестник Отделения наук о Земле РАН. – Москва, 2003. – № 1 (21). – С. 1 – 3.
6. Мартымянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As^{5+} , Cr^{6+} , Ni^{2+} из водных сред // Фундаментальные исследования. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
7. Мартынова О.И. Водоподготовка. Процессы и аппараты. Учебное пособие для вузов. – М.: Атомиздат, 1977. – 352 с.
8. Сомин В.А., Полетаева М.А., Комарова Л.Ф. Создание водооборотных систем с очисткой сточных вод от ионов тяжелых металлов // Ползуновский вестник. – Барнаул, 2008. – № 3. – С. 32 – 36.
9. Сорбционная очистка воды / Под ред. А. Д. Смирнова. – Л.: Химия, 1982. – 168 с.

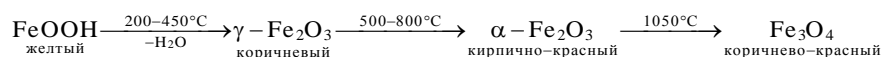
ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕННОСТЬ ЖЕЛЕЗОСОДЕРЖАЩИХ ШЛАМОВ ВОДОПОДГОТОВКИ

Е.А. Колтунова, К.В. Иконникова

Научный руководитель доцент Л.Ф. Иконникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Железооксидные пигменты находят широкое применение в различных отраслях промышленного производства благодаря богатой палитре окраски и магнитным свойствам. Их получение основано на использовании природного сырья или отходов различных производств [1], поэтому качество продукта зависит от присутствия различных по составу примесей и определяет область его применения. Так, технологическая схема получения ряда железооксидных пигментов из шламов водоподготовки [10] протекает по схеме:



Обычная практика утилизации таких отходов заключается в их захоронении, хотя только на Томском водозаборе в год скапливается более 600 тонн шлама с содержанием железа не менее 42 %. Способ получения пигментов по такой технологической схеме является энергетически выгодным и ресурсосберегающим, что придает продукту переработки техногенного сырья эколого-экономическую ценность. Исходя из этого, поиск сфер применения пигментов из шламов водоподготовки актуален. На сегодняшний день определена одна из областей их применения – строительная отрасль (производство красок, эмалей, грунтовок с хорошими результатами по маслостойкости и укрывистости при обработке любых поверхностей; приготовление цементно-песчаных окрашенных композиций различного назначения).

Настоящее сообщение посвящено исследованию возможности применения пигментов из шлама в иной области, а именно – в дактилоскопии, для окрашивания бесцветного потожирового отпечатка. Дактилоскопическая информативность полученного отпечатка зависит от способности порошка-красителя

«проявлять» потожировой след, что определяется адгезионными свойствами пигмента. Поэтому в задачу исследования входило определение активности поверхности железоксидных пигментов по отношению к чистой воде (основе потожировых выделений) и к жиру (стабильной части потожировых выделений). О химическом составе и структуре образцов судили по результатам РФА и ИК-спектроскопии. Активность пигментов к воде оценивалась по набору и спаду скорости массопереноса в зону реакции методом гидролитической адсорбции, аналитическим сигналом массопереноса служило изменение pH водной суспензии во времени.

Для исследования выбраны два образца с преобладающими фазами гематита $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ и магнетита Fe_3O_4 , содержащих в качестве примеси кислородные соединения алюминия, фосфора, кальция, кремния [7].

Исследование процесса гидролитической адсорбции в системе «твердое тело – вода» методом pH-метрии показывает следующие результаты. Ход и расположение изменения во времени pH водной суспензии образцов относительно уровня нейтральности различен (рис.), что объясняется особенностями внутренней структуры железоксидных образцов [2, 4, 8]:

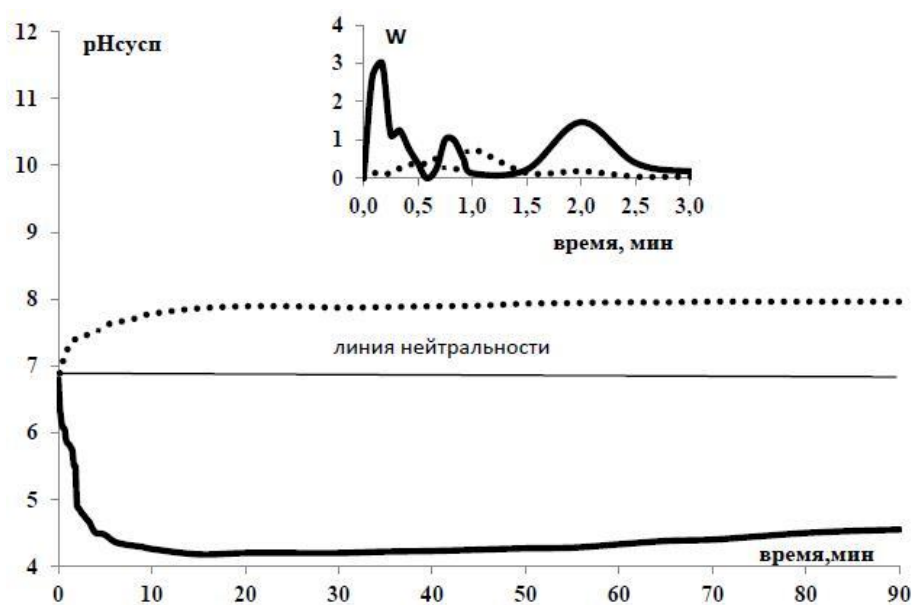


Рис. Изменение во времени pH водной суспензии образцов и скорости массопереноса: пунктирная линия – для $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$, сплошная линия – для Fe_3O_4

- в оксиде железа $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ активные центры практически однородны, со слабо выраженной основной природой, что обусловлено октаэдрическим окружением катионов железа Fe^{3+} кислородом. Так как плотность отрицательного заряда повышена, то на поверхности сформирован естественный двумерный гидратно-гидроксильный слой с преобладающими вторичными основными центрами брэнстедовского типа ($\text{O}^{2-} \dots \text{H}^+ / \text{OH}^-$). Вследствие этого при контакте с водой протекает подщелачивание суспензии [3, 5, 6];

- в закись-окиси железа Fe_3O_4 имеется два вида активных центров кислотной природы, что объясняется структурой обращенной шпинели $\text{Fe}^{3+}[\text{Fe}^{2+}\text{Fe}^{3+}]\text{O}_4$, в которой расположение двухвалентных катионов железа наиболее выгодно в тетраэдрических позициях шпинели, а трехвалентных — в октаэдрических узлах. Преобладающими активными центрами поверхности Fe_3O_4 являются нестехиометрические катионы Fe^{2+} , за счет чего повышена плотность положительного заряда поверхности и обеспечивается её кислотная функция.

Особенности внутренней структуры образцов влияют на возникновение и развитие реакционной зоны на поверхности раздела фаз. Так как в начальный момент контакта твердого тела с водой протекают процессы ионо-обменной адсорбции [11], то направление диффузионных потоков (подвод к активным центрам поверхности молекул воды и отвод в среду продуктов реакции H^+ или OH^- - ионов) формирует набор и спад скорости массопереноса. Набор и спад скорости массопереноса определяет процесс смачивания поверхности, протекание его по определенному механизму диффузионного торможения реакции ионного обмена и характеризует влагопоглощающую способность твердого тела (гидрофобность или гидрофильность).

В настоящем сообщении в качестве единицы массопереноса впервые рассматривается аналитический сигнал pH водной суспензии. Изменение скорости массопереноса « $W_{pH^0} = \Delta p H_i / \Delta \tau, \text{мин}$ » во времени показывает (вкладка в рис.), что развитие реакционной зоны протекает по разным механизмам.

Для магнетита Fe_3O_4 наблюдается резкое возрастание скорости взаимодействия в первые 30 секунд контакта с водой с дальнейшим медленным и дискретным её спадом. Это свидетельствует об изменении условий транспорта реагентов и продуктов за счет перемещения зоны взаимодействия в глубину пористого пространства

адсорбента, о гидрофилизации твердого тела (внутридиффузионный механизм торможения [9]). Гидрофильностью пигмента объясняется его высокая адгезионная способность только к свежему потожировому следу (обводненному). Недостатком является высокая слеживаемость при хранении.

Для гематита $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$, наоборот, более длительным и дискретным является набор скорости взаимодействия, что свидетельствует о внешнедиффузионном торможении. За счет образования водородных связей между основными центрами брэнстедовского типа ($\text{O}^{2-}\dots\text{H}^+/\text{OH}^-$) естественно сформированная экранирующая гидратно-гидроксильная поверхностная пленка оказывает сопротивление процессу смачивания и определяет гидрофобность поверхности. Пигмент наиболее полно отвечает требованиям современной дактилоскопии (обладает хорошей адгезией к наиболее стабильной гидрофобной жировой составляющей следа, папиллярные линии проявляются на следах различной давности, не образуются слежалости при длительном хранении порошка).

Таким образом, железоксидные пигменты из шлама водоподготовки показывают хорошие результаты в дактилоскопии при опылении следов различной давности. Наличие кислородсодержащих примесей (особенно алюминия) не ухудшает качество порошков-красителей для дактилоскопии, а наоборот, повышают их универсальность: способствует повышению яркости насыщенных цветов пигментов и адгезии к стабильной составляющей потожирового следа, делает визуально различимыми отпечатки следа на различных по цвету поверхностях (темных и светлых). Исследование кислотно-основного взаимодействия в системе «твердое тело-вода» позволяет экспрессно получить сведения о гидрофилизации поверхности твердого тела.

Литература

1. Беленький Е.Ф., Рискин И.В. Химия и технология пигментов. – Л.: Химия, 1974. – 656 с.
2. Иконникова К.В., Саркисов Ю.С., Иконникова Л.Ф. Диагностика фазовых превращений по кислотно-основным параметрам гидроксоаквакомплексов // *Материаловедение*. – Москва, 2005. – № 5. – С. 16 – 19.
3. Иконникова К.В., Саркисов Ю.С., Иконникова Л.Ф. Алгоритм расчета констант кислотно-основного равновесия водных растворов слабых электролитов // *Техника и технология силикатов*. – Москва, 2005. – Т. 12. – № 1–2. – С. 11 – 16.
4. Иконникова К.В., Иконникова Л.Ф., Саркисов Ю.С., Минакова Т.С. Методические материалы к практическим работам по определению кислотно-основных свойств поверхности. – Томск: Изд-во ТГАСУ, 2003. – 28 с.
5. Иконникова К.В., Иконникова Л.Ф., Минакова Т.С., Саркисов Ю.С. Теория и практика рН-метрического определения кислотно-основных свойств поверхности твердых тел. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 85 с.
6. Иконникова К.В., Иконникова Л.Ф., Саркисов Ю.С. Некоторые закономерности изменения констант кислотно-основного равновесия водных растворов амфолитов // *Вестник Томского архитектурно-строительного университета*. – Томск, 2003. – № 2 (8). – С. 217 – 225.
7. Ikonnikova L.F., Ikonnikova K.V., Koltunova E.A. Energy and resource saving raw materials for dactyloscopy // *The 2nd International Youth Forum "Smart Grids"*. – MATEC Web of Conferences, 2014. – Vol. 19. Режим доступа: doi: <http://dx.doi.org/10.1051/mateconf/20141901017>.
8. Иконникова Л.Ф. Взаимосвязь поверхностных и структурных свойств порошкообразного сульфида цинка с прозрачностью оптической керамики на его основе: Дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2002г. – 138 с.
9. Кузнецова Т.В., Кудряшов И.И., Тимашев В.В. Физическая химия вяжущих материалов: Учебник для хим.-технол. спец. вузов. – М.: Высш.шк., 1989. – 384 с.
10. Лукашевич О.Д., Усова Н.Т., Кутугин В.А., Лотов В.А. Использование вторичных продуктов водоподготовки в производстве железоксидного пигмента для строительных материалов // *Вода: технология и экология. Проблемы и решения*. – Санкт-Петербург, 2011. – №2. – С. 30 – 38.
11. Фролов Ю. Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. – М.: ООО ТНД «Альянс», 2004. – 464 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВТОРИЧНОГО СЫРЬЯ ТЭЦ

А.А. Леонтьева

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблемы вовлечения отходов производства и потребления в качестве вторичного сырья в хозяйственный оборот в целях замещения природных сырьевых материалов являются для России актуальными и требуют неотложного решения.

Утилизация золошлаковых отходов теплоэлектростанций актуальна и занимает первоочередное место среди перспективных проблем во многих странах мира. В данное время отходы теплоэлектростанций лишь на 10–15 % используются в разных отраслях производства, но потенциал их использования намного шире. Следовательно, эти отходы нуждаются в комплексной переработке [3].

Золошлаковые отходы имеют особое применение в строительстве. В частности, для улучшения природных свойств глиняного сырья (уменьшения общей усадки, чувствительности к сушке и обжигу, улучшения формовочных свойств) широко применяют добавки.

Золы ТЭЦ представляют собой отходы в пылевидном состоянии от сжигания каменных углей. Образующиеся зола и шлаки направляются от котельных теплоэлектростанций гидравлической системой в золоотвалы в виде пульпы. В кирпичном производстве в качестве добавки используют золы ТЭЦ с удельной поверхностью 2000–3000 см²/г. Теплотворная способность золы ТЭЦ – от 1000 до 3200 ккал/кг.

Добавка 10–15 % золы ТЭЦ в смеси с опилками или шамотом делает кирпич менее чувствительным к сушке и увеличивает его прочность по сравнению с добавкой, например, одного дробленого многозольного угля или одних опилок. Это происходит вследствие того, что предварительное смешивание с другими добавками обеспечивает более равномерное распределение золы и мелкодисперсной горючей ее части в шихте. В состав шихты вводят от 15 до 45% золы ТЭЦ. Добавка углесодержащихся отходов увеличивает интервал спекания легкоплавких глин и прочность изделий.

В высокопластичные глины, требующие для затворения большого количества воды (до 28 %) и поэтому дающие большую линейную усадку при сушке и обжиге (до 15 %), необходимо вводить отошающие добавки, т.е. непластичные вещества. При этом значительно уменьшается количество воды, необходимой для затворения глиняного теста, что сокращает размер усадки до 2–6 % [2].

В качестве отошающих добавок чаще всего применяют вещества неорганического происхождения — кварцевый песок, шамот (обоженная и измельченная глина) и бой изделий, молотый шлак и золу. Эти добавки не только уменьшают усадку изделий, но и улучшают формовочные свойства массы, облегчают технологический процесс производства и устраняют брак.

Целью данной работы является возможность получения отошающих добавок из смеси золы ТЭЦ и угля в различных пропорциях в виде гранул, которые вводят в высокопластичные глины для производства кирпичей.

Получить гранулы из тонкодисперсных частиц хорошего качества традиционными методами представляется достаточно сложной, а в некоторых случаях не выполнимой задачей. Реализация процесса гранулирования в жидкой среде (ГЖС) возможна только при соблюдении следующих правил: поверхность твердых частиц должна иметь полярность, противоположную полярности дисперсионной среды; связующая жидкость должна быть однополярной с поверхностью гранулируемых частиц. При соблюдении этих условий, соответствующей дозировке отдельных фаз и гидродинамического воздействия на них через 10–15 секунд образуются гранулы, которые отделяются от дисперсионной среды и сушатся [1].

Исследованы физико-химические свойства исходных порошков: фракционный состав, влажность, гигроскопичность, сыпучесть, смачиваемость. Фракционный состав, представленный на рис. 1, или распределение частиц порошка по крупности, оказывает определенное влияние на точность дозировки вещества, его сыпучесть, а также на качество гранул (внешний вид, шероховатость, распадаемость, прочность, объем пор и др.). Из графика видно, что в золе преобладают в основном частицы менее 0,063 мкм, выход которых составляет почти 72 %, а в угле – частицы размером 0,063–0,15 мкм, выход которых составляет 86 %.

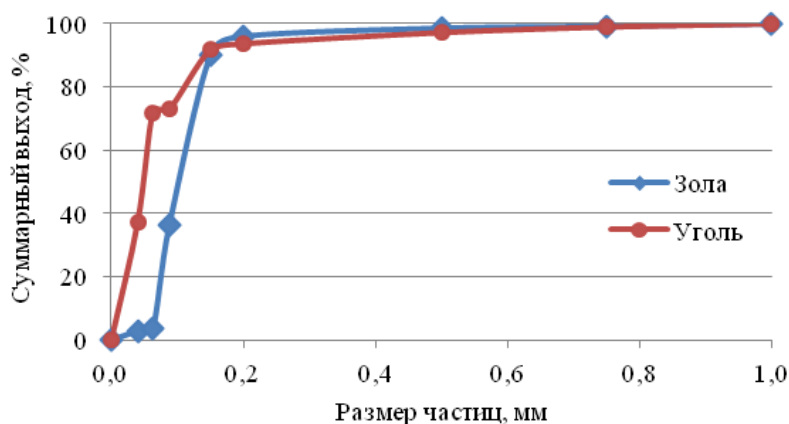


Рис. 1. Фракционный состав золы и угля

Для выбора дисперсионной среды исследовались поверхностные свойства золы и угля, которые оценивали по удельным седиментационным объемам компонентов (рис. 2–3) в жидкостях различной полярности, в качестве которых использовали октан и воду. Рассчитывался коэффициент смачивания K (табл. 1) исходных, высушенных при 105 °С угля и золы, а также гидрофилизированного угля. Гидрофилизацию угля проводили этиловым спиртом. Полученные значения показали, что коэффициент смачивания золы $K < 1$, значит поверхность золы обладает полярными свойствами, в то время как поверхность угля апolarна, т.к. коэффициент смачивания угля $K > 1$. Поэтому процесс гранулирования золы необходимо проводить в апolarной жидкости, в качестве которой был выбран октан, а гранулирование угля в водной среде. Так как целью нашей работы является получение гранул, содержащих разнополярные частицы, то необходимо модифицировать поверхность угля. В качестве модифицирующей добавки использовали 0,1 % карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) и поливиниловый спирт (ПВС). В качестве связующей жидкости использовались 1 % водный раствор полиакриламид (ПАА).



Рис. 2. Удельный седиментационный объем зола в жидкостях различной полярности

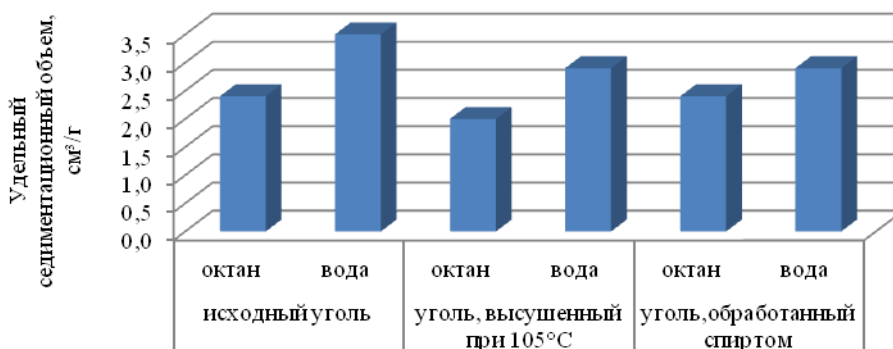


Рис. 3. Удельный седиментационный объем угля в жидкостях различной полярности

Таблица 1

Коэффициент смачивания зола и угля

Материал	Коэффициент смачивания, К
Исходная зола	0,84
Зола, высушенная при T = 105 °C	0,92
Исходный уголь	1,45
Уголь, высушенный при T = 105 °C	1,45
Уголь, обработанный спиртом	1,21

Полученные методом ГЖС гранулы в массовом соотношении У:З=(0–1):(1–0) исследовались на прочность на раздавливание в статических условия, суммарный объем пор по адсорбции паров бензола и гранулометрический состав.

Литература

1. Бабенко С.А., Семкина О.К., Миронов В.М. и др. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск: Изд. Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.
2. Воробьев В.А., Комар А.Г. Строительные материалы. – М.: Стройиздат, 1976. – 475 с.
3. Ксинтарис В.Н., Рекитар Е.А. Использование вторичного сырья и отходов в производстве. – М.: Экономика, 1983. – 167 с.

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ЛЕЖАЛЫХ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ СЕВЕРСКОЙ ТЭЦ

А.А. Малахова

Научные руководители доцент О.И. Налесник, доцент Д.А. Горлушко

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

Среди попутных продуктов промышленности одно из первых мест по объему выхода занимают зола и шлаки, образующиеся при сжигании угля, антрацита или горючих сланцев на тепловых электростанциях (ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС). По данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике годовой выход золошлаковых материалов достигает примерно 30 – 40 млн. тонн. Большая их часть направляется в золоотвалы, которые занимают значительные территории, а так же являются одними из крупных источников загрязнения окружающей среды [4]. Вместе с тем, данные материалы являются уникальным ресурсом для полезного использования в различных отраслях: строительной, дорожной, сельскохозяйственной. Поэтому, проблема переполненности золоотвалов и отсутствие глобальной переработки золошлаковых материалов является актуальной на сегодняшний день.

Практически на всех электростанциях России топливо сжигают в пылевидном состоянии при температуре в котле от 1300 до 1700 °С. В процессе сжигания его органическая составляющая сгорает, а минеральная (несгорающая), в зависимости от способа улавливания и удаления, образует следующие продукты:

- зола-унос – тонкодисперсный материал (размер частиц от 3...5 до 100... 150 мкм), образующийся из минеральной части пылевидного топлива, улавливаемый специальными аппаратами из дымовых газов;
- шлак – агрегированные и сплавленные частицы золы размером от 0,15 до 40 мм;
- золошлаковая смесь – смесь золы-уноса и шлака, которая вместе с водой, при очистке золоборников, в виде пульпы сбрасывается в золоотвал.

Золошлаковые материалы вследствие большого разнообразия твердого топлива, способов их улавливания и удаления, различаются химическим и минералогическим составом, физическими свойствами и радиоактивностью [3]. Важнейшими из физических свойств являются: температура плавления, потеря массы при прокаливании, удельная поверхность, насыпная и истинная плотности материалов, содержание свободного СаО, содержание сернистых и сернокислых соединений, а так же зерновой или гранулометрический состав.

На применение золы и золошлаковых материалов в производстве строительных материалов и изделий существует целый ряд нормативных документов.

Так золошлаковые материалы могут применяться в качестве сырья для производства искусственных пористых заполнителей для легких бетонов и штукатурных растворов [5]. При этом, требования, предъявляемые к их зерновому составу следующие: содержание зерен золы и шлака размером менее 0,315 мм - 50–100%, размером более 5 мм - не более 15%.

Золы и золошлаковые смеси могут использоваться также в качестве минеральных порошков в составе асфальтобетона различных марок [2]. При этом по зерновому составу, они должны содержать: фракция менее 1,25 мм – не менее 95%, фракция менее 0,315 мм – не менее 80%, фракция менее 0,071 мм – не менее 60%.

Объектами исследования являются пробы золошлаковой смеси, взятые в разных частях золоотвала Северной ТЭЦ. Исследуемые золошлаковые материалы Северной ТЭЦ образуются при сжигании Кузбасского угля в пылевидном состоянии и поступают на золоотвал методом гидроудаления.

Проба первого объекта (рис. 1, а) была взята у самого края золоотвала – далеко от трубы гидроудаления. Проба второго объекта (рис. 1, б), наоборот – у самой трубы. Обе пробы для анализа были высушены и предварительно просеяны до фракции < 1 мм.



Рис.1. Золошлаковые материалы Северной ТЭЦ: а) Первый объект; б) Второй объект

Целью данной работы является определение гранулометрического состава лежалых золошлаковых материалов Северной ТЭЦ и анализ направлений их дальнейшего применения.

Был проведен ситовой анализ по методике [1]. Через набор сит (от 0,04 до 0,5 мм), установленный на вибростоле, были в течение 15–30 минут просеяны навески объектов исследования. Далее был определен гранулометрический состав золошлакового материала, результаты которого представлены в табл. 1.

Таблица 1

Гранулометрический состав золошлакового материала

Образец	Фракция							
	+0,5	-0,5+0,315	-0,315+0,25	-0,25+0,125	-0,125+0,1	-0,1+0,063	-0,063+0,04	-0,04
Содержание, г								
№1	0,329	0,279	0,203	3,751	3,644	8,327	11,182	72,282
№2	13,657	8,936	5,009	25,286	12,664	14,792	12,947	7,609

Как видно из таблицы материалы Северной ТЭЦ имеют значительные различия в зерновом составе, что разделяет и расширяет область их применения. Основной фракцией первого объекта исследований является фракция -0,04+0, второго – фракция -0,25+0,125.

Результаты сравнительного анализа гранулометрического состава золошлаковых материалов Северной ТЭЦ представлены на рис. 2.

Исходя из преобладания в первом объекте частиц крупностью менее 0,04 мм его можно отнести к золоам-уноса. В составе второго объекта исследования содержится достаточное количество фракций шлакового песка, от 0,315 мм и выше 0,5 мм. Из этих параметров второй объект можно назвать зольной составляющей золошлаковой смеси.

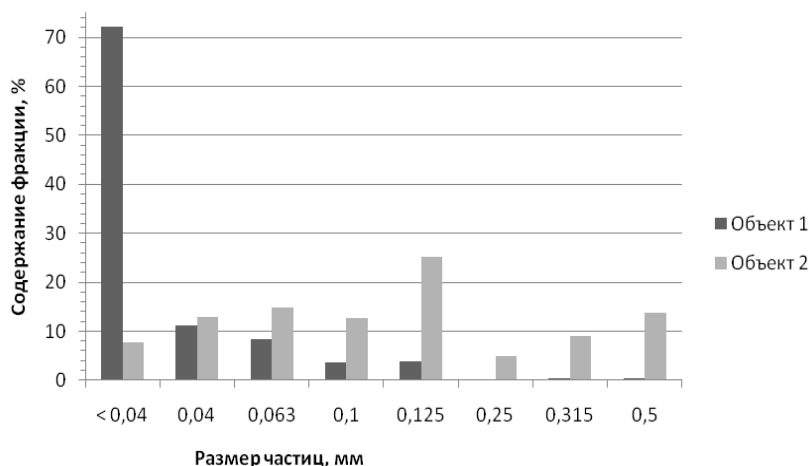


Рис. 2. Гранулометрический состав золошлаковых материалов Северной ТЭЦ

Лежалые золошлаковые материалы Северной ТЭЦ, по результатам анализа и выше приведённых требований, могут быть использованы:

1) Объект №1. Зола-унос:

- в строительной индустрии – как сырьё для лёгких бетонов и штукатурных растворов, в качестве пористых заполнителей;

- в дорожном строительстве, при сооружении земляного полотна, для устройства укрепленных оснований, в качестве заполнителя и минерального порошка в асфальтобетонах.

2) Объект №2. Зольная составляющая золошлаковой смеси:

- в строительной индустрии – как сырьё для лёгких бетонов и штукатурных растворов, в качестве пористых заполнителей.

Литература

- ГОСТ 2093-82. Топливо твёрдое. Ситовой метод определения гранулометрического состава.. Введ. 01.01.1983. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.
- ГОСТ 9128-97. Смеси асфальтобетонные дорожные, аэродромные и асфальтобетон. Введ. 01.01.1999. М.: ГУП ЦПП, 1998.
- РД 34.9.603-88. Методические указания по организации контроля состава и свойств золы и шлаков, отпускаемых потребителям тепловыми электростанциями. Введ. 01.01.1989. М.: ВТИ, 1988.
- Проблемы утилизации золошлаковых материалов [Электронный ресурс] // ТЭК и энергетика / По материалам <http://armtorg.ru/news/5676/>. 2014.
- Капустин Ф.Л., Уфимцев В.М.. Российские стандарты по использованию золошлаков теплоэнергетики в производстве строительных материалов // Золошлаки ТЭС: удаление, транспорт, переработка, складирование: Материалы II научно-практического семинара. – Москва, 2009. С. 57 – 64.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ЖИДКОГО НАТРИЕВОГО СТЕКЛА И ПОЛИВИНИЛОВОГО СПИРТА НА ПРОЧНОСТЬ ГРАНУЛ ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ ЗОЛЫ УГЛЕЙ МЕТОДОМ ВИБРОБРИКЕТИРОВАНИЯ

В.М. Мосина

Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы о переработке отходов сжигания твердого топлива идут давно. На территории России работают 172 теплоэлектростанции на угольном топливе. В их золошлакоотвалах накоплено более 1,5 млрд. т. золошлаковых отходов. Площадь таких отвалов достигает 28 тыс. га. Уровень их утилизации в России составляет не более 8 % [2]. В стране сложилась такая ситуация, что переработка золы практически никому не выгодна. Гранулирование является оптимальным вариантом золошлакоудаления, поскольку обладает наилучшими экономическими показателями и перспективами по масштабной утилизации.

Получение из золы углей гранул позволяет улучшить условия хранения и транспортирования, дает возможность механизировать процессы ее дальнейшего использования.

Гранулированный зольный продукт находит применение в производстве искусственных пористых заполнителей, заменителей щебня, мелиоранта для раскисления почв сельских хозяйств, в качестве сырья для производств обжигового и безобжигового зольного гравия.

Для получения необходимых характеристик зольных гранул используют разнообразные виды связующих. В данной работе исследовались прочностные характеристики гранул с использованием в качестве связующих жидкого натриевого стекла и поливинилового спирта. Жидкое натриевое стекло было выбрано в качестве связующего благодаря тому, что оно обладает такими физическими свойствами, как высокая адгезия, вязущие свойства и самопроизвольное твердение [1]. Поливиниловый спирт – благодаря обладанию высокой прочностью на разрыв и гибкости [3].

В качестве объекта исследования были использованы гранулы, полученные из золы Северской ТЭЦ. Гранулы были получены в ходе следующих операций: сбор золы, увлажнение золы водой (с учетом того, чтобы содержание жидкой фазы в свежеприготовленных гранулах не превышало 20 %), добавление жидкого натриевого стекла/поливинилового спирта, гранулирование золы методом вибробриккетирования, твердение гранул в сушильном шкафу при температуре 110 °С в течение 1,5 часов. Гранулы представляют собой цилиндры с диаметром 10 мм.

В ходе проделанной работы получены данные по влиянию концентрации жидкого натриевого стекла и поливинилового спирта на статическую прочность свежеприготовленных гранул и гранул после сушки. По полученным данным были построены графические зависимости. Результаты приведены на рис. 1 и 2.

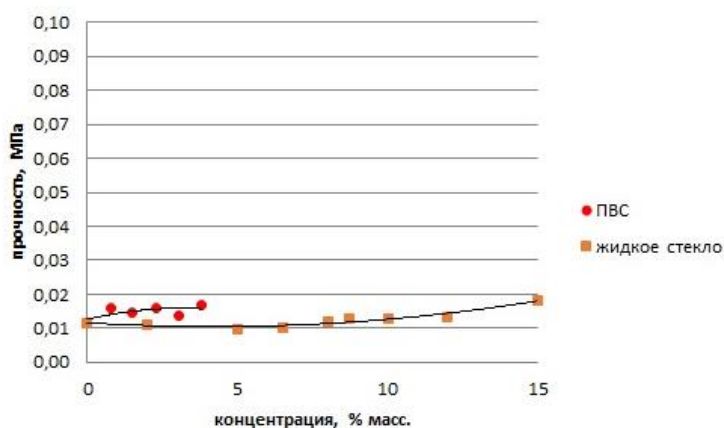


Рис. 1. Влияние концентрации связующего на статическую прочность свежеприготовленных гранул

На рис. 1 можно проследить, что на прочность свежеприготовленных гранул концентрация связующего практически не оказывает влияния. Прочность очень низкая и составляет в среднем 0,015 МПа (\approx 250 г на гранулу).

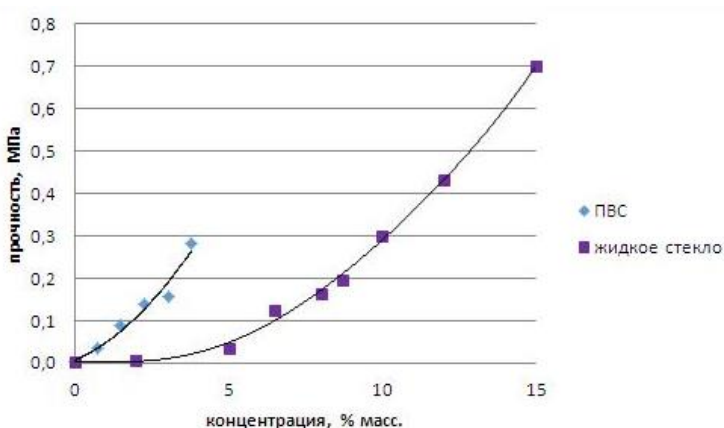


Рис. 2. Влияние концентрации связующего на статическую прочность гранул после сушки

По данной зависимости можно наблюдать, что с увеличением концентрации связующих прочность высушенных гранул увеличивается и достигает максимума 0,669 МПа при 15 % содержания жидкого стекла и 0,280 МПа при 4 % содержания поливинилового спирта. Ограничение используемой концентрации поливинилового спирта до 4 % объясняется трудностью его растворения в воде. Для получения прочности

гранул равной 0,2 МПа (≈ 3 кг на гранулу) требуется меньшее количество поливинилового спирта, чем жидкого натриевого стекла.

В работе показана возможность получения гранул из золы методом вибробрикетирования. На прочность свежеприготовленных гранул концентрация связующего как жидкого натриевого стекла, так и поливинилового спирта практически не оказывает влияния. Для высушенных гранул с увеличением концентрации связующего прочность гранул растёт. Для жидкого натриевого стекла максимальная прочность в 0,669 МПа была достигнута при концентрации 15 % мас. Для поливинилового спирта максимальная прочность в 0,280 МПа была достигнута при концентрации 4 % мас.

Литература

1. Бабанин В.И., Еремин А.Я., Бездежский Г.Н. Разработка и внедрение новой технологии брикетирования мелкофракционных материалов с жидким стеклом // *Металлург.* – Москва, 2007. – №1. – С. 68 – 71.
2. Кожуховский И.С., Целыковский Ю.К. Угольные ТЭС без золошлакоотвала: реальность и перспективы // *Энергетик.* – Москва, 2011. – №6. – С. 20 – 23.
3. Платэ Н.А, Сливинский Е.В. Основы химии и технологии мономеров. – М.: Наука, 2002. – 715 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЛАНЦА В ПРОЦЕССАХ ВОДООЧИСТКИ

В.В. Мухортов¹, П.Е. Слядников², Д.В. Мартемьянов¹

Научный руководитель ассистент О.А. Немцова¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Ни для кого не секрет, что проблема водоочистки сегодня стоит особенно остро [1]. Для очистки воды применяют различные методы и различные загрузки фильтров [3]. Сорбционный метод – один из наиболее эффективных способов очистки воды [2]. Его выгодно выделяют более высокие показатели извлечения загрязнений, относительно невысокая стоимость и простая технология применения [5]. Среди сорбентов, широко применяются минеральные, такие как: шунгит, цеолит, гематит, магнетит, сланец и т. д. [4]. Однако сорбционные свойства различных минералов отличаются. Довольно распространённым загрязнителем воды, а в особенности питьевой, являются тяжёлые металлы, из которых наиболее распространено железо.

Целью нашей работы, является исследование физико-химических свойств минерала сланца, его сорбционной способности, при извлечении ионов Fe^{3+} из водных растворов.

На рис. 1 представлен внешний вид минерала сланца.



Рис. 1. Внешний вид сланца

Для оценки структурных характеристик сорбционных материалов использовали метод тепловой десорбции азота. По данным измерения оценивали площадь удельной поверхности и значения удельного объема пор образцов с использованием анализатора «СОРБОМЕТР М».

Процесс сорбции проводился в статическом режиме, с использованием магнитной мешалки, при скорости вращения до 200 об/мин. Для проведения эксперимента брали навеску исследуемого материала массой 0,5 г, помещали её в стеклянный стакан объёмом 100 см³ и заливали 50 см³ модельного раствора, содержащего ионы Fe^{3+} , с начальной концентрацией 11,3 мг/дм³. Модельный раствор готовили на дистиллированной воде с использованием государственного стандартного образца состава ионов железа. Процесс сорбции проводили при разном времени контакта – 1, 5, 15, 30, 60 и 150 минут. После проведения процесса перемешивания, раствор отфильтровывали от материала на бумажном фильтре «синяя лента». Исходные и конечные концентрации ионов Fe^{3+} в растворе определяли с помощью метода фотоколориметрии.

В таблице приведены данные по удельной поверхности и удельному объёму пор сланца с различным размером фракций.

Таблица
Удельная поверхность и удельный объём пор минерала сланца с различным фракционным составом

Образец	Удельная поверхность, м ² / г	Удельный объём пор, см ³ / г
Сланец (фракция менее 0,1 мм)	10,44	0,003
Сланец (фракция 0,5-1 мм)	4,52	0,002
Сланец (фракция 1,5-2,5 мм)	3,2	0,002

Наибольшая удельная поверхность и удельный объём пор наблюдается у сланца с фракцией менее 0,1 мм. Самые малые значения у сланца с размером фракции 1,5-2,5 мм.

На рис. 2 показана степень извлечения из модельного раствора ионов Fe³⁺ образцами сланца, с разным фракционным составом.

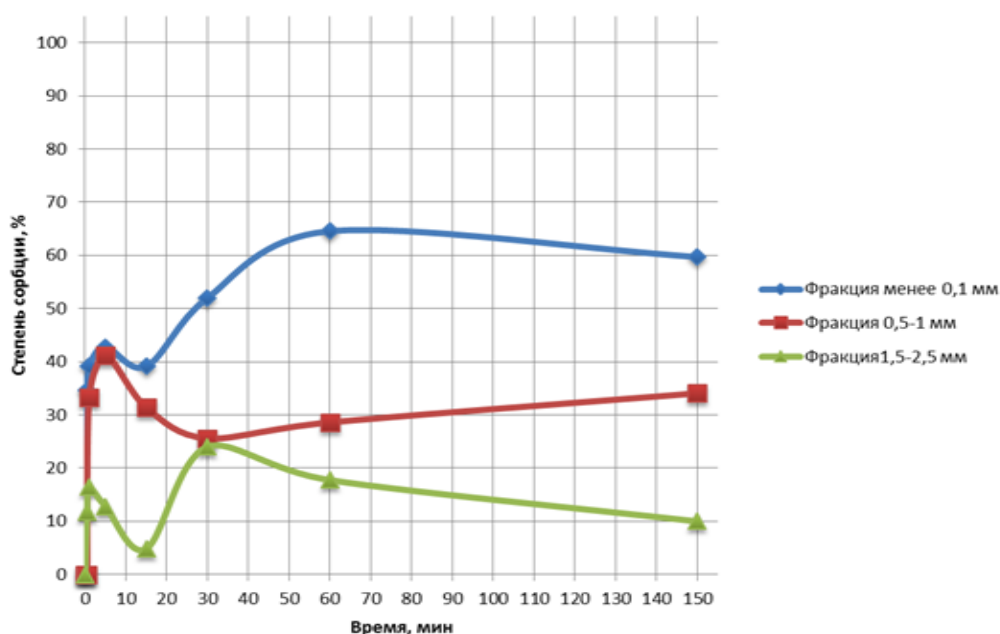


Рис. 2. Извлечение ионов Fe³⁺ из модельного раствора

На рис. 2 видно, что наилучшие сорбционные свойства при извлечении ионов Fe³⁺ из модельного раствора показывает сланец с размером фракции менее 0,1 мм. Худшую сорбцию показывает сланец с наибольшим размером фракции (1,5–2,5 мм). У всех исследуемых образцов сланца, примерно на 15 минуте наблюдается падение сорбционной способности. Это можно объяснить некоторым выделением в раствор находившегося в образцах железа. Далее, при большем времени контакта, опять идёт увеличение сорбционной способности образцов в силу задействования внутрисферных комплексов.

В результате проведённой работы, была определена удельная поверхность и удельный объём пор у исследуемых образцов сланца с различным фракционным составом. Проведены сорбционные исследования образцов сланца по извлечению ионов Fe³⁺ из модельного раствора. В рамках данных исследований удалось сделать вывод о возможности эффективного использования минерала сланца, для очистки водных сред от ионов Fe³⁺.

Литература

1. Водоподготовка / Под ред. Б. Н. Фрог, А. П. Левченко. – М.: МГУ, 1996. – 680 с.
2. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As⁵⁺, Cr⁶⁺, Ni²⁺ из водных сред // Фундаментальные исследования. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
3. Очистка природных вод / Под ред. В. А. Клячкова, И. Э. Апельцина. – М.: Стройиздат, 1971. – 579 с.
4. Ропот В. М., Кердиваренко М. А., Тарасевич Ю. И., Юрасова В. А. Природные сорбенты и их роль в решении проблемы охраны окружающей среды // Адсорбенты и адсорбционные процессы в решении проблемы охраны природы: Труды международной конференции. – Кишинев: Штиинца, 1986. – С. 17 – 24.
5. Теория и практика сорбционных процессов / Под ред. Е. В. Веницианова. – Воронеж, 1998. – Вып. 23. – 24 с.

МОДИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ЦЕОЛИТОВ NaCl С ЦЕЛЬЮ ПРИДАНИЯ ИМ ИОНООБМЕННЫХ СВОЙСТВ

Е. А. Осипова¹, Ф. Е. Сапрыкин², Д. В. Мартемьянов²

Научный руководитель старший научный сотрудник С. П. Журавков²

¹ Лицей при Национальном исследовательском Томском политехническом университете, г. Томск, Россия

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время актуальной становится задача подготовки и очистки используемых водных сред воды [1, 3]. Повышенное содержание солей жёсткости в воде является существенной проблемой для крупных водоснабжающих предприятий, частных домов и при использовании малых водоочистных устройств. [2, 4].

Жёсткость воды в основном ассоциируют с катионами кальция (Ca^{2+}) и магния (Mg^{2+}). Но фактически, все двухвалентные катионы в разных соотношениях имеют влияние на жесткость в воде. Они вступают в реакции с анионами, образуя соединения солей жесткости которые могут выпасть в осадок. Одновалентные катионы (например, натрий Na^+) в осадок не выпадают.

В таблице 1 представлены катионы металлов которые вызывают жесткость в водной среде и анионы с которыми они ассоциируются.

Таблица 1

Соли жёсткости

Катионы	Анионы
Кальций (Ca^{2+})	Сульфат (SO_4^{2-})
Магний (Mg^{2+})	Хлорид (Cl^-)
Марганец (Mn^{2+})	Нитрат (NO_3^-)
Стронций (Sr^{2+})	Силикат (SiO_3^{2-})
Железо (Fe^{2+})	Гидрокарбонат (HCO_3^-)

Фактически железо, стронций и марганец оказывают на жесткость очень незначительное действие, что их, как правило, не учитывают. Трехвалентное железо (Fe^{3+}) и алюминий (Al^{3+}) оказывают влияние на жесткость, но при тех уровнях pH, которые имеются в природных водах, их растворимость и, действие на жесткость незначительны. Помимо этого, не берётся в расчёт и малое влияние бария (Ba^{2+}).

Существуют различные методы устранения солей жёсткости из воды, такие как: электромагнитный метод устранения временной жесткости; магнитный метод устранения постоянной жесткости; ультразвуковой метод; ионообменный метод; безреагентные методы; химический метод. Среди представленных методов устранения солей жёсткости из воды, ионный обмен занимает особое место.

В результате умягчения путем ионного обмена идёт замена солей ионов магния (Mg^{2+}) и кальция (Ca^{2+}) на натрий (Na^+) по схеме ($MgCl_2 + R - Na \Leftrightarrow RMg + NaCl$). В конечном итоге, вместо магния (Mg^{2+}) и кальция (Ca^{2+}) поступает соответствующее количество натрия (Na^+). Процесс ионного обмена проводится при взаимодействии воды и ионообменной смолы (представляющей собой сильнокислотный катионит в Na-форме) и при снижении свойств, периодически регенерируемый раствором поваренной соли (NaCl).

Для извлечения солей жёсткости из воды посредством ионного обмена, как правило, используют ионообменные смолы. Но ионообменные смолы представляют собой синтетический материал, который имеет высокую себестоимость.

Целью данной работы является рассмотрение возможности использования природного цеолита Холинского месторождения, для модификации их пористой структуры NaCl, с целью дальнейшего извлечения солей жёсткости из воды. Данная работа необходима для того, чтобы получить ионообменные материалы более простые в изготовлении и с меньшей себестоимостью.

Исследования проводили на 3 образцах природных цеолитов Холинского месторождения, с размером фракции 1,5–2,5 мм. Представленные образцы природного цеолита были модифицированы NaCl для придания им дополнительных ионообменных свойств. Процесс модификации исследуемых носителей проводился при следующих условиях. Образец № 1 (Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/1)): 10 г NaCl помещали в стеклянный стакан объёмом 2000 см³, добавляли 1000 см³ дистиллированной воды и перемешивали до полного растворения реагента. Затем в данный раствор помещали 10 г исследуемого носителя и отстаивали 1 сутки, при периодическом перемешивании. После суток отстаивания, раствор сливали, а носитель сушили в сушильном шкафу при 110 °С (носитель и модификатор брались в соотношении 1/1). У образцов № 2 (Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/0,5)) и № 3 (Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/0,2)) методика получения такая же самая, но количество модификатора бралось меньше: образец № 1 – 1/0,5; образец № 2 – 1/0,2 соответственно.

Для оценки структурных характеристик исследуемых исходных и модифицированных NaCl образцов цеолитов использовали метод тепловой десорбции азота. По данным измерения оценивали площадь удельной поверхности и значения удельного объема пор образцов с использованием анализатора «СОРБОМЕТР М».

Процесс ионного обмена проводился в статическом режиме, с использованием магнитной мешалки, при скорости вращения до 200 об/мин. Для проведения эксперимента брали навеску исследуемого материала массой 1 г, помещали её в стеклянный стакан объёмом 100 см³ и заливали 100 см³ водопроводной воды с начальной концентрацией 6,86 мг – экв / дм³. Процесс ионного обмена для каждого исследуемого образца проводили при разном времени контакта – 1, 5, 15, 30, 60 и 150 минут. После проведения процесса перемешивания, раствор отфильтровывали от материала на бумажном фильтре «синяя лента». Исходные и конечные концентрации солей жёсткости определяли методом титрования.

В табл. 2 приведены данные по удельной поверхности и удельному объёму пор не модифицированных и модифицированных образцов цеолитов.

Таблица 2

Значения удельной поверхности и удельного объёма пор образцов цеолитов

Образец, мм	Удельная поверхность, м ² / г	Удельный объём пор, см ³ / г
Холинский фр. 1,5–2,5	31,2	0,013
Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/1)	20,4	0,008
Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/0,5)	25,8	0,009
Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/0,2)	29,4	0,01

Как видно из табл. 2, самая большая удельная поверхность и удельный объём пор наблюдается у исходного (не модифицированного) цеолита Холинского месторождения. По мере увеличения модификатора в цеолите, наблюдается снижение значений удельной поверхности и удельного объёма пор. Это можно объяснить тем, что ионы Na⁺ заполняют объём пор и закрывают поверхность у цеолита. Чем больше ионов Na⁺, тем ниже значения удельной поверхности и удельного объёма пор.

На рисунке показана степень извлечения солей жёсткости, модифицированными цеолитами, от времени контакта с водой.

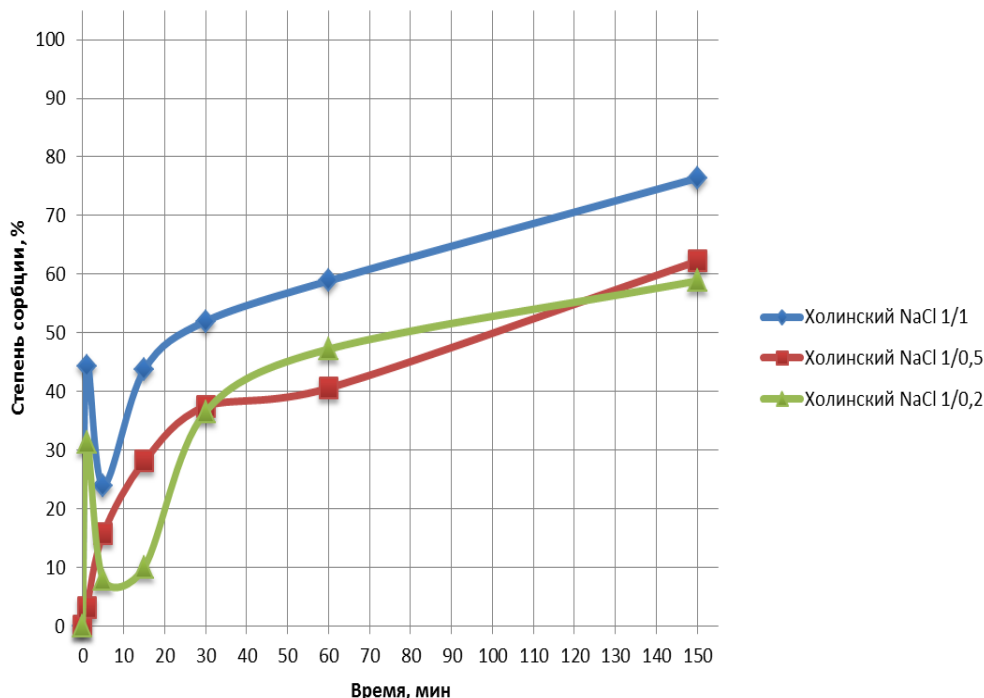


Рис. Извлечение солей жёсткости из водопроводной воды

На рисунке видно, что наилучшие ионообменные свойства показывает образец № 1 (Холинский фр. 1,5–2,5 (NaCl 1/1)). Образцы № 2 и № 3 показывают несколько меньшие ионообменные свойства.

По результатам проведённой работы удалось осуществить модификацию природных цеолитов Холинского месторождения NaCl, в различных соотношениях носителя и модифицирующего агента. При исследовании полученных образцов определили их удельную поверхность и удельный объём пор. Проведены

испытания модифицированных образцов цеолитов по извлечению солей жёсткости из воды, где получены положительные результаты. В рамках данных исследований удалось сделать вывод о возможности использования цеолитов модифицированных NaCl, для очистки водных сред от солей жёсткости.

Литература

1. Водоподготовка / Под ред. Б.Н. Фрог, А.П. Левченко. – М.: МГУ, 1996. – 680 с.
2. Очистка природных вод / Под ред. В.А. Клячкова, И.Э. Апельцина. – М.: Стройиздат, 1971. – 579 с.
3. Экологические основы природопользования / Под ред. Т.П. Трушина. – Ростов н/Д.: «Феникс», 2001. – 384 с.
4. Экология: учебник / Под ред. Г.В. Тягунова, Ю.Г. Ярошенко. – М.: Интернет Инжиниринг, 2000. – 300 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕХАНОАКТИВАЦИИ НА УГЛЕВОДНЫЙ КОМПЛЕКС ТОРФА К.И. Пичгуина, А.С. Каплунова

Научный руководитель доцент С.Г. Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории России сосредоточена значительная часть мировых ресурсов торфа. При этом большая доля торфяных запасов приходится на Западно – Сибирскую равнину. Томская область по запасам торфа занимает 2-е место в РФ после Тюменской. Оценка торфяных ресурсов показала, что на территории области имеется сырье для производства всех видов торфяной продукции. Сахаренный торф и кормовые дрожжи, необходимые для белкового питания крупного рогатого скота, могут быть получены из малоразложившихся торфов. Ранее было показано, что механоактивация способствует увеличению выхода простых сахаров [3, 4].

Как известно, при механоактивации происходит разрыв межмолекулярных связей и образование свободных радикалов [1, 2]. Они, в течение определенного промежутка времени вступают в реакции синтеза, и происходит уменьшение количества простых сахаров.

Целью работы является проверка предположения о возможности увеличения выхода простых сахаров в продуктах гидролиза торфа после механохимической активации для сохранения разорванных глюкозидных связей путем добавки воды.

Полученные данные представлены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Изменение углеводного комплекса торфа при механоактивации

Объект исследования	Содержание компонентов, % к органической массе			
	ВРВ, %	ЛГВ, %	Ц, %	∑ гидролизата
Исходный торф	8,9	43,3	13,2	65,4
Механоактивированный торф	12,7	47,3	11,3	71,3
МА гранулированный торф	16,1	43,4	12,6	72,1
МА торф залитый водой	30,6	59,7	4,7	95,0

Примечание: ВРВ – водорастворимые вещества; ЛГВ – легкогидролизуемые вещества; Ц – целлюлоза

Таблица 2

Изменение количества редуцирующих веществ механоактивированного торфа, залитого водой

Объект исследования	ВРВ, % ОМ	ЛГВ, % ОМ	Ц, % ОМ	Суммарный выход, % ОМ
РВ исходный торф	11,2	22,1	45,0	78,3
РВ механоактивированный торф, залитый водой	26,2	18,6	39,5	84,3

Примечание: ОМ – органическая масса

Из приведенной табл. 1 видно, что выход водорастворимых веществ (ВРВ) значительно увеличивается с 8,9 % до 30,6 %, а выход легкогидролизуемых веществ (ЛГВ) с 43,3 % до 59,7 %. Выход целлюлозы (Ц) уменьшается с 13,2 до 4,7 %, что говорит об эффективности мероприятия по разделению механоактивированных компонентов водной средой. Поэтому при промышленном осуществлении механоактивированных малоразложившихся торфов следует проводить обработку полученной массы водой.

Рассмотрим результаты по изменению количества редуцирующих веществ, которые представлены в табл. 2. В гидролизе торфа содержится значительное количество редуцирующих веществ, т.е. веществ обладающих восстанавливающей способностью. Выход редуцирующих веществ зависит от проведения гидролиза. В данном случае в исходном торфе количество РВ в водорастворимой части составляет 11,2 %, а в механоактивированном 26,2 %. Количество редуцирующих веществ в ЛГВ уменьшается от 22,1 % до 18,6 %, в целлюлозе уменьшается от 45,0 % до 39,5 %.

На основе проведенного исследования можно сделать вывод о том, что эффективность бескислотного гидролиза торфа механоактивацией можно увеличить путем добавки воды в момент окончания механической обработки.

Литература

1. Аввакумов Е.Г. Механические методы активации химических процессов. – Новосибирск: Наука, 1986. – 305 с.
2. Барамбойн Н.К. Механохимия высокомолекулярных соединений. – М.: Химия, 1971. – 363 с.
3. Иванов А.А. Химические и структурные превращения органических компонентов торфов после механоактивации: Дис. ... канд. хим. наук, – Москва, 2005г. – 154 с.
4. Каплунова А.С., Пичугина К.И. Исследование влияния механоактивации на групповой состав торфа // Химия и химическая технология XXI века. Материалы XV Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулева студ. и молодых ученых. – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 40 – 41.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО – МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗОЛЫ
ТЭЦ ОАО «ППГХО» (Г.КРАСНОКАМЕНСК)**

А.П. Полторанина, Н.В. Натаров

Научные руководители доцент И.В. Фролова, доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно тепловые электростанции, работающие на торфе, сланце, или угле, дают около 70 миллионов тонн зольных отходов. Но в настоящее время она пока мало востребована. На хранение отвалов тратится не менее 150 миллионов рублей в год. Кроме того, под золоотвалы приходится отводить значительные площади ценных земельных угодий — 300 до 1500 гектар в районе каждой крупной теплоэлектростанции [1].

Научные исследования показали, что золы тепловых электростанций могут быть использованы, как сырье для производства заполнителей или в качестве мелкого заполнителя для бетонов. Работами Юровского А.З., Шпирта М.Я., Иткина Ю.В., Рубана В.А., Мелентьева В.А., Пантелеева В.П., доказано, что зола представляет собой сырье богатое оксидами кремния (40–60 %), железа (6–15 %), алюминия (15–25 %), а так же содержащее, в виде микродобавок около 50 элементов периодической системы [1].

Целью данной работы является комплексное изучение физико-механических свойств исследуемой золы, для дальнейшей ее утилизации.

Объектом исследования в работе явилась зола Краснокаменской ТЭЦ. Пробы исследованной нами золы отобраны из отвалов, непосредственно прилегающих к выводным трубам, через которые зола уносится водой в виде пульпы из котельных установок станции.

Химический состав исследуемой золы, определенный методом химического анализа ,приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав золы Краснокаменской ТЭЦ (%)

Содержание главных оксидов, %											
SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	MnO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	SO ₃	ппп.
63,1	1,17	13,22	7,99	8,67	0,88	0,09	0,54	2,47	0,37	0,6	10,7

Потери при прокаливании объясняется наличием несгоревших частиц угля и кокса. Известно, что частицы несгоревшего угля в присутствии влаги окисляются, увеличиваясь при этом в объёме до 15 % и более. При повышенном содержании в золе уноса частиц не сгоревшего угля (кокса) вероятность быстрого саморазрушения изделия, поэтому высокое содержание в золе потерь при прокаливании являются нежелательным.

Важным этапом при использовании зольного и шлакового сырья является его классификация, в основу которого положены показатели качества материала: модуль основности (гидравлический модуль), силикатный(кремнеземистый) модуль и коэффициент качества (гидравлическая активность). На основании исследований золошлаковых отходов тепловых электростанций, сжигающих топливо различных месторождений, золошлаки в зависимости от состава были разделены на три группы – скрыто активные, активные и инертные [3].

Модуль основности (гидросиликатный модуль) M_o , представляет собой отношение суммы основных оксидов к сумме кислотных оксидов, находится по формуле:

$$M_o = \frac{Na_2O + MgO + K_2O + CaO}{Al_2O_3 + SiO_2} = \frac{8,67 + 0,88 + 2,47 + 0,54}{63,11 + 13,22} = 0,164 .$$

Миликатный (кремнеземистый) модуль M_c , показывающий отношение оксида кремния, вступающего в реакцию с другими оксидами, к суммарному содержанию оксидов алюминия и железа, находится по формуле :

$$M_c = \frac{SiO_2}{Fe_2O_3 + Al_2O_3} = \frac{63,11}{13,22 + 7,99} = 2,975 .$$

Коэффициент качества K , показывает отношение оксидов, повышающих гидравлическую активность к оксидам, снижающим ее, находится по формуле :

$$K = \frac{Al_2O_3 + CaO + MgO}{TiO_2 + SiO_2} = \frac{8,67 + 13,22 + 0,88}{63,11 + 1,17} = 0,354 .$$

Таблица 2

Классификация топливных отходов от сжигания твердого топлива

Химические свойства		Золошлаковые материалы		
		Активные	Скрыто активные	Инертные
Показатели качества	M _о	0,5-2,8	0,1-0,5	<0,1
	M _с	1,5-7,8	1,4-3,6	1,3-3,2
	K	1,0-3,6	0,5-1,3	0,4-0,9
области использования		Местное вяжущее, изделия на его основе, преимущественно автоклавного твердения. Самотвердеющий материал. Дорожное строительство.	Требует интенсификации твердения. Производство изделий, твердеющих при тепловой обработке с активизаторами. Дорожное строительство.	Сырье для производства зольного гравия, кирпича Дорожное строительство. Техногенный грунт.

Физико-механические характеристики золы, определенные по стандартным методикам, представлены в табл. 3.

Таблица 3

Физико – механические характеристики золы Краснокаменской ТЭЦ

Класс крупности, мм	Пикнометрическая плотность, г / см ³	Насыпная плотность, кг / м ³	Агрегативная плотность, г / см ³
0,315	1,983	500	1,813
0,25	2,028	588	1,955
0,125	2,135	823	2,47
0,08	2,452	911	2,26
0,063	2,745	970	2,65
0,04	3,200	1058	3,2
> 0,04	3,493	1117	3,493

Как видно из табл. 3, при уменьшении размера частиц агрегативная плотность золы – уноса увеличивается. Данное явление можно объяснить различным химическим составом продуктов сжигания, то есть количественным содержанием магнитных составляющих и угольного недожога. Увеличение агрегативной плотности в тонких фракциях зольных уносов объясняется колебаниями в содержании магнитных фракций. Известно что, чем выше содержание магнитных составляющих, тем выше агрегативная плотность [2].

Важной характеристикой дисперсных материалов является зерновой состав. Зерновой состав золы твердого топлива, поступающего в систему каналов гидрозолоудаления, зависит от многих факторов: эксплуатационных условий работы котлоагрегата, конструкций топок, подачи топлива на сжигание и системы пылеприготовления [1]. В работе зерновой состав определен методом ситового анализа. Результаты приведены на рис. 1.

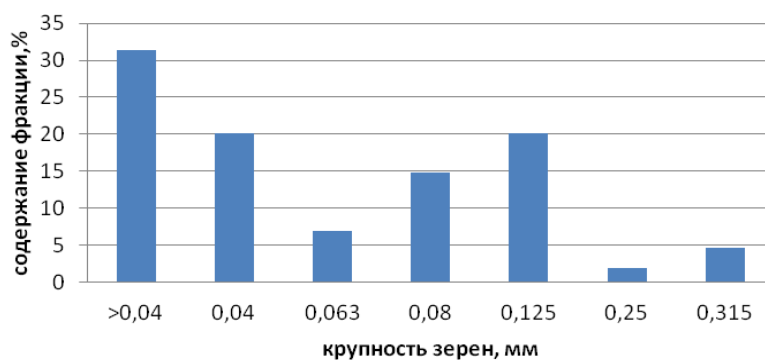


Рис. 1. Зерновой состав золы Краснокаменской ТЭЦ

Результаты полученных данных показали, что исследуемая зола является мелкодисперсным материалом, увеличение агрегативной плотности в тонких фракциях зольных уносов необходимо учитывать при

извлечении отдельных компонентов золошлаковых смесей и выборе переработки. Золу Краснокаменской ТЭЦ по полученным данным можно отнести к группе скрыто активные в связи с чем основным направлением использования золошлаковых материалов является: дорожное строительство, производство изделий, твердеющих при тепловой обработке с активаторами, требует интенсификации твердения. Химический состав золошлаковых отходов показывает, что большая часть состоит из оксидов кремния, алюминия, кальция, и железа. Содержание оксидов железа делает золу ценным химическим сырьем для цветной и черной металлургии, сельского хозяйства в качестве минерального удобрения.

Литература

1. Власова В.В. Разработка технологии комплексного извлечения полезных компонентов из золошлаковых отходов ТЭС Иркутской области: Дис. ...канд. техн. наук. – Иркутск, 2005 г. – 182 с.
2. Виноградов Б.Н., Высоцкая О.Б. Методы оценки качества зол ТЭС / Химия твердого топлива. – Москва, 1990. – № 4. – С. 139 – 143.
3. Волженский А.В. и др. Минеральные вяжущие вещества (технология и свойства). – М.: Стройиздат, 1979.
4. Коробочкин В.В., Крашенинникова Н.С., Эрдман С.В., Фролова И.В. Химическая технология неорганических веществ: Лабораторный практикум. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 172 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СВОБОДНОГО ОКСИДА КАЛЬЦИЯ В ЗОЛО-ШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛАХ СЕВЕРСКОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

В.В. Седлецкая, Р.В. Ширей

Научный руководитель доцент Д.А. Горлушко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При сжигании углей минеральные компоненты преобразуются в золу и шлак, которые складываются как отходы энергетического производства в золоотвалах [1]. Химические и минерально-фазовый составы, строение и свойства золо-шлаковых материалов зависят от состава минеральной части топлива, его теплотворной способности, режима сжигания, способности их улавливания и удаления, места отбора из отвалов. Золо- и шлаки ТЭЦ имеют сложный химический и минералогический составы. Химический состав ЗШМ от сжигания углей в России и некоторых зарубежных странах представляет в основном SiO_2 и Al_2O_3 . Кроме того, в состав входят также Fe_2O_3 , CaO , MgO , Na_2O , K_2O , TiO_2 , SO_3 и другие.

Уровень утилизации этих отходов в России составляет около 4-5%; в ряде развитых стран - около 50%, во Франции и в Германии – 70%, а в Финляндии – около 90% их текущего выхода. В этих странах применяются в основном сухие золы, и проводится государственная политика, стимулирующая их пользование. Так, в Польше резко повышена цена на землю под золоотвалы, поэтому ТЭЦ доплачивают потребителям с целью снизить собственные затраты на их складирование. В Китае золы доставляются потребителям бесплатно, а в Болгарии сама зола бесплатна. В Великобритании действуют пять региональных центров по сбыту зол [3].

В России выход золо-шлаковых отходов составляет 22,5 млн т/год, а используется 1-3 млн т/год (5-13%). Прогнозируется повысить использование этих отходов к 2020 г. до 30-50%, а к 2030 г. – до 60-80%. Золоотвалы являются источником загрязнения не только водоемов, но и воздушного бассейна, причем значительно более ощутимым, чем дымовые трубы. Сброс воды, используемой для транспортировки золы и шлака, даже после отстаивания загрязняет водоемы, губит рыбу и так далее. Утилизация отходов ТЭС может решить многие вопросы, связанные с дефицитом строительных материалов и возможностью получения продукции с меньшими издержками производства [4].

Зола-унос и золо-шлаковые смеси отвалов ТЭС могут применяться при изготовлении различных строительных материалов: цементов, силикатного и глиняного кирпича, бетонных камней, пористых заполнителей для бетонов, асфальтобетона и др. Топливный шлак может быть использован при производстве тяжелого и легкого бетонов.

Золу и шлак можно использовать как минеральные добавки к глине при производстве кирпича, керамической плитки, черепицы, дренажных труб.

Прежде всего, золо-шлаковые материалы служат заменой песка, применяемого в качестве заполнителя бетонов и строительных растворов. При достаточно высоком содержании извести их можно использовать вместо цемента. По масштабам возможного применения бетоны – главное направление, которое может решить проблему ликвидации золоотвалов путем их полной утилизации [1].

Качественными показателями зол различных видов, согласно [2], являются:

1. Содержание свободного оксида кальция.
2. Содержание оксида магния.
3. Содержание сернистых и сернокислых соединений в пересчете на SO_3 .
4. Содержание щелочных оксидов в пересчете на Na_2O .

Золо-уносы в зависимости от качественных показателей подразделяются на 4 вида:

I – для железобетонных конструкций и изделий из тяжелого и легкого бетонов;

II – для бетонных конструкций из тяжелого и легкого бетонов, строительных растворов;

III – для изделий и конструкций из ячеистого бетона;

IV – для бетонных и железобетонных изделий и конструкций, работающих в особо тяжелых условиях (гидротехнические сооружения, дороги, аэродромы и другие).

Содержание свободного оксида кальция является одним из основных параметров зол, используемых в строительстве.

Целью данной работы было определение содержания свободного кальция ускоренным методом.

Методика определения содержания свободного кальция ускоренным методом по [2].

1. Аппаратура, реактивы и растворы

- Сахароза, 10 %-ный раствор по ГОСТ 58 33.
- Кислота соляная 0,1 н раствор по ГОСТ 3118.
- Фенолфталеин (индикатор), 1 %-ный спиртовой раствор по ТУ 609-53-60.

2. Проведение анализа

Навеску золы массой 1,5 г растирают в агатовой ступке в течение 5 мин. Навеску свежерастертой золы массой $(0,2 \pm 0,0002)$ г помещают в стакан вместимостью 500 см^3 , добавляют 100 см^3 10%-ного раствора сахарозы и перемешивают в магнитной мешалке в течение 10 мин, после чего фильтруют в коническую колбу вместимостью 500 см^3 . С помощью пипетки отбирают 50 см^3 фильтрата и переносят в колбу вместимостью 250 см^3 , прибавляют 2-3 капли фенолфталеина и титруют 0,1 н раствором соляной кислоты. Титрование проводят по каплям до исчезновения окраски.

3. Обработка результатов

Массовую долю свободного оксида кальция в процентах вычисляют по формуле

$$\text{CaO}_{\text{св}} = \frac{V \cdot V_1 \cdot 0,002804}{V_2 \cdot m} \cdot 100,$$

где V – объем раствора HCl, пошедший на титрование, см^3 ;

V_1 – объем исходного раствора, см^3 ;

V_2 – объем аликвотной части раствора, см^3 ;

0,002804 – количество оксида кальция, соответствующее 1 см^3 0,1 н раствора соляной кислоты;

m – масса навески пробы, г [2].

Были проведены эксперименты по определению содержания свободного кальция в золо-шлаковых материалах Северной теплоэлектростанции. Объектами исследования являлись фракции $(-0,04+0)$ мм и $(-0,063+0,4)$ мм, полученные в результате отсева на ситах. Полученные значения представлены в табл. 1.

Таблица 1

Содержания свободного оксида кальция в различных фракциях золы

Механическое воздействие на золу	Размер фракции, мм	Содержание CaO	
		ω , %	ω ср, %
Растирание	-0,04+0	4,51	4,77
		5,02	
		5,61	
		3,93	
	-0,063+0,4	4,20	3,92
		3,64	
3,72			
Без растирания	-0,04+0	4,07	2,66
		2,52	
		2,80	
		3,08	
	-0,063+0,4	2,24	2,94
		3,36	
		2,52	
		2,81	
		3,08	
		3,08	

В ходе экспериментов было выявлено, что наибольшее процентное содержание свободного оксида кальция 4,77% содержится во фракции $(-0,04+0)$ мм при растирании золо-шлакового материала в керамической ступке. Данная фракция золо-шлакового материала Северной теплоэлектростанции, согласно [2], относится к категории применения (I,II). Наименьшее значение во фракции $(-0,04+0)$ мм без растирания составило 2,66%, что соответствует категории IV.

В дальнейшем планируется исследовать содержания свободного оксида кальция в образцах золо-шлаковых материалах Северной теплоэлектростанции, подвергнутых прокаливанию при различных температурах.

Литература

1. Андреева Н.Г. Проблемы утилизации золошлаковых отходов ТЭЦ и возможные пути их решения // Ползуновский вестник. – 2011. – №4-2. – С. 164 – 166.
2. ГОСТ 25818-91. Зола-уноса тепловых электростанций для бетонов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 12 с.
3. Ватин Н.И., Петросов Д.В., Калачев А.И., Лахтинен П. Применение зол и золошлаковых отходов в строительстве // Инженерно-строительный журнал. – Санкт-Петербург, 2011. – №4. – С. 16 – 21.
4. Фурсов В.В., Балюра М.В. Исследование морозоустойчивости золошлаковых отходов тепловых электростанций для целей строительства // Вестник ТГАСУ. – Томск, 2013. – №1. – С. 243 – 252.

**ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ И ПЛОТНОСТИ ТОКА НА СКОРОСТЬ
ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ КАДМИЯ В РАСТВОРАХ ХЛОРИДА НАТРИЯ**

А.В. Скобелкина, С.Е. Пугачева, А.С. Долинина

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы большое применение находят высокодисперсным материалам (нанопорошкам), обеспечивающим прогресс в материаловедении. Уникальные свойства наноматериалов зависят как от особенностей отдельных частиц (кристаллитов), так и их взаимодействия между ними. Основной характеристикой нанокристаллических материалов является дисперсность. Структура высокодисперсных материалов зависит от способа получения. Эффективным методом изменения структурных характеристик твердого тела является уменьшение размеров зерен. Разнообразие уникальных свойств нанопорошков связано со специфическим характером состояний атомов и электронов в малых частицах (1-10 нм), являющихся основными морфологическими элементами ультрадисперсных сред, и увеличением доли их поверхностного вклада в общие свойства системы [1]. Известно несколько способов получения высокодисперсных порошков оксидов металлов, такие как плазмохимический синтез, метод осаждения, золь-гель метод, метод восстановления и термического разложения, электрохимический метод.

Целью работы является исследование кинетики разрушения кадмия при его электрохимическом окислении под действием переменного тока в растворах хлорида натрия, определение оптимальных параметров проведения процесса для наибольшего выхода продукта. В результате реакции образуется оксид кадмия, который находит широкое применение во многих отраслях [2]:

- используют при нанесении антикоррозионных покрытий на металлы, применяемые в судостроении, авиации и автомобильной промышленности;
- в гальванотехнике;
- кадмиевые электроды используют в аккумуляторах;
- оксид кадмия является катализатором для реакций гидрогенизации и дегидрогенизации;
- используется как компонент при производстве специальных стекол, антифрикционных, легкоплавких и ювелирных сплавов.

Исследование кинетики электрохимического окисления кадмия с использованием переменного тока промышленной частоты проводилось согласно методике, изложенной в [3]. На скорость процесса образования оксида кадмия наибольшее влияние оказывают следующие факторы: плотность переменного тока, состав и концентрация электролита и температура электролиза. Одним из основных факторов, влияющих на процесс электрохимического окисления металла на переменном токе, является концентрация электролита. Вместе с тем большое влияние на скорость процесса оказывает плотность переменного тока. Были проведены опыты электрохимического окисления кадмия в растворе хлорида натрия при различных концентрациях (3, 5, 10, 15, 20 и 25 % мас.) и плотностях тока 1, 2 и 3 А/см². Температура проведения процесса поддерживалась постоянной и равна 95оС. При проведении исследований в качестве объектов были использованы кадмий марки Кд0 ГОСТ 1467-93 [4] (материал электродов) и натрий хлористый ГОСТ 4233-77 [5] (растворы электролита).

С целью определения зависимости скорости разрушения кадмия под действием переменного тока от концентрации раствора электролита проводились эксперименты, в которых использовались растворы, содержащие от 3 до 25 % мас. хлорида натрия и при постоянной температуре. Верхний концентрационный предел обусловлен пределом растворимости хлорида натрия в воде.

Следует отметить, что при плотности тока 1 А/см² электрохимическое окисление кадмия под действием переменного тока протекает с низкой скоростью, вследствие чего проведение процесса при плотности тока менее 1 А/см² является нецелесообразным. При плотности тока равной 3 А/см² наблюдается быстрый разогрев электролита, особенно при низких концентрациях раствора. Это требует в ряде случаев интенсивного охлаждения системы во избежание повышения ее температуры до температуры кипения раствора.

По результатам эксперимента были построены зависимости скорости окисления кадмия от концентрации, представленные на рисунке ниже.

Из рисунка следует, что с уменьшением концентрации раствора хлорида натрия, скорость разрушения кадмия возрастает. Максимальная скорость разрушения кадмия наблюдается при концентрации хлорида натрия 3 %. При высоких концентрациях раствора хлорида натрия скорость окисления кадмия мала. При разных плотностях тока наибольшее значение скорости окисления достигается при минимальной концентрации – 3 % мас. Увеличение плотности тока также приводит росту скорости окисления. Так максимальное значение

скорости окисления кадмия достигается при концентрации хлорида натрия равной 3 % мас. и плотности тока 3 А/см² и равно 0,2 г/см²·ч. Минимальное значение скорости окисления наблюдается при наибольшей концентрации электролита – 25 % мас. и наименьшей плотности тока – 1 А/см² и равно 0,02 г/см²·ч. Подобные зависимости скорости разрушения электродов от плотности тока и концентрации электролита наблюдаются при электрохимическом окислении кадмия и меди в растворах хлорида аммония и хлорида натрия [6, 7], меди в растворах хлорида калия [8], а также для олова в растворах хлоридов калия, натрия, аммония и ацетата натрия [9].

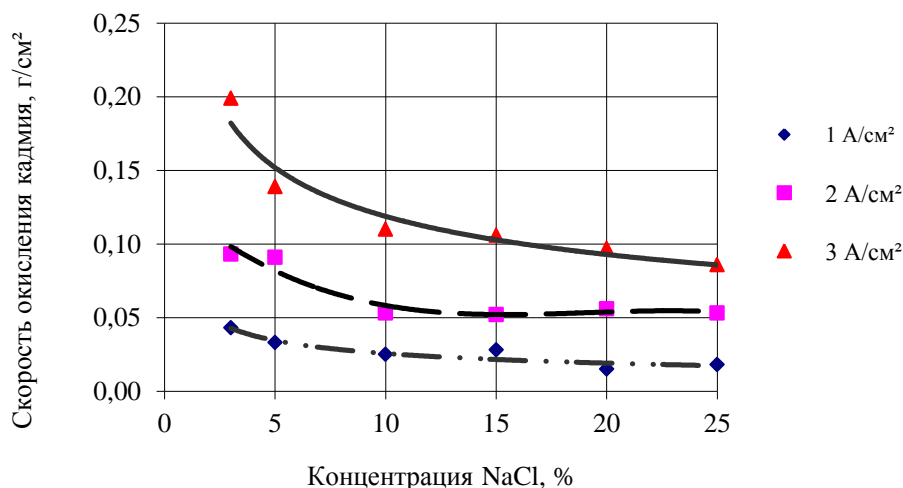


Рисунок. Зависимость скорости окисления кадмия от концентрации раствора хлорида натрия

В ходе работы было изучено влияние концентрации электролита и плотности переменного тока на скорость разрушения кадмиевых электродов. Получены зависимости скорости разрушения кадмия от условий проведения электрохимического окисления, из которых следует, что увеличение концентрации раствора электролита от 3 до 25 % мас. приводит к уменьшению скорости разрушения кадмия. В то же время увеличение плотности тока и температуры приводит к однозначному повышению скорости.

Литература

1. Коробочкин В.В. Процессы получения нанодispersных оксидов с использованием электрохимического окисления металлов при действии переменного тока: Дис. ... докт. техн. наук. – Томск, 2004. – 273 с.
2. Оксид кадмия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.roshim.ru/products/catalog1/cadmium-oxide.html>.
3. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – Москва, 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.
4. Кадмий, Технические условия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://standartgost.ru/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%201467-93#page-1>.
5. ГОСТ 4233-77. Реактивы. Натрий хлористый. Технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2002.
6. Долинина А.С., Балмашнов М.А., Усольцева Н.В. Исследование кинетических закономерностей процесса электрохимического окисления кадмия и меди в растворах хлорида аммония // 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. – Томск, 2013. – Т. 1. – С. 24 – 26.
7. Долинина А.С. Исследования кинетики электрохимического окисления кадмия и меди в растворах NH₄Cl, NaCl // Современные техника и технологи: Сборник трудов XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2013. – Т. 3. – С. 419 – 420.
8. Лежнина М.И. Влияние концентрации хлорида калия и плотности тока на электрохимическое окисление меди под действием переменного тока // Проблемы геологии и освоения недр: 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. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 177 – 178.
9. Горлушко Д.А., Балмашнов М.А., Усольцева Н.В., Коробочкин В.В. Влияние природы и концентрации электролита на электрохимическое окисление олова под действием переменного тока // II Международная Казахстанско-Российская конференция по химии и химической технологии, посвященная 40-летию КарГУ имени академика Е.А. Букетова: Материалы. – Караганда, 2012 – Т. 1. – С. 92 – 93.

ПРИМЕНЕНИЕ СОРБЕНТА НА ОСНОВЕ КАОЛИНА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНЫХ СРЕД

А. М. Слепнёв¹, Р. Ф. Хайдарова², Д. В. Мартемьянов¹

Научный руководитель ассистент О.А. Немцова¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Научно-производственный центр «Полкус», г. Томск, Россия*

Среди загрязнений присутствующих в гидросфере, тяжёлые металлы (имеющие атомный вес больше 40) занимают немаловажное место [1, 7, 8]. Они являются особо опасным классом ядов и имеют свойство аккумулироваться в тканях живых организмов, с последующим отрицательным воздействием на организм.

Среди имеющихся водоочистных технологий, устраняющих тяжёлые металлы из водных сред, сорбционный метод занимает особое место [4-6]. За последнее время создаются различные сорбционные материалы для очистки водных сред от соединений тяжёлых металлов [3].

Сорбент КФГМ-7 является керамическим гранулированным материалом. Производится он из белой глины – каолина. Каолин – это экологически чистый продукт, отличающийся рядом стоящих свойств, благодаря которым он широко применяется в различных сферах. В действительности на месторождениях извлекают горную породу, в состав которой входит минерал каолинит. Добытую породу еще называют «каолин-сырец». Это полиминеральная смесь, в которой находятся и кварц, и полевые шпаты, и слюда, и железосодержащие соединения, и титаносодержащие соединения. А самого каолинита в ней мало: не больше 45 %.

Целью настоящей работы является изучение физико-химических свойств исследуемого сорбционного материала и определение его сорбционных характеристик при извлечении ионов Cu^{2+} из модельного раствора.

Насыпную плотность исследуемого сорбента определяли с использованием метода определения насыпной плотности уплотнённых сыпучих материалов, по ГОСТ Р 50485-93.

Определение влажности образца сорбента КФГМ-7 совершали в соответствии с ГОСТ 13525.19-91. Определялось отношение потери массы образца адсорбента, при высушивании к его первоначальной массе при отборе пробы в соответствии со стандартным методом опыта.

На рис. 1 показан внешний вид сорбционного материала КФГМ-7.



Рис. 1. Внешний вид сорбционного материала КФГМ-7

Сорбция ионов Cu^{2+} проводилась в статическом режиме, с использованием магнитной мешалки, при скорости вращения до 200 об/мин. Для проведения эксперимента брали навеску исследуемого образца массой 1 г, помещали её в стакан (100 cm^3), заливали 100 cm^3 раствора, с начальной концентрацией 4,21 мг/дм^3 . Модельный раствор готовили на бидистиллированной воде с использованием соли $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$. Процесс осадительной сорбции для исследуемого образца проводили при времени контакта: 1, 5, 15, 30, 60 и 150 минут. После проведения процесса сорбции, адсорбат отфильтровывали от сорбента на бумажном фильтре «синяя лента». Конечные концентрации ионов Cu^{2+} определяли методом инверсионной вольтамперометрии [2].

В таблице представлены физико-химические параметры материалов, применяемых в водоочистном комплексе: насыпная плотность, влажность и химический состав.

Таблица

Физико-химические свойства материала КФГМ-7

Химический состав	Насыпная плотность, г/дм^3	Влажность, % мас.	Размер гранул, мм
Al_2O_3 – 35-36 %; SiO_2 – 48-50 %; MgO – 0,6 %; Na_2O – 0,4-0,6 %; Fe_2O_3 – 0,5-1,0 %; CaO – 0,8 %; TiO_2 – 0,7 %	0,95	1	0,63 – 2,5

На рис. 2 показана степень извлечения ионов Cu^{2+} сорбентом КФГМ-7 из модельного раствора, при проведении процесса сорбции в статических условиях.

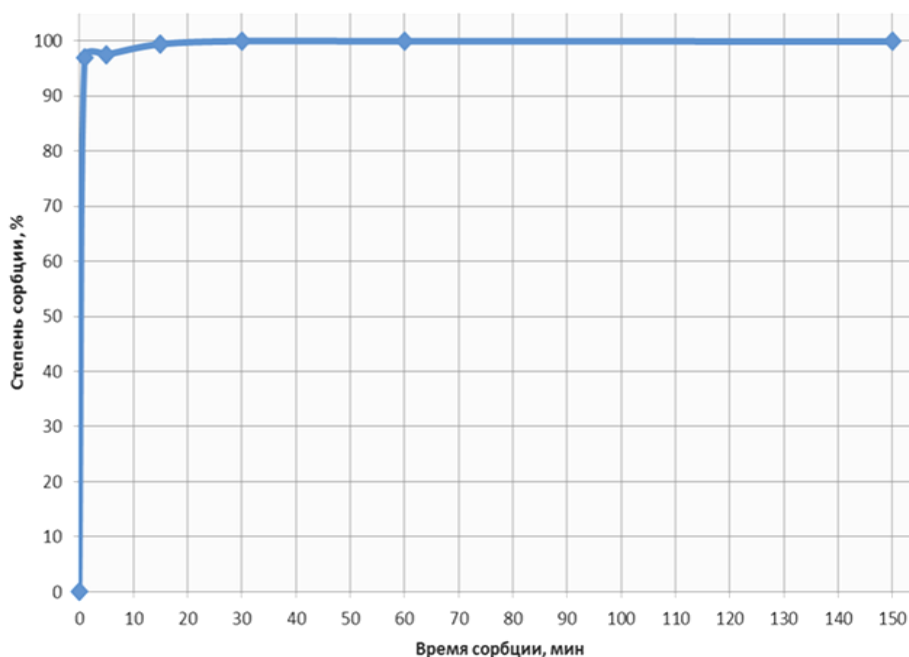


Рис. 2. Сорбционные характеристики сорбента КФГМ-7

На рис. 2 видно, что сорбция ионов Cu^{2+} из модельного раствора происходит уже в первую минуту процесса. После первой минуты процесса, при данных условиях, идет незначительное увеличение сорбционных свойств материала КФГМ-7.

По результатам проведенной работы удалось определить насыпную плотность и влажность исследуемого сорбента КФГМ-7. По результатам проведенных сорбционных исследований материала КФГМ-7, определены очень хорошие свойства по извлечению ионов Cu^{2+} из модельного раствора.

Литература

1. Водоподготовка / Под ред. Б.Н. Фрог, А.П. Левченко. – М.: Издательство МГУ, 1996. – 680 с.
2. Измерение массовой концентрации химических веществ методом инверсионной вольтамперометрии: Сборник методических указаний / Под ред. В.Б. Скачкова. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 271 с.
3. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As^{5+} , Cr^{6+} , Ni^{2+} из водных сред // *Фундаментальные исследования*. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
4. Мартынова О.И. Водоподготовка. Процессы и аппараты. Учебное пособие для вузов. – М.: Атомиздат, 1977. – 352 с.
5. Очистка природных вод / Под ред. В.А. Клячкова, И.Э. Апельцина. – М.: Стройиздат, 1971. – 579 с.
6. Теория и практика сорбционных процессов / Под ред. Е.В. Веницианова. – Воронеж: Издательство ВГУ, 1998. – Вып. 23. – 24 с.
7. Экологические основы природопользования / Под ред. Т.П. Трушина. – Рстов н/Д.: Феникс, 2001. – 384 с.
8. Экология: учебник / Под ред. Г.В. Тягунова, Ю.Г. Ярошенко. – М.: Интермет Инжиниринг, 2000. – 300 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И СОСТАВА РУДЫ С ЦЕЛЬЮ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВОЛЬФРАМОСОДЕРЖАЩИХ КОМПОНЕНТОВ

А.Д. Соколова

Научный руководитель доцент И.В. Фролова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Истощение минеральных ресурсов является одной из важнейших проблем в России, несмотря на значительные запасы полезных ископаемых. Всё больше в рудной отрасли используют отходы рудообогачения, как дополнительный источник сырья [1].

Вольфраморудный потенциал нашей страны оценивается в 2,6 млн. т. триоксида вольфрама, в котором подтвержденные запасы составляют 1,7 млн. т, или 35% от таковых запасов в мире. Основу

минеральное-сырьевой базы вольфрама составляют коренные месторождения; Кти-Тебердинское, Тырнаузское, Инкурское, Холтосонское, Спокоинское, Бом-Горхонское, Восток-2 [2].

Хранилища отходов рудообогатения являются объектами повышенной экологической опасности из-за их негативного воздействия на воздушный бассейн, подземные и поверхностные воды, почвенный покров на обширных территориях. Кроме того производство продукции из техногенных месторождений в несколько раз дешевле, чем из специально добываемого сырья, и характеризуется быстрой окупаемостью капиталовложений [3].

Объектом исследования в данной работе явились хвосты обогатения вольфрамовых руд Бом-Горхонского месторождения. Месторождение вольфрама «Бом-Горхон» расположено в Петровско-Забайкальском р-не Читинской области на водоразделе рек Бом-Горхон, Мышетая и Зун-Тигня. Рудные тела представлены кварц-гюбнеритовыми жилами, имеющими северо-восточное простирание и пологое падение на юго-восток под углом 20-30°. Протяженность большинства жил 100-200 м. Месторождение отрабатывает подземным способом старательская артель «Кварц». Вольфрамовую руду добывают на штольневых горизонтах.

При обогатении Бом-Горхонской руды гравитационным методом накоплены сотни тысяч тон хвостов обогатения с содержанием WO_3 от 0,1 до 0,35%.

Учитывая, что это техногенное месторождение находится на поверхности и в рассыпном виде, т.е. не требует добычи и затрат на грубое и среднее дробление, просматривается экономическая целесообразность по до извлечению вольфрама даже при таком невысоком его содержании.

На месте нахождения техногенного месторождения реализована традиционная для вольфрамовых руд схема обогатения, однако работы по предложенной схеме дают извлечение вольфрама менее 30% от химически определяемого в хвостах.

По вещественному составу на месторождении выделяют тип руды, который делится на две разновидности: кварцевая и грейзеновая. Первая представлена белым кварцем с гюбнеритом, пиритом, сфалеритом, касситеритом, козалитом, серым сливным кварцем с гюбнеритом и другими рудными минералами, вторая – в основном кварцем, полевыми шпатами и слюдой, в меньшем количестве присутствуют пирит, гюбнерит, сфалерит, лимонит, шеелит. Характер распределения рудных минералов в жилах весьма неравномерный. В разведанных рудных телах месторождения, кроме основного элемента вольфрама, имеются попутные компоненты – висмут и олово.

Коэффициент крепости руд месторождения по шкале проф. М.М. Протодыконова колеблются от 10 до 16. Плотность руды и породы в целике 2,7 т/м³, в разрыхленном состоянии 1,73 т/м³. Вмещающие породы достаточно устойчивы, не склонны к горным ударам, не опасны по газу и пыли [4].

Сложный состав лежалых хвостов, набор содержащихся полезных и породообразующих минералов требуют дополнительных исследований свойств сырья.

Для решения поставленных задач использован комплекс физических, химических и физико-химических методов исследования: магнитный, химический и гранулометрический анализ; методы определения дробимости и измельчаемости руды; метод воздухопроницаемости для определения удельной поверхности минералов; гравитационные и магнитные опыты на лабораторных установках.

Для выполнения исследований использовалась проба лежалых хвостов обогатения вольфрамовых руд. Подготовку проб исследуемого материала осуществляли по ГОСТ 14180-80 «Руды и концентраты цветных металлов. Методы отбора и подготовки проб для химического анализа и определения влаги»

Физико-механические характеристики руды определяли по ГОСТ 25732-88 «Руды железные и марганцевые, концентраты, агломераты и окатыши. Методы определения истинной, объёмной, насыпной плотности и пористости». Влажность исследуемого материала составила 0,82 %, насыпная плотность – 1410 кг/м³, удельная поверхность – 711 см²/г. Гранулометрический состав показал, что исследуемый материал является полидисперсным и представлен как мелкими частицами, так и более крупными агломератами. Интегральные кривые распределения частиц по классам крупности представлены на рис. 1.

Максимальное содержание вольфрама имеет фракция <0,25 мм и более 2 мм. Минимальное содержание присутствует во фракциях –0,63+0,25 мм. Снижение содержания вольфрама с уменьшением размера фракции показывает на постоянное вскрытие вольфрамовых вкраплений по мере извлечения и выход их в самую тонкую фракцию, что подтверждается анализом.

На следующем этапе работы проведён рентгенофазовый анализ проб хвостов обогатения для каждой фракции на дифрактометре ДРОН-2. В результате расшифровки и сравнения рентгенограмм разных фракций установлено, что преимущественный компонент – кварц. Кроме кварца, во всех фракциях присутствуют алюмосиликат натрия, кальция и алюмосиликат натрия, калия.

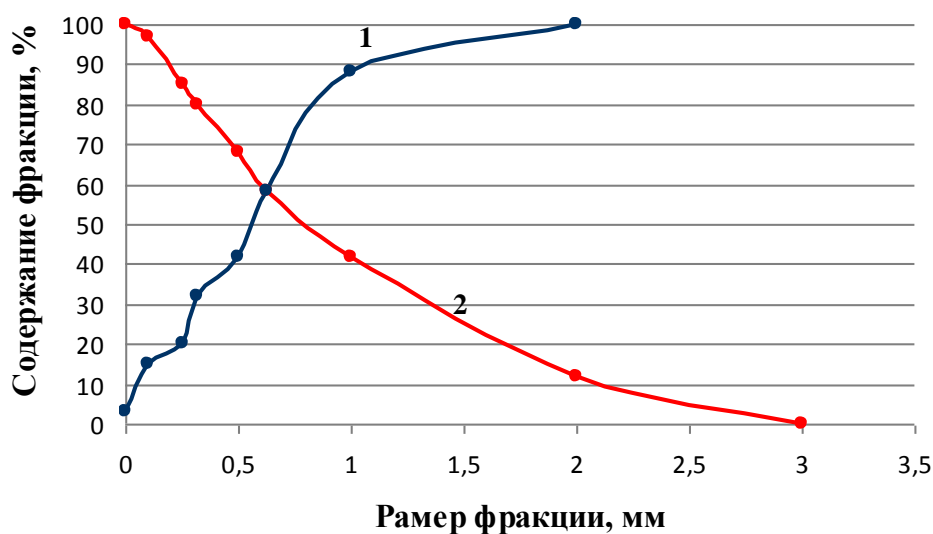


Рис. 1. Интегральные кривые распределения частиц по классам крупности

На следующем этапе работы был определён элементный состав хвостов обогащения для каждой фракции методом атомно-эмиссионной спектроскопии с ИСП. Распределение вольфрама по классам крупности представлено на рис. 2.

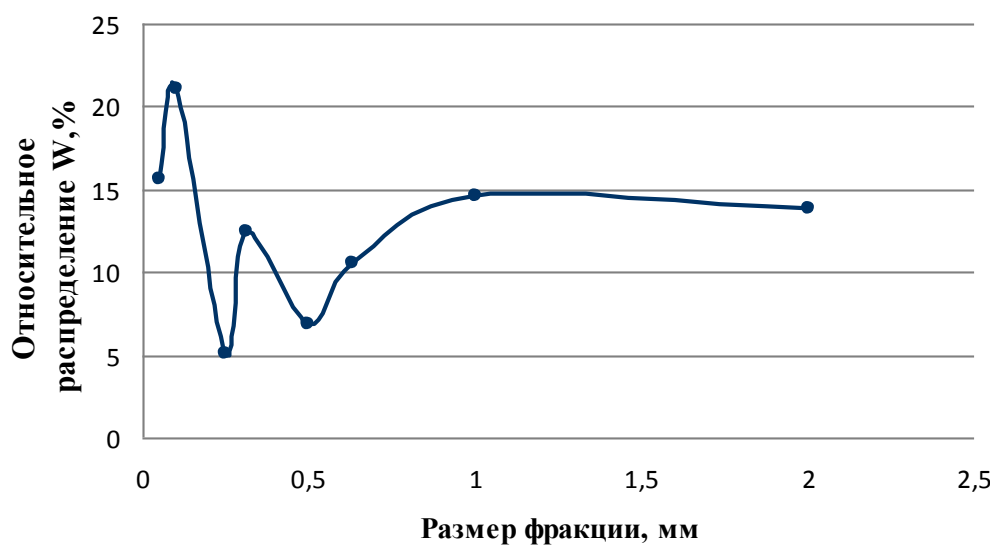


Рис. 2. Относительное распределение вольфрама по фракциям

Таким образом, проведённые исследования показали, что содержание вольфрама по фракциям распределено неравномерно. Наибольшее содержание вольфрама в мелкой и крупной фракции свидетельствует о том, что зёрна вольфрама имеют размер преимущественно менее 0,25 мм. Это значит, что доизмельчение хвостов обогащения до фракции менее 0,25 мм позволит вскрыть породу и доизвлечь вольфрамсодержащие минералы.

Литература

1. Дерягин А.А., Котова В.М., Никольский А.Л. Оценка перспектив вовлечения в эксплуатацию техногенных месторождений // Маркшейдерия и недропользование. – Москва, 2001. – № 1. – С. 15 – 19.
2. Иванков С.И., Литвинцев Э.Г., Петкевич Д.Г. Проблемы создания современных экологических малонапряженных технологий переработки комплексных вольфрамовых руд и пути их решения // Научные и технические аспекты охраны окружающей среды. – Москва, 2013. – №4. – С. 6 – 7.
3. Смолдырев А.Е. Возможности отработки хвостохранилищ // Горный журнал. – Санкт-Петербург, 2002. – № 7. – С. 54 – 56.
4. Чирков Н.А., Савватеев С.А., Липич А.В. Решение вопросов безопасности на стадии проектирования при вскрытии глубоких горизонтов месторождения «Бом-Горхон» // Безопасность труда в промышленности. – Москва, 2005. – №2. – С. 17 – 18.

ПЕРЕРАБОТКА ЖЕЛЕЗОСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ СЕРНОКИСЛОТНЫХ ПРОИЗВОДСТВ

А.А. Смороков

Научный руководитель доцент Р.И. Крайденко

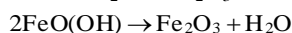
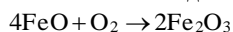
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отходами производства серной кислоты являются пиритные огарки, полученные при обжиге пиритного концентрата в токе воздуха. Данные отходы представляются собой, по большей части смесь оксидов, с преобладающим количеством оксида трехвалентного железа. Также присутствуют оксиды кремния, мышьяка, цинка и других цветных металлов. Необходимо отметить присутствие и небольшой части невыгоревших сульфидных соединений вышеперечисленных элементов, так как степень обжига пиритного концентрата зависит от технологического производства.

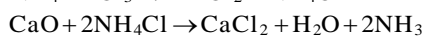
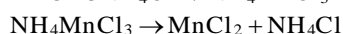
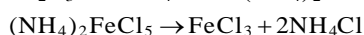
Для получаемых отходов идёт поиск областей применения, но объемы производства огарков превышают объемы их потребления. С течением времени данные отходы проникают в почву и, соответственно, в грунтовые воды, что может служить источником экологической угрозы для прилегающих населенных пунктов и территорий.

Для решения данной проблемы предлагается использовать хлораммонийную технологию переработки пиритных огарков [1].

Технологическая схема переработки пиритных огарков заключается в их предварительной прокатке для перехода остаточного оксида железа (II) в трехвалентное состояние.



Одновременно с этим происходит дожигание остаточных сульфидов элементов. Далее производится хлорирование компонентов системы хлоридом аммония с получением хлоридных соединений. При этом железо образует продукты с различного состава [2].

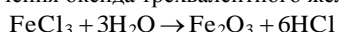


С соединениями алюминия, кремния, хрома хлорид аммония не реагирует.

Дальнейшее разделение полученного продукта осуществляется методом сублимации. При 320 °С происходит возгонка хлорида железа (III) из системы с последующим осаждением. Температура возгонки остаточного хлорида аммония составляет 338 °С, что является достаточно близким, с технологической точки зрения, к температуре перехода хлорида железа в газовую фазу. Это, в свою очередь, требует четкого соблюдения температурного режима ведения процесса сублимации.

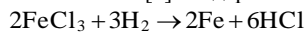
В результате получается безводный хлорид железа (III) с содержанием примесей на уровне 0,2%. Он имеет спрос, так как имеет широкие области применения: от создания катализаторов для химических процессов до производства коагулянтов, для очистки сточных вод.

Получаемый хлорид железа (III) может служить не только в качестве конечного продукта, но и сырьем для получения оксида трехвалентного железа, получаемого в результате пирогидролиза хлорида [3].



Он необходим при производстве лакокрасочных изделий в качестве красного пигмента.

Если хлорид железа (III) подвергать восстановительной обработке водородом, то получается металлическое железо [4]. Содержание примесей составляет менее 1%.



Кроме соединений железа, в исходных пиритных огарках присутствуют другие элементы. В основном они представлены кремнием медью, цинком, кальцием. Содержание их составляет несколько, а то и доли процентов, но учитывая объемы пиритных огарков, количество конечного продукта может достигать до нескольких тысяч тонн. При этом данные компоненты также перерабатываются хлоридом аммония. Технологии разделения хлоридов цветных металлов представлены в [3].

Преимуществом данной технологии является возможность производства нескольких продуктов, что является более благоприятным моментом для предприятия в условиях колебаний цен на конечную продукцию. Также стоит отметить безотходность технологии, так как выделяемые в ходе переработки аммиак и хлороводород улавливаются с образованием хлорида аммония, который вновь направляется на стадию хлорирования новой партии огарков. Технология может быть использована для переработки, как первичного железосодержащего сырья, так и для отходов производств, богатых по железу.

Литература

1. Пат. 2172788 Россия МПК С22 В7/00. Способ переработки пиритных огарков. Шин С.Н. Гуляева Р.И. Заявлено 17.07.2000; Оубл. 27.08.2001.

2. Kraydenko R.I., Smorokov A.A. The survey of process chlorination pyrite cinders by use of ammonium chloride // Fundamental and Applied Studies in the Pacific and Atlantic Oceans Countries: Proceedings of the 1st International Academic Congress. –Tokyo, 2014. – Vol. 2. – 580 p.
3. Пат.№ 2314354 Россия МПК С22 В3/14. Способ хлораммонийного обезжелезивания минерального сырья. Дьяченко А.Н., Крайденко Р.И. Заявлено 20.02.2006; Опубл. 10.01.2008.
4. Курченко Е.В. Получение высокочистого железа из пиритных огарков // Современная техника и технологии-2014: XIX Международная научно-практическая конференция студентов и молодых ученых. – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 84 – 85.

ИММОБИЛИЗАЦИЯ НАНОЧАСТИЦ ОКСОГИДРОКСИДА АЛЮМИНИЯ НА ПОВЕРХНОСТИ ГЕМАТИТА

Е.С. Сыромотина¹, Ф.Е. Сапрыкин², Д.В. Мартемьянов²

Научный руководитель старший научный сотрудник С. П. Журавков²

¹ Лицей при Национальном исследовательском Томском политехническом университете,
г. Томск, Россия

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из наиболее актуальных проблем стоящих перед человечеством является проблема обеспечения населения качественной и чистой водой [1]. Возрастающие требования к качеству процессов водоочистки делают актуальным поиск новых более экологичных и экономичных методов. Анализ опубликованных работ по применению природных минеральных сорбентов при очистке воды, показывает актуальность и практическую значимость этих объектов [4]. Адсорбционные процессы с использованием природных минеральных сорбентов, всё больше находят применение в связи с возможностью их использования в процессах водоочистки вследствие их низкой стоимости и в тоже время относительно высокой сорбционной емкостью. Обзор периодических изданий по сорбционным процессам на природных минералах показал, что данные процессы изучены слабо и это направление требует более детального исследования. На основании полученной информации необходима более полная разработка научных основ использования природных сорбентов в водоподготовке.

Из литературы известно, что для увеличения сорбционных свойств минеральных сорбентов применяют иммобилизацию на их поверхности наночастиц оксигидроксида алюминия [3].

Целью нашей работы была иммобилизация наночастиц оксигидроксида алюминия на поверхности минерала гематита, посредством сухого и влажного перетирания данных компонентов, с дальнейшей сушкой.

Для получения модифицированного сорбента брали 3 г гематита, с размером фракции менее 0,1 мм и 0,5 г оксигидроксида алюминия (АЮОН). Оксигидроксид алюминия готовили из мелко измельченного алюминия (пыль) пищевых марок посредством золь-гель процесса. Гематит и оксигидроксид алюминия вначале перетирали в сухом виде в агатовой ступке, далее, добавляли воду и перетирали во влажном состоянии. После перетирания проводили сушку при 150 °С. Высушенный образец модифицированного гематита перетирали в агатовой ступке до пылевидного состояния.

На рис. 1 представлена электронная фотография полученного модифицированного гематита при увеличении в 10 тысяч раз. При получении снимка использовалась просвечивающая электронная микроскопия.

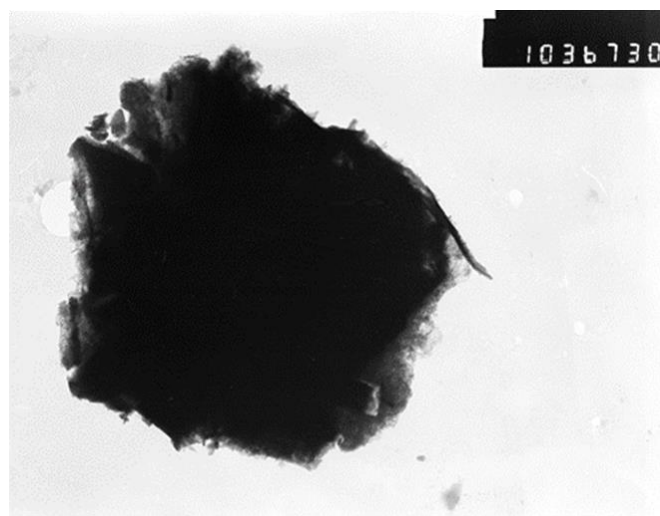


Рис. 1. Электронный снимок полученного модифицированного сорбента

На рис.1 видны мельчайшие нановолокна оксигидроксида алюминия, закреплённые на поверхности минерала гематита. Кроме того, видны агломераты нановолокон оксигидроксида алюминия, находящиеся в свободном состоянии.

Для оценки структурных характеристик сорбционных материалов использовали метод тепловой десорбции азота. По данным измерения оценивали площадь удельной поверхности и значения удельного объема пор образцов с использованием анализатора «СОРБТОМЕТР М».

Процесс сорбции проводился в статическом режиме, с использованием магнитной мешалки, при скорости вращения до 200 об/мин. Для проведения эксперимента брали навеску исследуемого материала массой 1 г, помещали её в стеклянный стакан объёмом 100 см³ и заливали 100 см³ модельного раствора, содержащего ионы Cu²⁺, с начальной концентрацией 4,21 мг/дм³. Модельный раствор готовили на дистиллированной воде с использованием соли CuSO₄·5H₂O. Процесс сорбции проводили при разном времени контакта – 1, 5, 15, 30, 60 и 150 минут. После проведения процесса перемешивания, раствор отфильтровывали от материала на бумажном фильтре «синяя лента». Исходные и конечные концентрации ионов Cu²⁺ в растворе определяли с помощью метода инверсионной вольтамперометрии [2].

В таблице приведены данные по удельной поверхности и удельному объёму пор носителя, активного компонента и сорбционного материала на их основе.

Таблица

Удельная поверхность и удельный объём пор сорбента и его составляющих компонентов

Образец	Удельная поверхность, м ² / г	Удельный объём пор, см ³ / г
Гематит	10,5	0,005
AlOON	152,8	0,065
Сорбент	68,7	0,012

Наибольшая удельная поверхность и удельный объём пор у AlOON. Самые малые значения у не модифицированного минерала гематита.

На рис. 2 показана степень извлечения ионов Cu²⁺, модифицированным сорбентом, от времени контакта с модельным раствором.

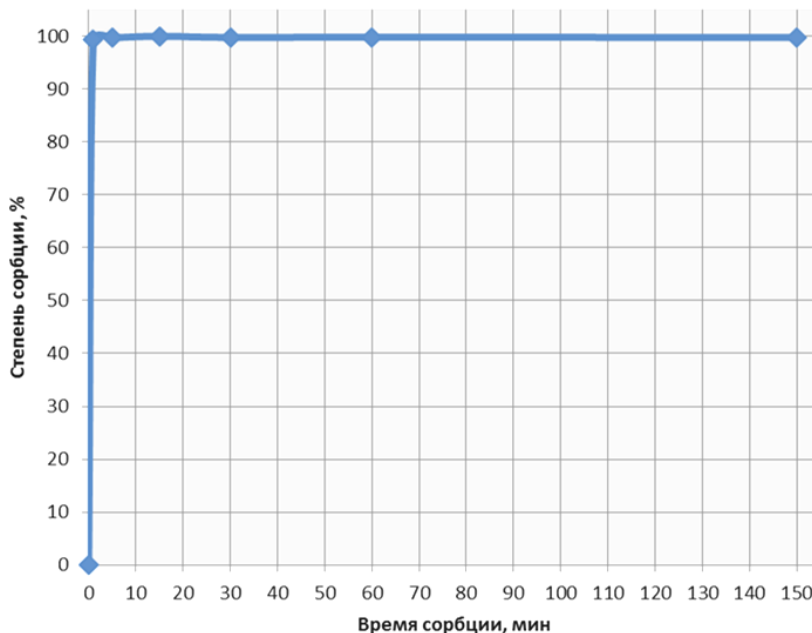


Рис. 2. Извлечение ионов Cu²⁺ из модельного раствора

На рис. 2 видно, что модифицированный гематит показывает очень хорошую сорбционную способность по отношению к ионам Cu²⁺, при извлечении из модельного раствора, уже в первую минуту процесса сорбции.

В результате проведённой работы, была осуществлена модификация образцов минерала гематита оксигидроксидом алюминия посредством процесса сухого и влажного перетирания, с дальнейшей сушкой. Определили удельную поверхность и удельный объём пор у полученного сорбционного материала и его составляющих. Проведены сорбционные исследования полученного образца сорбента по извлечению ионов Cu²⁺ из модельного раствора. В рамках данных исследований удалось сделать вывод о возможности

эффективного использования гематита, модифицированного нановолокнами оксигидроксида алюминия, для очистки водных сред от ионов Cu^{2+} .

Литература

1. Водоподготовка / Под ред. Б.Н. Фрог, А.П. Левченко. – М.: Издательство МГУ, 1996. – 680 с.
2. Измерение массовой концентрации химических веществ методом инверсионной вольтамперометрии: Сборник методических указаний / Под ред. В. Б. Скачкова. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 271 с.
3. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As^{5+} , Cr^{6+} , Ni^{2+} из водных сред // *Фундаментальные исследования*. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
4. Очистка природных вод / Под ред. В.А. Клячкова, И.Э. Апельцина. – М.: Стройиздат, 1971. – 579 с.

МОДИФИКАЦИЯ ГЛАУКОНИТА С ЦЕЛЬЮ ПРИДАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СОРБЦИОННЫХ СВОЙСТВ

Е.С. Сыромотина¹, Ф.Е. Сапрыкин², Д.В. Мартемьянов²

Научный руководитель старший научный сотрудник С. П. Журавков²

¹ *Лицей при Национальном исследовательском Томском политехническом университете, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время всё более актуальной становится проблема обеспечения населения доброкачественной питьевой водой [5, 6]. Среди различных веществ, загрязняющих водные среды, мышьяк занимает особое место [9, 4]. Одним из наиболее распространённых способов очистки воды от ионов мышьяка, является сорбционный метод [8, 11]. Среди известных природных минералов, обладающих хорошими сорбционными свойствами, известен глауконит, который широко применяют для очистки водных сред [7, 10, 12]. Глауконит – минерал, который отмечается целым комплексом уникальных свойств. Благодаря особенностям кристаллической структуры, которые определяют его способность к катионному обмену, глауконит издавна использовался для умягчения воды, а позднее и для ее очистки. Установлена высокая эффективность глауконита при очищении воды от солей тяжелых металлов, ряда органических и неорганических составов, радионуклидов. В частности установлено, что активированный глауконит при фильтрации через него загрязненных вод практически полностью очищает от соединений железа и аммиака, почти на порядок понижает содержимое в воде нефтепродуктов, в 25–50 раз понижает содержимое радиоактивных изотопов цезия-137 и стронция-90.

Имеются работы по модификации природных минералов с целью придания им дополнительных сорбционных свойств при извлечении ионов мышьяка из водных сред [3, 2]. На сегодняшний день работы по созданию новых видов сорбционных материалов для извлечения мышьяка из воды продолжаются, с целью получения более эффективных образцов материалов. В связи с этим, создание новых сорбентов по удалению из воды мышьяка и исследование их свойств является актуальной задачей.

Мышьяк – это загрязняющее вещество подземных вод, которое можно найти во многих регионах мира. По своему количеству в земной коре он находится на 20 месте, а по количеству в теле человека – на 12. Даже в малых концентрациях он токсичен для людей. Однако растворимость мышьяка в воде настолько мала, что его присутствие в воде обычно связано с разработкой месторождений или с металлургическими процессами в районе водосбора; кроме того, мышьяк может попасть в воду вместе с поверхностными стоками с сельскохозяйственных площадей, на которых в качестве промышленных ядов использовались вещества, содержащие мышьяк. Мышьяк может существовать в воде в двух формах: трёхвалентный мышьяк, известный как As^{3+} , и пятивалентный мышьяк, известный как As^{5+} .

В 1942 службой здравоохранения США была установлена предельно допустимая концентрация (ПДК) мышьяка в питьевой воде, равная 50 мкг (0,05 мг) в одном литре. Однако эпидемиологические исследования показали, что даже при такой малой концентрации заметно повышается риск онкологических заболеваний, поэтому в 2002 в США была принята более жесткая норма: не более 10 мкг/л.

Целью данной работы является модификация глауконита оксигидроксидом железа, для придания ему улучшенных физико-химических и сорбционных свойств.

Процесс получения образцов глауконита модифицированного оксигидроксидом железа проводили следующим образом. Брели природный минерал глауконит и измельчали его в агатовой ступке. Далее производили отсев на ситах с размером ячеек 0,5 мм и 1,5 мм, с отбором рабочей фракции 0,5–1,5 мм. Образцы глауконита с размером фракции 0,5–1,5 мм взвешивали на аналитических весах в количестве 3 г по 3 раза (3 образца) и помещали в стеклянные стаканы. Готовили водные раствора $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (на дистиллированной воде), с разными концентрациями (3,3; 6,6 и 10 г/дм³), в количестве 150 см³ каждый и заливали их в стаканы с глауконитом. Далее стаканы ставили на электрическую плитку, нагревали содержимое до 70 °С и добавляли раствор концентрированного аммиака до pH 11. Процесс вели в течение 60 минут, а затем после остывания, содержимое стаканов промывали дистиллированной водой до нейтральной pH. Промытые сорбенты отфильтровывали на воронке Бюхнера с помощью вакуумного насоса, через бумажный фильтр «синяя лента». Потом проводили сушку образцов при температуре 150 °С. Получили 3 образца модифицированного сорбента.

Проводя измерения на анализаторе «СОРБОМЕТР М», оценивали площадь удельной поверхности и значения удельного объема пор исследуемых образцов сорбционных материалов, с использованием метода тепловой десорбции азота.

Сорбционные исследования полученных образцов сорбционных материалов на основе глауконита проводили в статических условиях, при перемешивании на магнитной мешалке. Брали навеску сорбента в количестве 0,2 г, помещали её в стеклянный стакан объёмом 100 см³, затем наливали 20 см³ модельного раствора. Время процесса сорбции брали: 5, 15, 60 и 150 минут. Модельный раствор, содержащий ионы As³⁺ готовили на дистиллированной воде, с использованием государственного стандартного образца состава раствора ионов мышьяка, с концентрацией 5,31 мг/дм³. После процесса сорбции сорбат отделяли от сорбента центрифугированием. Анализ растворов на содержание ионов As³⁺ проводили с использованием метода инверсионной вольтамперометрии [1].

В табл. 1 приведены: количество активного компонента в образце сорбентов, их удельная поверхность и удельный объём пор.

Таблица 1

Фракционный состав, удельная поверхность и удельный объём пор применяемых сорбентов

Образец	Содержание FeOОН, % мас.	Удельная поверхность, м ² / г	Удельный объём пор, см ³ / г
Глауконит	0	51,4	0,02
№ 1	20,8	78,4	0,04
№ 2	33,2	93,2	0,05
№ 3	46,4	111,7	0,06

Наибольшая удельная поверхность и удельный объём пор у образца с максимальным содержанием активного компонента. Самые малые значения у не модифицированного минерала глауконита.

В табл. 2 показана эффективность извлечения ионов As³⁺ из модельного раствора в статических условиях.

Таблица 2

Сорбционные характеристики исследуемых образцов материалов при извлечении ионов As³⁺

Образец	Время сорбции, мин.	Начальная концентрация, мг / дм ³	Конечная концентрация, мг / дм ³	Степень сорбции, %
Глауконит	5	5,31	5,31	0
	15		5,22	1,7
	60		5,08	4,34
	150		5,02	5,47
№ 1	5		0,64	87,95
	15		0,23	95,67
	60		0,148	97,22
	150		0,102	98,08
№ 2	5		0,59	88,89
	15		0,191	96,41
	60		0,0977	98,17
	150		0,0912	98,29
№ 3	5		0,52	90,21
	15		0,184	96,54
	60		0,0973	98,17
	150		0,0832	98,44

Из табл. 2 видно, что не модифицированный минерал глауконит практически не очищает модельный раствор от ионов As³⁺. С повышением в образце активного компонента (FeOОН) наблюдается увеличение сорбционной способности материала по извлечению ионов As³⁺ из раствора.

По результатам проведённой работы удалось модифицировать образцы минерала глауконита оксидом железа посредством золь-гель процесса. Определили удельную поверхность и удельный объём пор у полученных сорбционных материалов. Проведены сорбционные исследования полученных образцов сорбентов и исходного минерала глауконита по извлечению ионов As³⁺ из модельного раствора в статических условиях. Получены положительные результаты по сорбции ионов As³⁺ из модельного раствора новыми образцами материалов. В рамках данной работы удалось сделать вывод о возможности эффективного использования полученных сорбционных материалов для очистки воды от ионов мышьяка.

Литература

1. Измерение массовой концентрации химических веществ методом инверсионной вольтамперометрии: Сборник методических указаний / Под ред. В.Б. Скачкова. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 271 с.
2. Мартемьянов Д.В., Галанов А.И., Юрмазова Т.А. Определение сорбционных характеристик различных минералов при извлечении ионов As^{5+} , Cr^{6+} , Ni^{2+} из водных сред // *Фундаментальные исследования*. – Москва, 2013. – № 8 (Ч. 3). – С. 666 – 670.
3. Мосолков А.Ю., Мартемьянов Д.В., Мухортов Д.Н. Модифицирование пористого перлита гидроксидом железа, с целью придания ему сорбционных свойств, для извлечения ионов мышьяка из водных сред // *Современные техника и технологии: Труды XIX Международной научно-практической конференции студентов и молодых учёных*. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 104 – 105.
4. Мышьяк в экологии и биологии / Под ред. В.С. Гамаюровой. – М.: Наука, 1993. – 208 с.
5. Очистка природных вод / Под ред. В.А. Клячкова. – М.: Стройиздат, 1971. – 579 с.
6. Проблемы загрязнения окружающей среды и токсикологии / Под ред. Дж. Уэра. – М.: Мир, 1993. – 192 с.
7. Проблемы определения реальной структуры глауконитов и родственных тонкодисперсных силикатов / Под ред. В.А. Дриц. – М.: Химия, 1993. – 200 с.
8. Ропот В.М., Кердиваренко М.А., Тарасевич Ю.И., Юрасова В.А. Природные сорбенты и их роль в решении проблемы охраны окружающей среды // *Адсорбенты и адсорбционные процессы в решении проблемы охраны природы: Труды международной конференции*. – Кишинев: Штиинца, 1986. – С. 17 – 24.
9. Способы очистки сточных вод и технологических растворов от мышьяка / Под ред. В.А. Серова. – М.: Цветинформация, 1977. – 32 с.
10. Сухарев Ю.И., Черногорова А.Е., Кувыкина Е.А. Особенности структуры и сорбционно-обменные свойства глауконита Багарякского месторождения // *Известия Челябинского научного центра УрОРАН*. – 1999. – №3. – С. 64 – 69.
11. Тарасевич Ю.И. Природные сорбенты в процессах очистки воды. – Киев: Наука, 1981. – 172 с.
12. Теория и практика сорбционных процессов / Под ред. Е.В. Веницианова. – Воронеж, 1998. – Вып. 23. – 24 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗОЛО-ШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МАГНЕЗИАЛЬНОГО ЦЕМЕНТА

А.В. Томшина, А.Н. Постникова

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исходя из современных проблем строительного комплекса, создание новых и совершенствование существующих технологических процессов должно быть направлено на разработку и производство эффективных и конкурентно-способных строительных материалов, изделий и конструкций при максимальном использовании местных и нетрадиционных видов сырья [1].

Потребности в вяжущих строительных материалах для индивидуального строительства в настоящее время возрастают. 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. Проблемами изучения и рационального использования природного сырья специалисты во всем мире активно занимаются в последние годы [3].

Объектами исследования являются магнезит Савинского месторождения и золошлаковые материалы Северной ТЭС.

Известно, что топливно-сжигательные установки ТЭС ежегодно производят огромные количества золы, загрязняющей почву и воду регионов. Поэтому использование золы в качестве добавки к магнезиальным вяжущим дает возможность не только эффективно использовать для улучшения прочности и повышения водостойкости, но и улучшить экологическую ситуацию [2].

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

$T_{обж}, ^\circ C$	Исходный магнезит	400	500	600	700	800	1000
$S_{уд}, м^2/г$	1,3	1,458	2,293	5,424	19,534	24,106	2,278

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 золы
(воздушная среда)**

Соотношение (магнезит:зола)	5:5	6:4	7:3	10 (чистый магнезит)
Прочность, МПа	33,367	45,602	41,709	44,489

Таблица 4

**Определение прочности магнезиального цемента с разным соотношением магнезита и золы
(воздушно-водная среда)**

Соотношение (магнезит:зола)	5:5	6:4	7:3	10 (чистый магнезит)
Прочность, МПа	77,857	38,928	55,612	50,051

По результатам определения прочности в двух средах магнезиальный цемент лучше затвердевает в воздушно-водной среде.

Литература

1. Георги А.А., Бабачев А.А. Магнезиальные вяжущие для ксилолитовых полов // Строительные материалы. – Москва, 1961. – № 4. – С. 18 – 19.
2. Пат. 2379249 Россия МПК С04 В28/30. Адгезионная вяжущая композиция. Тюльнин В.А., Тюльнин Д.В. Заявлено. 01.07.2008; Опубл. 20.01.2010.
3. Смирнская В.Н. Цеолитсодержащие вяжущие повышенной водостойкости и изделия на их основе: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1998. – 152 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТВЕРДОФАЗНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКСИДОВ ЖЕЛЕЗА УГЛЯМИ РАЗНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАРК

И.Е. Ходосов, К.С. Медведева

Научный руководитель профессор О.И. Нохрина

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

В настоящее время альтернативным сырьем для производства высококачественных сталей является, так называемое, железо прямого восстановления, которое получают путем внедоменного передела железосодержащего сырья. Технологии производства металлизированных продуктов развиваются и совершенствуются с 60-х годов прошлого столетия, и к настоящему времени объем производства внедоменного железа достиг 76 млн. т. в год. В России и в мире железо прямого восстановления в основном получают с использованием в качестве восстановителя конвертированного природного газа. Гранулированную железную руду подают в печь шахтного типа, где при температурах, не превышающих температур плавления материалов, происходит восстановление оксидов железа. Применение природного газа приводит к удорожанию стоимости железа прямого восстановления и ограничивает развитие данных технологий в регионах, где природный газ является дефицитным. Снижение потребления природного газа возможно при его замене углем. В настоящее время до 8 % произведенного в мире железа прямого восстановления осуществляется с использованием угля. Существует множество технологических предложений использования угля для получения металлизированных продуктов, при этом нет единой технологии, получившей широкое промышленное распространение [1].

Процессы твердофазного восстановления железа из оксидов железных руд с использованием в качестве твердого углеродистого восстановителя угля не имеют однозначной оценки, что связано с многокомпонентностью системы и одновременным развитием реакций газификации угля, а также прямого и косвенного восстановления железа из оксидов железных руд [2].

На кафедре металлургии черных металлов СибГИУ проводится работа по исследованию и разработке энергоэффективной технологии получения высококачественных металлизированных материалов, пригодных для использования при выплавке сталей ответственного назначения.

При проведении исследований в качестве железосодержащего сырья использовали железную руду и железорудный концентрат. В качестве твердых углеродистых восстановителей применяли коксовый орешек, угли разных технологических марок (уголь длиннопламенный марки – Д; уголь бурый марки – Б2; уголь слабоспекающийся марки – СС; уголь тощий марки – ТО). Составы материалов и технический анализ восстановителей приведены в табл. 1.

Моделирование процессов твердофазного восстановления железа из оксидов железных руд проводили с использованием программного комплекса «Терра», разработанного в Московском государственном техническом университете им. Н.Э. Баумана [3]. Исследование процесса восстановления железа проводили в два этапа: термодинамическое исследование на модельной элементарной системе и исследование процесса восстановления железа из руды углями различных марок.

Таблица 1

Составы железорудных материалов и технический анализ восстановителей

Фазовый состав исходной железной руды							
Много:	гематит (Fe_2O_3)						
Присутствует:	магнетит ($\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$), гетит ($\alpha\text{-FeOOH}$), кварц (SiO_2), каоленит ($\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$)						
Немного:	хлорид железа, полевоый шпат						
Химический состав железной руды, %							
$\text{Fe}_{\text{общ}}$	SiO_2	Al_2O_3	P_2O_5	S	CaO	MgO	влага
52,3	14,24	2,51	0,072	0,42	0,94	0,76	5,78
Химический состав железорудного концентрата, %							
61,2	6,75	2,2	0,02	0,41	1,96	2,31	5,78
Восстановитель	Характеристика						
	Содержание [C] в рабочей массе, %	A^d (зола), %	V^{daf} (летучие), %	W^r (влага), %			
Уголь – Б2	49,1	7,83	46,7	35,3			
Уголь – Д	55,6	5,64	43,5	15,4			
Уголь – СС	70,2	6,41	24,3	6,7			
Уголь – ТО	80,8	8,34	15,2	5,1			

Модель элементарной системы с поэлементным составом Fe-C-O, формировали путем задания исходного состава смеси в виде 1 моля оксида Fe_2O_3 и количества молей углерода и кислорода, которые варьировались соответственно параметрами n и m ($\text{Fe}_2\text{O}_3 + n\text{C} + m\text{O}$). При моделировании процессов осуществлялось решение следующих задач: определение температуры и количества углерода, обеспечивающих полное восстановление железа; определение оптимальных значений показателя a^* (показатель $a^* = m/n$ – отношение количества кислорода к количеству углерода в системе). На рисунке 1 приведена зависимость абсолютного содержания компонентов газовой (a) и конденсированной фазы (b) от параметра a^* .

Анализ результатов расчета показал наличие трех областей. Восстановительная область существует при значениях $a^* < 0,2$. Переходная область характеризуется снижением концентрации восстановленного железа до полного исчезновения и ростом содержания FeO в конденсированной фазе. Окислительная область начинается при $a^* = 0,5$, когда в конденсированной фазе полностью исчезает железо. При $a^* = 0,95$ в газовой фазе полностью исчезает CO, а в конденсированной – FeO. Таким образом, в результате исследования окислительно-восстановительных условий в системе Fe-C-O выявлены границы восстановительной, переходной и окислительной областей и соответствующие им значения a^* . Наилучшим условиям для восстановления железа соответствует значение показателя $a < 0,2$ [4].

Расчет равновесного состава газов образованных в результате термической деструкции углей показал, что состав газовой фазы в заданном диапазоне температур (373 – 1873 К) практически одинаков для всех марок углей, отличие заключается в количестве выделившихся летучих. На рис. 1, в приведены зависимости состава и объема газовой фазы, образующейся в результате выделения летучих компонентов при нагреве длиннопламенного угля.

Результаты термодинамического моделирования процессов твердофазного восстановления железа углем позволили определить зависимости степени восстановления железа и состава газовой фазы от расхода угля каждой технологической марки. Зависимость степени восстановления и состава газовой фазы от расхода длиннопламенного угля при восстановлении 100 кг руды представлены на рис. 1, з.

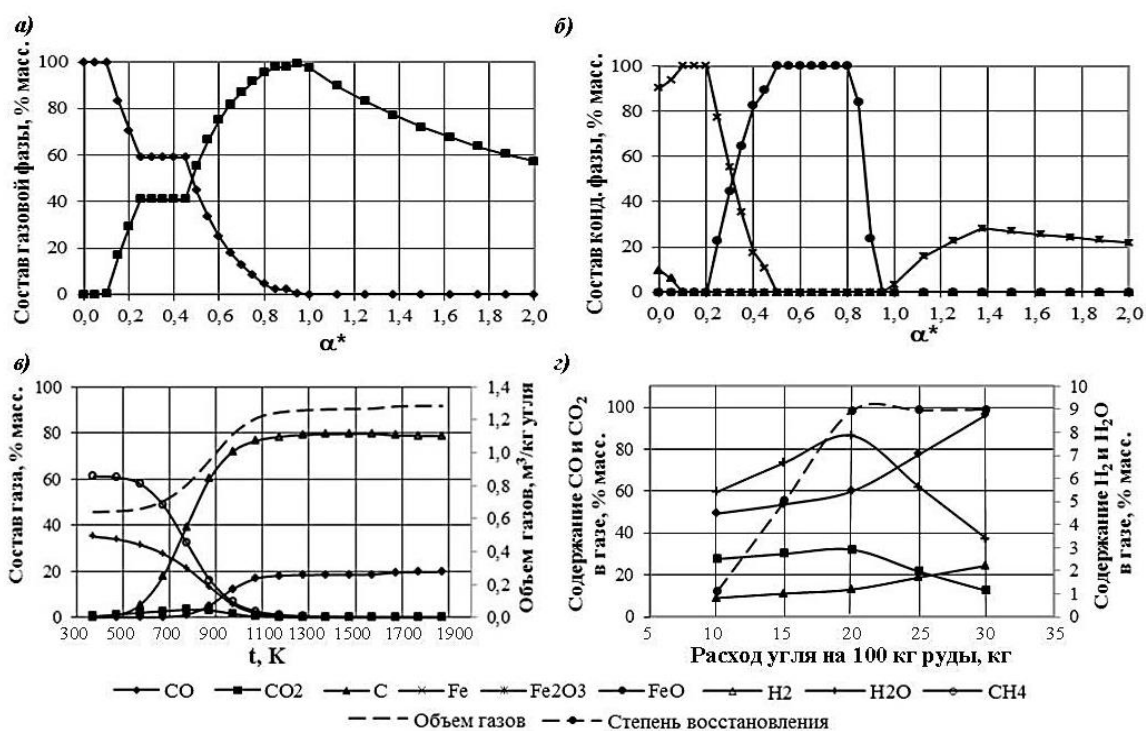


Рис. 1. Термодинамическое моделирование процессов твердофазного восстановления оксидов железа длиннопламенным углем

Полученные данные были подтверждены путем проведения высокотемпературных лабораторных экспериментов [5]. Восстановительному обжигу подвергали гранулированные рудо-угольные композиции составленные с разным количеством восстановителей. По результатам опытов определено более полное протекание восстановительных процессов в брикетах, где количество угля соответствовало расчетному по разработанной термодинамической модели. Таким образом, в результате моделирования процессов твердофазного восстановления оксидов железа определен оптимальный расход угля каждой марки, необходимый для полного восстановления железа из руды заданного состава.

Литература

1. Юсфин Ю.С., Пашков Н.Ф. *Металлургия железа*. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2007. – 464 с.
2. Якушевич Н.Ф., Строкина И.В., Полях О.А. Определение параметров окислительно-восстановительных процессов в системе $\text{Fe}-\text{C}-\text{O}_2-\text{H}_2$ // *Известия высших учебных заведений. Черная металлургия*. – Москва, 2011. – № 8. – С. 13–18.
3. Сиярев Г.Б., Ватолин Н.А., Трусов Б.Г. Применение ЭВМ для термодинамических расчётов металлургических процессов. – М.: Наука, 1982. – 32 с.
4. Рыбенко И.А. Разработка методики и системы расчета вариантов технологий непрерывного получения металла в агрегатах струйно-эмульсионного типа: Дис. ... канд. техн. наук. – Новокузнецк, 2000 г. – 165 с.
5. Ходосов И.Е. Получение чистого железа путем внедоменной переработки железных руд и углей Кузбасса / И.Е. Ходосов, О.И. Нохрина // *Инновационный конвент «Кузбасс: образование, наука, инновации»: материалы Инновационного конвента*. – Новокузнецк, 2014. – С. 378–380.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ НАНОМАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ РУД ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ

К.Г. Шорохов, Е.В. Попова, Н.В. Усольцева

Научный руководитель профессор В.В. Коробочкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В промышленности широко используются оксиды металлов. Природные оксиды металлов (кварц, корунд, гематит, рутил, касситерит, магнетит, шпинель и др.) не удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям, а некоторые металлы находятся в природе преимущественно в виде соединений, не содержащих кислород. Например, в никелевых и медных рудах содержатся сульфиды металлов. Промышленное использование природных минералов, в частности, оксидов металлов, ограничивается их фазовой неоднородностью, то есть наличием примесей и других ценных соединений, а также различиями в составе руд, полученных при переработке разных месторождений. На основании изложенного руды цветных металлов рассматриваются как исходное сырье для получения металлов и их соединений, перерабатываемых в оксиды

металлов, пригодные для промышленного использования. Формированию высокодисперсных оксидов, обладающих улучшенными эксплуатационными характеристиками, способствует проведение процесса их синтеза в нестационарных условиях [2, 9, 10]. Продукты электрохимического окисления металлов помимо высокоразвитой поверхности характеризуются очень низким содержанием примесей, то есть являются особочистыми. Данный способ может быть использован для получения оксидов металлов и оксидных систем. Ранее электрохимическое окисление металлов под действием переменного тока исследовалось для синтеза оксидов меди [3] и медьсодержащих двойных оксидных систем: медь-титановая, медь-кадмиевая [4, медь-алюминиевая [5]. Высокоразвитая пористая структура оксида алюминия наряду с его широким применением в качестве основы материалов для различных каталитических и сорбционных процессах обуславливает перспективность исследования синтеза оксидных систем на основе оксида алюминия, в частности, содержащих оксид никеля [11]

Электрохимическое окисление металлов под действием переменного тока с растворимыми электродами проводилось в растворах хлорида натрия («ч.д.а.») с концентрациями 3, 5, 15 и 25 % мас. Нижний предел концентрации обусловлен высокими энергозатратами и нестабильностью процесса, а верхний – растворимостью хлорида натрия в воде. В качестве электродов использовались пластины из никеля марки Н-0 по ГОСТ 849-2008 и алюминия марки А-0 по ГОСТ 11069-2001.

Независимо от условий синтеза скорость окисления алюминия (q_{Al}) значительно превышает скорость окисления никеля (q_{Ni}) (рис. 1). Это обусловлено водородной деполяризацией при электрохимическом окислении металлов с отрицательным электродным потенциалом (например, алюминия), обуславливающей более высокий выход по току, как следствие, преобладание соединений алюминия в составе продуктов электролиза [7, 8]. Оксиды меди обладают большей истинной плотностью, поверхностным натяжением, растворимостью. Кроме того, для них более характерно протекания таких процессов, приводящих к деградации пористой структуры, как коагуляция, переконденсация и коалесценция [1]. В результате, более развитая пористая структура бемита и преобладание данного соединения в составе продукта электролиза определяют его главенствующую роль в формировании пористой структуры материала.

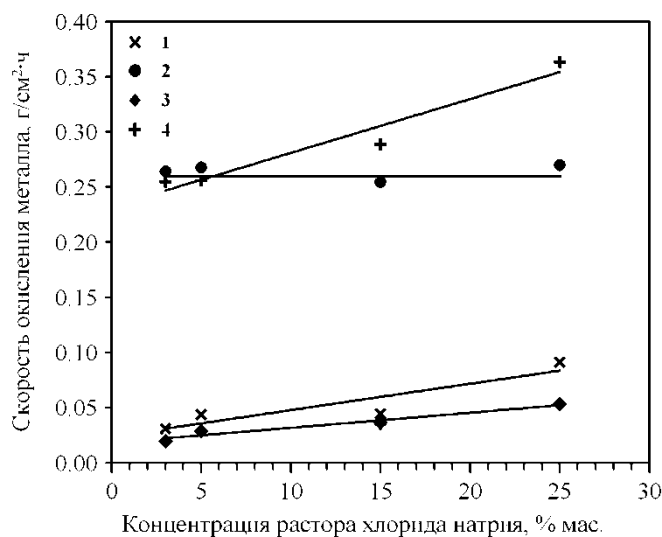


Рис. 1. Зависимость скорости электрохимического окисления никеля (1, 3) и алюминия (2, 4) от концентрации раствора хлорида натрия при индивидуальном (1, 2) и совместном (3, 4) окислении металлов

Если совместное электрохимическое окисление алюминия с медью интенсифицирует процесс окисления меди и оказывает незначительное влияние на скорость окисления алюминия [6], то с никелем наблюдается обратная закономерность – скорость окисления никеля ниже, чем при его окислении без алюминия, а наличие никеля в системе, наоборот, ускоряет процесс окисления алюминия. Зависимость скорости окисления алюминия от природы второго металла подтверждает предположение о взаимосвязи процессов, протекающих при совместном окислении металлов разной природы. Кроме того, необходимо учитывать формирование слоя продуктов окисления на поверхности электродов, плотность этого слоя и условия его отделения от поверхности электродов. Если увеличение напряжения в процессе электролиза происходит, в том числе, за счет напряжения на преодолении сопротивления слоя продуктов окисления на поверхности электродов, то периодическое падение напряжения является следствием отделения этого слоя. Продолжительность периода формирования слоя продуктов окисления и отделения слоя увеличивается с ростом концентрации электролита, используемого для проведения процесса совместного электрохимического окисления никеля и алюминия. При проведении процесса электролиза в растворах с концентрациями 3 и 5 % мас. достигается такое соотношение скоростей образования и растворения слоя продуктов окисления, при котором формируется слой, не создающий значительного сопротивления (рис. 2).

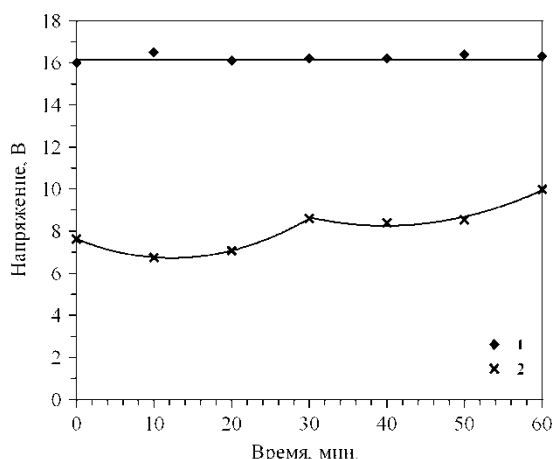


Рис. 2. Изменение напряжения во времени при совместном электрохимическом окислении никеля и алюминия в растворах хлорида натрия с концентрациями 3 (1) и 15 (2) % мас.

Концентрация раствора электролита в большей степени влияет на скорость окисления никеля, чем алюминия, следовательно, состав продуктов окисления определяется, преимущественно скоростью окисления никеля. Таким образом, варьирование условий проведения процесса электролиза, в частности, концентрации раствора электролита, позволяет получать никель-алюминиевую систему, содержание продуктов окисления никеля в которой изменяется в широком интервале.

Литература

1. Дзисько В.А., Карнаухова А.П., Тарасова Д.В. Физико-химические основы синтеза окисных катализаторов. Новосибирск: Наука, 1978. – 384 с.
2. Зырянов В.В. Механохимический синтез сложных оксидов // Успехи химии. – Москва, 2008. – Т. 77. – № 2. – С. 107 – 137.
3. Коробочкин В.В., Горлушко Д.А., Балмашнов М.А., Усольцева Н.В. Закономерности синтеза нанодисперсных оксидов меди электролизом на переменном токе в растворе щелочи // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2010. – Т. 317. – №3. – С.13 – 16.
4. Коробочкин В.В., Долинина А.С., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А., Горлушко Д.А., Пугачева С.Е. Закономерности процесса совместного электрохимического окисления на переменном токе металлических меди и кадмия // Известия вузов. Химия и химическая технология. – Иваново, 2014. – Т. 57. – № 11. – С. 49 – 51.
5. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Фазовый состав наноразмерных продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 59 – 63.
6. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Электрохимический синтез медь-алюминиевой оксидной системы в неравновесных условиях // Фундаментальные исследования. – 2012. – № 11 (1). – С. 143 – 147.
7. Коррозия металлов и сплавов: сборник / Под ред. Н.Д. Томашова; А.И. Голубева. М.: Металлургиздат, 1963. – 382 с.
8. Куксина О.Ю., Кондрашин В.Ю., Маршаков И.К. Парциальные электродные процессы при переменноточковой поляризации меди в хлоридных и нитратных средах // Защита металлов. – Москва, 2004. – Т. 40. – № 6. С. 646 – 652.
9. Назаренко О.Б. Электровзрывные нанопорошки: получение, свойства, применение. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 148 с.
10. Сычев А.Е., Мержанов А.Г. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез наноматериалов // Успехи химии. – Москва, 2004. – № 2. – С. 157 – 170.
11. Kiss E., Bosković G., Lazić M., Lomić G., Marinković-Neducin R. The Morphology of the NiO–Al₂O₃ Catalyst // Scanning. – 2006. – V. 28. – P. 236 – 241.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 2.

ПЕРЕРАБОТКА СИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ

ЗОЛЬ-ГЕЛЬ МЕТОД В ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЯХ

Т.С. Петровская, К. Куаха, С.А. Демидова

Научный руководитель профессор Т.С.Петровская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Химические технологии претерпевают существенное обновление на рубеже тысячелетий, что нацелено на разработку и получение новых эффективных материалов и необходимых для этого технических средств и процессов. Наиболее яркой иллюстрацией этого тренда является развитие нанотехнологий - мульти- и междисциплинарной отрасли знаний, возникшей на стыке химии, физики, материаловедения, биологии и связанной с получением и исследованиями нанодисперсных систем и материалов. В России в 2008 г. принята национальная программа «Развитие nanoиндустрии в Российской Федерации», ее цель - формирование российского сектора nanoиндустрии, развитие технологической и интеллектуальной деятельности, инициирование позитивных социальных перемен [1].

Рынок нанопродукции растет с начала 2000-х годов [2]. В грядущем десятилетии прогнозируется его рост в десятки раз. Из таблиц, представляющих сегментирование мирового рынка с позиции исследований (таблица 1) и производства (таблица 2) видно, что ключевым носителем «нанореволюции» являются материалы и технологии их производства. Нанопродукты, дающие наибольший объем прибыли, это оксиды и металлы: кремнезём, оксиды титана, алюминия (глинозём), железа, цинка, нанодисперсные порошки металлов и другие материалы в наноформах. Они находят применение при производстве специальных и конструкционных материалов, покрытий, красок, электронных компонентов, косметики. В грядущем десятилетии наноматериалы будут все больше применяться в медицине, в системах доставки лекарственных препаратов, создавая возможности для безопасной и эффективной дозировки лекарств при лечении опасных заболеваний [2].

Таблица 1
Сегментирование рынка нанотехнологий, 2009 г.

<i>Направление исследований</i>	<i>Доля рынка, %</i>
Новые материалы	30-35
Полупроводники	18-25
Устройства хранения данных	15-20
Биотехнологии	9-14
Полимеры	8-12
Электрохимия	3-5
Оптика	2-4

Таблица 2
Сегментирование рынка нанотехнологий, 2015г

<i>Направление исследований и производства</i>	<i>Доля рынка, %</i>
Химическая промышленность	40
Электроника	28
Медицина	19
Космическая и оборонная промышленность	7
Другие отрасли	6

Как известно, к наноматериалам относят дисперсные и массивные материалы, содержащие структурные элементы (зерна, кристаллиты, блоки, кластеры), геометрические размеры которых хотя бы в одном измерении не превышают 100 нм. Эффект «нано» состоит в том, что когда размер частиц вещества оказывается в нанометрическом диапазоне, он становится соизмеримым с фундаментальными величинами (размер дислокаций в кристалле, длина волны электрона, др.), что имеет следствием изменение атомно-кристаллической структуры. В силу условий образования наночастицы находятся в неравновесном состоянии. Кроме этого, увеличивается доля поверхностных атомов, находящихся в иных условиях по сравнению с атомами объемной фазы (координационное число, симметрия локального окружения), что приводит к возрастанию роли поверхностной энергии наночастицы.

Изменения физических и химических свойств в результате «наноэффекта» разнообразны. В частности, наблюдается повышение реакционной способности; снижение температур плавления, спекания, полиморфных превращений; повышение твердости в сочетании с высокой пластичностью; полупроводниковый характер проводимости малых частиц; изменение спектров излучения и поглощения веществ и др. Наноструктурированное вещество обладает качественно новыми свойствами и функциональными характеристиками, что открывает широкие перспективы в разработке и использовании наноматериалов.

Все методы получения наноструктур можно разделить на две большие группы по типу формирования продукта: методы «сверху вниз» (top-down), которые предполагают дробление и последующее тонкое измельчение до наноразмеров, и методы «снизу вверх» (bottom-up), которые характеризуются ростом наночастиц или их сборкой из отдельных атомов.

К числу наиболее эффективных и наиболее распространённых относятся золь-гель – методы, основанные на образовании золя и геля [3]. В их основе лежит переход истинного раствора в золь, а затем в гель. В результате реакций гидролиза, обмена, окисления или восстановления из пересыщенного раствора выделяется нерастворимое вещество, происходит конденсация (соединение) ионов, атомов, молекул в агрегаты коллоидной степени дисперсности, т.е. в диапазоне размеров 10^{-9} – 10^{-7} м. Последующая механическая, химическая и термическая обработка приводит к получению наноматериалов - индивидуальных однокомпонентных оксидов; двух-, трех- и более компонентных оксидных систем и химических соединений типа силикатов, титанатов, ферритов, др, а также к получению наноструктурированных покрытий, пленок, порошков. Золь-гель технология условно подразделяется на две группы принципиально разных способов исходя из структурно-химических особенностей золя и геля: (1) технология "химического (полимерного) геля" и (2) технология "физического (партикулярного) геля".

Для получения керамики впервые золь-гель метод был применен в 40-х годах 20 века. Первый патент на получение покрытия выдан в 1939 г. Возвращение интереса произошло в 80-х годах в связи с развитием способов получения стекол для оптических волокон путем гидролиза-конденсации алкоксидов кремния высокой чистоты. В современной керамической технологии золь-гель метод используется для получения: порошков металлов и оксидов металлов, пористых материалов, покрытий, волокон, органо-неорганических гелей (SiC), абразивных порошков и абразивоустойчивых покрытий на их основе.

Золь-гель технология получения кварцевого стекла включает следующую последовательность стадий: гидролиз алкоксида кремния → поликонденсация кремниевых кислот → формирование частиц золя (свободнодисперсная система) → образование геля (связнодисперсная система) → сушка геля → спекание геля до стеклообразного материала. В качестве исходных материалов (прекурсоров) используются мономерные алкоксисоединения кремния: $\text{Si}(\text{OR})_4$, где R – группы $-\text{CH}_3$, $-\text{C}_2\text{H}_5$ или $-\text{C}_3\text{H}_7$; (водно-)спиртовой раствор обеспечивает растворение алкоксида, присутствие кислоты ускоряет гидролиз и поликонденсационные процессы. В результате гидролиза и поликонденсации образуется золь, который заливают в форму, где происходит образование и старение (созревание) геля. Созревание геля проводится до формирования достаточно прочной структуры. Тем не менее, гели это хрупкие микропористые тела, используемые для формования изделий, напыления покрытий, нанесения пленок. Следующая стадия, сушка, – удаление жидкости из пространственной структуры геля, которая может производиться в обычных условиях или специальных (вакуум, обработка геля химическими реагентами) в зависимости от вида целевого продукта. После высушивания ксерогели и аэрогели подвергают обжигу, в процессе чего образуется заданный продукт: стекло, керамика, покрытие, пленка, тонкодисперсный порошок.

Для получения кварцевого стекла или плотной керамики проводится сушка в гиперкритических условиях, затем дегидратация кремнезема путем удаления поверхностных силанольных групп ($-\text{OH}$) и спекание до монолитного изделия заданной формы. Для получения пористой керамики сушка идет на воздухе, как и последующее спекание. Размеры пор регулируются химической обработкой геля.

В зависимости от условий синтеза и поставленных целей образование дисперсной фазы может ограничиться образованием золя либо геля или образованием осадка. Так, на ранних стадиях процесса, когда система находится в состоянии «золь» или перехода «золь → гель», сохраняя вязкотекучие свойства, формируют основу волокнистых материалов и получают тонкодисперсные порошки различной природы. Метод применяется и для получения силикагелей, матриц небольшого размера.

Золь-гель технологии имеют неоспоримые преимущества перед другими методами получения наноструктур. Они дают возможность управлять свойствами конечного продукта, поскольку позволяют варьировать прекурсоры, без ограничений вводить добавки, обеспечивая однородность получаемого материала на молекулярном уровне. Энергетические затраты на технологический процесс ниже по сравнению с традиционными, в отдельных случаях на порядки. При этом производительность процесса остается высокой. Основным недостатком золь-гель метода состоит в высокой стоимости сырьевых материалов, прежде всего алкоксидов. Поэтому он применяется для получения материалов с высокой добавленной стоимостью - особо чистых однородных стекол и высокопористых стеклоподобных материалов для оптики, электроники, керамики для теплотехники, химической промышленности, и др.

Одним из перспективных направлений применения золь-гель метода, сложившееся в последние десятилетия, является модифицирование поверхности материалов тонкими наноструктурированными пленками с целью придания поверхности специфических свойств. Примером могут служить силикофосфатные пленки, наносимые на поверхность оксидированного титана, для придания биоактивных свойств имплантатам на его основе [5]. Установлено, что наноструктурированное пленочное покрытие, содержащее CaO , SiO_2 , и P_2O_5 , обладает гидрофильностью, пористостью, шероховатостью, в то же время, обладая близким к натуральной кости составом, а также способствует повышению адгезионной прочности оксидного покрытия на титане. Нанопленка повышает адсорбционные свойства и химическую активность поверхности электрохимических оксидных покрытий на титане. Находясь в условиях *in vitro* (в межклеточной жидкости тела SBF), они интенсивно обмениваются ионами кальция и фосфора с физиологическим раствором, силанольные группы связывают ионы кальция, способствуя формированию слоя аморфных фосфатов кальция, постепенно кристаллизующихся в

фосфаты кальция. Совокупность свойств многослойного покрытия повышает функциональность композиционного титанового имплантата, обеспечивая его биосовместимость и биоактивность.

Таким образом, золь-гель метод является высокоперспективным для использования в химических технологиях при получении материалов с качественно новыми функциональными свойствами. Он позволяет не только получать новые наноматериалы, но и улучшать свойства материалов, полученных в традиционных технологиях, путем модифицирования функциональной поверхности и придания ей новых требуемых свойств.

Литература

1. Нанотехнологии и наноматериалы. Федеральный интернет-портал. [Электронный ресурс]. – <http://www.portalnano.ru>
2. Краткий обзор мирового рынка нанотехнологий в 2009 году. [Электронный ресурс]. – <http://www.abercade.ru/research/analysis/3908.html>
3. Основы золь-гель технологии нанокмпозитов / А.И. Максимов, В.А. Мошников, Ю.М. Таиров, О.А. Шилова. – СПб.: Издательство СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2007. – 156 с.
4. Химия и технология нанодисперсных оксидов / Н.А. Шабанова, В.В. Попов, П.Д. Саркисов. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2007. – 309 с.
5. Петровская Т.С., Борило Л.П. Применение наноструктурированных пленок для повышения функциональности титанового имплантата//Известия высших учебных заведений. Серия «Физика». – Томск, 2014 - Том 57. – № 7/2. – С.121-126.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МОДИФИЦИРУЮЩИХ ДОБАВОК НА СВОЙСТВА ЖИДКОГО СТЕКЛА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОГО ОСТЕКЛЕНИЯ

Я. Е. Буймов, Ю. Е. Алексеевская

Научный руководитель профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из приоритетных направлений высотного строительства является возведение зданий отвечающих требованиям безопасности. Высотные здания относятся к объектам повышенной опасности с массовым пребыванием людей. Возможные пожары могут привести к большим человечески жертвам, поэтому актуальность обеспечения пожарной безопасности "высоток" не вызывает сомнения. Особенностями пожарной опасности высотных зданий являются: быстрое распространение пожара по объему здания, вертикальным коммуникациям и фасадам; сложность и длительность тушения, связанная с трудностями подачи средств тушения и доступа пожарных подразделений из-за большой высоты; продолжительное время эвакуации людей. Поэтому вопросами разработки технологии получения противопожарных остекленных конструкций занимаются во всем мире [1 – 5].

Изготовление противопожарного стекла осуществляется путем формирования между листами стекла светопрозрачного терморазбухающего геля, который проявляет свои защитные свойства только при воздействии высоких температур. При температурах эксплуатации гель должен оставаться прозрачным и не подвергаться старению в течение всего срока службы конструкции. Для получения терморазбухающего слоя используются гелевые композиции на основе органических и неорганических веществ. Органические композиции выделяют токсичные газы при термическом воздействии. Неорганические гели, например, на основе раствора силикатов щелочных металлов лишены этого недостатка, но требуют введения специальных модифицирующих добавок, которые обеспечивают устойчивость гелеобразных высоковязких систем в условиях хранения и производства стеклянных конструкций.

Цель работы – исследовать влияние модифицирующих добавок органической и неорганической природы на свойства жидкостекляной композиции пригодной для получения противопожарного остекления.

Как показал литературный анализ, составы жидкостекляных композиций, которые можно использовать в качестве терморазбухающего геля, достаточно разнообразны и являются как минимум двухкомпонентными. Гели на основе жидкого стекла дополнительно содержат различные компоненты, например, такие как поливиниловый спирт, коллоидный кремнезем, сорбит, гидроксид тетраметиламмония и т.д. Данные составы являются нестабильными, при их хранении наблюдается помутнение раствора и незначительная потеря прозрачности. В качестве базового состава выбрана композиция, состоящая из жидкого стекла с дополнительно введенным сорбитом и гидроксидом тетраметиламмония. Гидроксид тетраметиламмония выступает агентом против старения и сохраняет светопрозрачность гелиевого слоя. Сорбит относится к отверждающим компонентам, который обладает адсорбционной способностью к воде. Присутствие воды необходимо для протекания реакций гидролиза и поликонденсации, что в конечном итоге влияет на процесс формирования прозрачного геля.

Из литературных данных известно, что для получения огнезащитного геля с улучшенными свойствами в качестве основы необходимо иметь раствор силиката натрия с более высоким модулем. Такие виды растворимых стекол обладают наибольшей огнестойкостью. В связи с этим в работе опробован вариант дополнительного введения в раствор силиката натрия золя диоксида кремния в виде аэросила промышленной марки А-175.

Модифицирующими добавками выбраны коллоидный кремнезем в виде аэросила и глицерин. Аэросил увеличивает скорость гелеобразования, глицерин играет роль вспенивающего реагента и увеличивает

пластичность композиции. Характеристика компонентов, используемых для получения терморазбухающего геля, приведена в таблице 1. По ранее полученным данным установлено, что оптимальным количеством аэросила является 7 мас. %, глицерина – 10 мас. % [6]. В данной работе приведены результаты исследований, полученные на жидкостекольных композициях двух составов (табл. 2).

Таблица 1

Характеристика компонентов, используемых для получения терморазбухающего геля

Название	Формула	pH	плотность	Специфические свойства
Жидкое стекло	$\text{Na}_2\text{O} \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	11.8 3	1.485 г/см ³	силикатный модуль 2.5
Глицерин	$\text{C}_3\text{H}_5(\text{OH})_3$	< 7	1.260 г/см ³	температура кипения 290°C
Тетраметиламмония гидроксид	$(\text{CH}_3)_4\text{NOH}$	2.87	1.240 г/см ³	20 % водный раствор
Сорбит	$\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_6$	5.0- 7.5	1,49 г/см ³	температура кипения 296°C
Коллоидный кремнезем (суспензия)	SiO_2	3,8 -4,5	40 -60 г/дм ³	размер частиц от 10 до 40 нм

Таблица 2

Составы и свойства жидкостекольных композиций

Компоненты жидкостекольной композиции	Содержание компонента, мас.%	
	состав 1	состав 2
Жидкое стекло	82	75
Гидроксид тетраметиламмония	3	3
Глицерин	10	10
Сорбит	5	5
Аэросил	-	7
Свойства композиции		
Условная вязкость, Пас с	98,32	98,87
Плотность, г/см ³	1,430	1,445
Водородный показатель	11,440	11,310

Исследование поведения композиций при нагревании проведенное в интервале температур от 30 до 90 °С показало следующее. С увеличением температуры процесс гелеобразования протекает интенсивнее по сравнению с процессами, идущими при комнатной температуре. При добавлении аэросила терморазбухающая композиция достигает состояния геля при температуре 75°C (табл. 3).

Таблица 3

Результаты исследования скорости гелеобразования при нагревании

Состав	Время испытания, мин	Температура, °С	Показатель текучести	Тип раствора
1	В момент испытания	23,5	0,34	вязкотекучее состояние
	10	30	0,36	слабый гель
	20	40	0,37	
	30	50	0,37	
	40	60	0,39	
	50	75	0,4	
	60	90	0,4	
2	В момент испытания	23,5	0,34	вязкотекучее состояние
	10	30	0,37	слабый гель
	20	40	0,45	
	30	50	0,55	
	40	60	0,57	
	50	75	0,6	

Полученные композиции были нанесены на образцы листового стекла и обработаны в сушильном шкафу при температуре 75 °С. Лабораторные образцы противопожарных стекол испытаны на огнестойкость путем воздействия пламени горелки. Установлено, что при температуре от 350 до 530°C прозрачный гель

переходит в пористый изолирующий материал. При этом интенсивное обугливание геля наступает при температуре 500°C и выше. В отличие от образцов без модифицирующих добавок (аэросила и глицерина), для полученных образцов исследуемых составов не наблюдается вытекание геля.

Таким образом, установлено влияние модифицирующих добавок органической (глицерин) и неорганической (аэросил) природы на свойства жидкостекольной композиции. Введение в композицию аэросила в количестве 7 мас % увеличивает силикатный модуль до 3, что приводит к увеличению вязкости и в конечном итоге росту скорости гелеобразования. Наряду с химическим составом на поведение жидкого стекла активное влияние оказывает ее температура. В случае использования аэросила достаточной для образования геля является температура 75 °С.

Литература

1. Akonda M.H., Kandola B.K., Horrocks A.R., Myler P. The effect of fibrous reinforcement on optical and impact performance of fibre-reinforced transparent glass composites. *Journal of Materials Science*, 49 (2014) pp. 1903 – 1913.
2. Dembele S., Rosario R. A. F., Wang Q. S. and al. Thermal and Stress Analysis of Glazing in Fires and Glass Fracture Modeling with a Probabilistic Approach. *Numerical heat transfer part b-fundamentals*, 58 (2010) pp. 419 – 439.
3. Dembele S, Rosario Ricardo A. F, Wen Jennifer X. Thermal breakage of window glass in room fires conditions - Analysis of some important parameters. *Building and Environment*, 54 (2012) pp. 61 – 70.
4. Guangzheng Shao, Qingsong Wang, Han Zhao and al. Maximum temperature to withstand water film for tempered glass exposed to fire. *Construction and Building Materials*, 57 (2014) pp. 15-23.
5. Kang Kai. Assessment of a model development for window glass breakage due to fire exposure in a field model. *Fire safety journal*, 44 (2009) pp. 415 – 424.
6. Буймов Я.Е., Мартынова А.В. Прозрачный терморазбухающий гель для противопожарного остекления // Молодежь наука технологии: идеи и перспективы (МНТ-2014): Материалы I Международной научной конференции студентов и молодых ученых. – Томск, 2014. – С. 243 – 244.

МАГНИЙСИЛИКАТНЫЕ ВОДОСТОЙКИЕ КОМПОЗИЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕЛЕВОЙ СВЯЗКИ

С.К. Казанцева

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Разнообразие природных минеральных ресурсов Российской Федерации способствует развитию широкого ассортимента строительных материалов. Сейчас широкое развитие получили строительные материалы на основе цементных и гипсовых вяжущих.

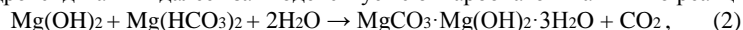
Однако в последнее время на рынке строительных материалов начинают вновь появляться строительные материалы и изделия на основе магнезиального вяжущего. Основным ограничением широкого использования магнезиальных вяжущих является повышенная влажность окружающего воздуха, так как в таких условиях прочность затвердевшего материала резко падает, причиной этому является образование водорастворимых продуктов гидратации и твердения [1,3].

При использовании традиционных жидкостей затворения растворов хлоридов и сульфатов магния в конечных продуктах присутствуют такие вещества как тригидроксидхлорид ($3\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$) или тригидроксисульфат ($3\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgSO}_4 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$) магния, которые способны растворяться в воде. Этим обусловлена низкая водостойкость изделий на основе магнезиального вяжущего. Для уменьшения гигроскопичности и увеличения водостойкости, наряду с применением минеральных добавок, целесообразно использовать другие виды жидкостей затворения. Целесообразность применения затворителей, отличающихся от растворов солей магния, это получение водонерастворимых соединений. Так, нами предлагается использовать в качестве жидкости затворения раствор бикарбоната магния, получаемый карбонизацией газа суспензии MgO в автоклаве при давлении 0,9 МПа.

При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



с образованием гидрата гидрокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный бикарбонат магния:



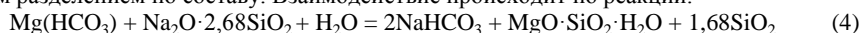
Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния с образованием новой порции гидрата гидрокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магнезиального цемента, обеспечивающих его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние. В результате протекания реакций гидратации и твердения с участием бикарбоната магния образуются нерастворимые в воде соединения - $\text{Mg}(\text{OH})_2$ и MgCO_3 , а также гидрокарбонаты магния различного состава. За счет этого образцы магнезиального вяжущего не разрушаются в

водных условиях. Отсутствие растворимых соединений в цементном камне из такого вяжущего предопределяет его повышенную водостойкость с коэффициентом водостойкости более 1, и такой цементный камень твердеет с увеличением прочности не только в воздушной среде с относительной влажностью более 75 %, но и в воде после предварительного твердения на воздухе в течение [2].

Известно, что магнийсиликатные композиции обладают повышенными показателями по прочности и водостойкости. Данные композиции составляют за счет введения минеральных активных добавок в состав магнезиального вяжущего. Установлено также, что получение высокоактивной жидкости затворения для магнезиального вяжущего, имеющей в своем составе наноразмерные минеральные частицы коллоидного кремнезема и гидросиликата магния, возможно при смешении раствора бикарбоната магния и жидкого стекла. При затворении полученным веществом каустического магнезита смесь приобретает ярко выраженные тиксотропные свойства, что является положительным эффектом для использования разрабатываемых бетонов в качестве ремонтных составов.

Целью настоящей работы является исследование процессов гидратации и твердения магнезиального вяжущего при использовании модифицированной жидкости затворения.

При смешении жидкого стекла и раствора бикарбоната магния образуется гелеобразная масса с видимым разделением по составу. Взаимодействие происходит по реакции:



Для исследования взаимодействия модифицированной жидкости затворения и магнезиального вяжущего использовали каустический магнезит, каустический брусит и модифицированную жидкость затворения.

Была определена нормальная густота цементного теста, которая составила 70 %. Изготовлены экспериментальные образцы магнезиального вяжущего размером 2×2×2 см из теста нормальной густоты.

После суточного твердения на воздухе образцы извлекались из форм и далее твердели в различных условиях: на воздухе, в воздушно-влажных условиях и в воде. Через определенное время твердения образцы испытывались на прочность при сжатии. Результаты испытаний представлены в таблице 1.

Таблица 1

Прочность при сжатии образцов магнезиального вяжущего твердеющих в разных условиях

Магнезиальное вяжущее	Среда твердения	Прочность при сжатии, МПа			
		3 сут.	7 сут.	14 сут.	28 сут.
Каустический брусит	Воздушная	4,761	13,403	11,200	13,090
	Воздушно – влажная	4,389	7,927	6,500	7,743
	Водная	3,136	6,702	5,232	7,506
Порошок магнезиальный каустический	Воздушная	8,365	8,656	9,602	10,052
	Воздушно – влажная	10,013	20,725	20,989	26,388
	Водная	10,958	17,840	15,389	25,134

Из результатов данной таблицы прочности образцов можно сделать вывод, что в начальные сроки твердения 3-7 суток темп нарастания прочности магнезиального цемента высокий. Далее набор прочности несколько замедляется. Коэффициент водостойкости образцов в 28-ми суточном возрасте, который определяется как отношение прочности при сжатии образцов, твердевших в воде, к прочности при сжатии образцов, твердевших на воздухе, составляет 1,3. На основании этого можно сделать вывод, что полученные магнийсиликатные композиции имеют повышенную водостойкость.

В ходе проведения эксперимента была определена пластическая прочность магнезиальных порошков. Способ определения часовой пластической прочности магнезиального вяжущего, включает измерение глубины погружения h (мм) в смесь металлического конуса через фиксированные промежутки времени. Для этого готовили смесь на основе каустического брусита и каустического магнезита, затворенную гелевой смесью и оставляли твердеть на определенное время (1,3,8 часов). Расчетное определение пластической прочности (τ) проводят по формуле(1):

$$\tau = \frac{k \cdot P}{h^2} \quad (5)$$

где P - масса конуса со скользящим стержнем, г;

k - коэффициент, зависящий от угла при вершине конуса.

результате проведенного исследования представлены на рисунке 1.

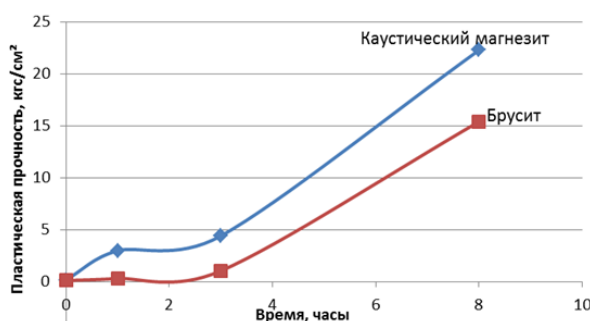


Рис. 1 Изменение пластической прочности магнезиальных образцов от времени твердения

Была получена зависимость нарастания пластической прочности образцов от времени твердения. При этом образцы на основе каустического магнезита имеют более высокие показатели по пластической прочности, чем на основе каустического брусита. Также отмечается высокая интенсивность набора пластической прочности образцов на основе каустического магнезита.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что заменяя традиционную жидкость затворения магнезиальных вяжущих на модифицированную гелевую смесь, можно получить прочные композиции с высокой водостойкостью, которая будет создаваться за счет образования твердых нерастворимых соединений.

Литература

1. Легостаева Н.В. Магнезиальные вяжущие и изделия на их основе из магнезитов Савинского месторождения: диссертация ... кандидата технических наук: 05.17.11.- Иркутск, 2006.- 152 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-5/2.
2. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магнезиального вяжущего. // Техника и технология силикатов, 2010 – Т.17, – № 3. – С.19-22.
3. Мирюк О. А. Смешанное магнезиальносиликатное вяжущее // Теоретические и методологические проблемы современных наук: материалы IX Международной научно-практической конференции (Новосибирск, 5 октября 2013 г.). – Новосибирск: ООО агентство «Сибпринт», 2013. – С. 182-187.

ГЛИНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕРЛИНСКОЕ» КАК ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ФАРФОРА

М.Е. Курбанбаев, А. Акмырза

Научный руководитель профессор Б.О. Есимов

Южно-Казахстанский государственный университет им. М.Ауэзова, г. Шымкент, Республика Казахстан

Электротехнический фарфор относится к твердому виду фарфора, служит в качестве электроизолирующего материала для токов высокого и низкого напряжения [1].

Ассортимент электроизоляционных фарфоровых изделий в промышленности, технике и быту весьма разнообразен. Электротехнический фарфор обладает очень хорошими электрическими свойствами даже при высоких температурах. Кроме того, он имеет хорошую прочность на пробой и к токам утечки, устойчив к коррозии и старению.

Одним из основных компонентов, используемых в производстве электротехнического фарфора, являются огнеупорные и тугоплавкие беложгущиеся глины. Глинистые материалы придают фарфоровым массам формовочные и литьевые свойства, механическую прочность в воздушно-сухом состоянии и необходимые эксплуатационные свойства: механическую прочность и химическую стойкость после обжига [2].

Выбор глинистых материалов для исследований на пригодность в качестве сырья для производства электротехнического фарфора является очень ответственной задачей, так как от физико-химических свойств глин, вводимых в состав сырьевой смеси, зависят качественные характеристики готовых изделий. Важнейшим требованием к глинам, применяющимся для производства фарфоровых изделий электроизоляционного назначения, является соблюдение определенного баланса химического состава в части содержаний Al_2O_3 , Fe_2O_3 , TiO_2 , CaO , SO_3 .

Электротехнические фарфоровые изделия в Казахстане пока не выпускаются, а заводы по производству фарфора хозяйственно-бытового назначения ориентированы на привозное минеральное сырье из стран СНГ.

В сложившейся ситуации исследования по вовлечению сырьевых материалов из наиболее перспективных местных месторождений для подъема фарфоровой промышленности представляются весьма актуальными.

В Казахстане имеется ряд месторождений огнеупорных и тугоплавких глин. Нами был проведен анализ свойств глинистого сырья месторождений Танкерисское, Нижне-Ашутское, Верхне-Ашутское, Берлинское, Ленгерское, Каскауское, Баганалы и Кельтемашатское. Тщательно изучались сведения о технологических

свойствах глин СНГ, широко используемых для производства фарфора и электрофарфора. В итоге для всесторонних опытно-экспериментальных исследований нами выбраны глины месторождения Берлинское.

Месторождение глин Берлинское расположено на границе Комсомольского района Костанайской области и Троицкого района Челябинской области, в 22 км западнее ж/д станции Бусколь и связано с ней ж/д веткой. Район экономически освоен. Приурочено к Троицко-Кенгусайскому мегантиклинорию и локализовано в зоне перехода Зауральского пенеплена и континентально-морской аккумулятивной равнины Западно-Сибирской низменности. Продуктивная толща является озерной фацией отложений наурзумской свиты верхнего олигоцена и представлена горизонтальной пластовой залежью каолиновых глин. В подошве залегает одновозрастной мелкозернистый кварцевый песок, в кровле – разнородный песок того же возраста. Средняя мощность кровли 4,5 м. Длина залежи 18000 м, ширина 4000-9000 м, мощность 0-9 (4,5 м), глубина залегания кровли 4-4,5 м. Пласт не выдержан по мощности, выклинивание его постепенное [3].

Для решения задач исследований была отобрана представительная технологическая проба глин месторождения.

Результаты химического анализа технологической пробы глин показали, % по массе: SiO_2 – 49,50; Al_2O_3 – 30,9; Fe_2O_3 – 1,84; TiO_2 – 0,92; CaO – 0,61; MgO – 0,071; K_2O – 0,78; Na_2O – 0,11; SO_3 – 0,021; MnO – 0,008; ппп – 12,87.

Рентгенофазовым анализом установлено, что необогащенные глины Берлинского месторождения состоят из следующих минералов: каолинита - $d/n = 7,138; 3,562; 2,5599; 2,7498$; кварца - $d/n = 3,351; 3,3458; 1,819$; гидрослюда - $d/n = 5,009; 2,1097; 1,9801$; монтмориллонита - $d/n = 4,5001; 2,5509; 1,701$.

С целью снижения содержания красящих оксидов были проведены исследования по их обогащению. Процесс обогащения, как известно, повышает содержание ценных минералообразующих пород в природном сырье без изменения его химического состава, стабилизирует состав и технологические свойства масс, повышает качество изделий и производительность оборудования, снижает транспортные расходы и улучшает технико-экономические показатели производства.

Выбор способа обогащения определяется химико-минералогическим составом сырья, условиями добычи, объемом производства, требованиями к обогащенному сырью и другими условиями. На основании анализа способов обогащения глин проведено обогащение в лабораторных условиях по безэлектролитной схеме мокрого обогащения.

По данным рентгенофазового анализа обогащенных глин Берлинского месторождения четко устанавливаются каолинит - $d/n = 7,142; 3,558; 3,824; 2,538; 2,477; 2,292; 1,788; 1,475; 1,291$; монтмориллонит и гидрослюда - $d/n = 4,509; 4,398; 3,211; 2,563; 2,438; 2,098; 1,488$. Также в глине присутствует кварц - $d/n = 4,238; 3,351; 2,271; 1,808$.

Были проведены исследования по определению технологических свойств глин обогащенных и необогащенных. Результаты исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1
Физико-химические свойства обогащенных и необогащенных глин Берлинского месторождения по ГОСТ 9169-75

№ п/п	Основные показатели глинистого сырья	Характеристика глин по ГОСТ 9169-75 «Сырье глинистое для керамической промышленности. Классификация»		
		Рекомендуемые для производства фарфоровых изделий	Глины Берлинского месторождения	
			необогащенные	обогащенные
1.	Огнеупорность, °С	огнеупорные	огнеупорные, 1590 –1750	огнеупорные, 1630 –1790
2.	Содержание (массовая доля) Al_2O_3 , %	-	основные, 30,9	основные, 32,15
3.	Содержание красящих оксидов ($\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$), %	глины с низким содержанием красящих оксидов	со средним содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 -1,84; TiO_2 -0,92	со средним содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 -1,89; TiO_2 - 1,01
4.	Минеральный состав		каолинит- гидрослюдистые	каолинит- гидрослюдистые
5.	Содержание тонкодисперсных фракций (менее 10 мкм или 0,01 мм), %	-	высокодисперсные, 99,2	высокодисперсные, 100
6.	Количество включений (более 0,5 мм), %	-	с высоким содержанием, 21,9	-
7.	Вид преобладающих включений		кварц	-
8.	Число пластичности	-	умереннопластичные, 10,4-15,9	среднепластичные, 15-22

9.	Механическая прочность на изгиб в сухом состоянии, МПа (кг/см ²)	более 1 МПа (10 кг/см ²)	0,42-4,73 (2,5)	4,7
10.	Температура спекания, °С	-	среднетемпературного спекания, 1240	среднетемпературного спекания, 1300
11.	Степень спекания (водопоглощение образца без признаков «пережога»), %	-	сильноспекающиеся, менее 2	сильноспекающиеся, менее 2
12.	Содержание свободного кремнезема, %	-	со средним содержанием, 21,9	с низким содержанием, 2,3
13.	Интервал спекания, °С	-	340	320

Исследования основных технологических свойств глин месторождения «Берлинское» показали, что после обогащения они соответствуют требованиям ГОСТ 9169-75 и могут быть использованы в качестве сырья при производстве фарфора электроизоляционного назначения.

Литература

1. Августиник А.И. Керамика. Изд. 2-е, перераб. и доп.-Л.: Стройиздат, 1975.-592с.
2. Вакалова Т.В., Хабас Т.А., Верещагин В.И., Погребенков В.М. Глины. Особенности структуры и методы исследования. - Томск., 2005. - 248с.
3. Месторождения горнорудного сырья Казахстана. Справочник. В 3-х томах. Под. ред. А.А. Абдулина, Х.А. Бесплаева, Э.С. Воцалевского, С.Ж. Даукеева, Л.А. Мирошниченко. -Алматы: Министерство экологии и природных ресурсов РК. Т.2.2000. - 251с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕШАННЫХ ВЯЖУЩИХ

А.В. Лосевская

Научный руководитель старший преподаватель Е.А.Сударев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование эффективных и экологичных материалов отечественного производства в строительстве является одной из главных задач промышленности строительных материалов.

В последнее время имеют место быть вяжущие, состоящие из нескольких различных чистых вяжущих с добавлением некоторых видов добавок. И, как правило, получаемые композиции из этих вяжущих имеют свойства, которые присущи каждому из компонентов смеси [1]. В частности, смешение гипсового вяжущего с порландцементом и активными минеральными добавками позволяет увеличить не только водостойкость изделий из гипса, но и их прочность в ранние сроки твердения.

Такое смешанное вяжущее было предложено проф. А.В. Волженским с сотрудниками в 40-х годах XX века [1], и получило название как гипсоцементно-пуццолановое вяжущее (ГЦПВ).

Основное преимущество такого вяжущего состоит в том, что оно может твердеть как во влажных, так и в водных средах, имея такую же скорость схватывания, как у гипса. При этом ГЦПВ через 2-3 часа набирает до 35 % конечной прочности.

Поэтому целью данной работы являлось получение и исследование физико-механических свойств гипсоцементно-пуццолановых вяжущих, в которых в качестве активных минеральных добавок (пуццоланов) использовались сырьевые материалы природного и техногенного происхождения.

В качестве основных компонентов для получения ГЦПВ в данной работе использовались *гипс* Нукутского гипсового карьера (пос. Новонукутск, Иркутская область), *портландцемент ЦЕМ I 42,5(Б)* ООО «Топкинский цемент» (г. Топки, Кемеровская область), *микрокремнезем* ОАО «Кузнецкие ферросплавы» (г. Новокузнецк, Кемеровская область), *маршалит* Зикеевского месторождения (пос. Зикеево, Калужская область).

Основной химический состав материалов представлен в таблицах 1-4.

Таблица 1

Химический состав гипса Нукутского гипсового карьера

Химический состав, масс. %						
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	H ₂ O _{крст}
0,84-5,78	0,21-1,48	0,16-0,45	30,84-32,69	0,47-2,39	38,0-44,79	17,7-19,8

Таблица 2

Химический и минералогический состав портландцемента ЦЕМ I 42,5(Б) ООО «Топкинский цемент»

Химический состав, масс. %							Минералогический состав, масс. %				
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	ппп	C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF	CaO _{св}
21,36	5,51	4,15	67,15	1,35	1,35	0,24	65,4	14,5	7,5	12,4	0,20

$KH = 0,939$; $n = 2,21$; $p = 1,33$

Таблица 3

Химический состав микрокремнезема ОАО «Кузнецкие ферросплавы»

Химический состав, масс. %								
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	C	ппп
94-98	0,1-0,4	0,02-0,15	0,08-0,3	0,3-0,09	0,2-0,7	0,1-0,4	0,2-1,3	0,8-1,5

Таблица 4

Химический состав маршалита Зикеевского месторождения

Химический состав, масс. %				
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO+MgO	ппп
> 95	< 4	< 4	< 0,6	< 2

На основании исследованных сырьевых материалов были получены ГЦПВ различного состава (табл.5) путем тщательного перемешивания в лабораторной шаровой мельнице полуводного гипса, портландцемента и активной минеральной добавки (микрокремнезем и маршалит) до удельной поверхности 337,0 – 347,7 кг/м². Время перемешивания составляло 20 минут.

Далее полученные смеси затворяли водой (В/Т = 0,38 – 0,5) и из них формовали образцы размером 2×2×2 см, которые затем твердели на воздухе. Через определенные сроки твердения у образцов определяли основные физико-механические свойства: плотность, пористость и предел прочности при сжатии (табл.5).

Таблица 5

Физико-механические свойства ГЦПВ

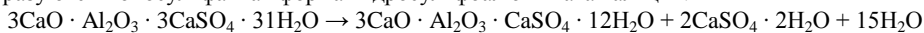
№ п/п	Состав (Г:ПЦ:ПД), масс. %	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Прочность при сжатии (МПа) после твердения в течение, сут			
				1	3	14	28
<u>Г:ПЦ:М1</u>							
1	75:15:10	1407	36,1	6,33	14,52	16,97	17,44
2	50:25:25	1260	44,9	3,81	11,47	12,0	14,22
3	60:20:20	1289	40,7	4,7	9,46	11,43	14,39
<u>Г:ПЦ:М2</u>							
4	75:15:10	1217	44,7	9,47	12,68	12,83	17,87
5	50:25:25	1196	45,8	3,98	8,65	12,9	14,24
6	60:20:20	1207	44,0	4,1	8,82	11,72	14,44

Г- гипс; ПЦ – портландцемент; ПД – пуццолановая добавка (М1- микрокремнезем; М2 – маршалит).

Из анализа табл. 5 видно, что увеличение содержания гипса в ГЦПВ (от 50 до 75 %) приводит к увеличению плотности ГЦПВ с содержанием микрокремнезема на 11,7%, а с маршалитом – на 2%. Это обусловлено более высокой реакционной способностью микрокремнезема с продуктами гидратации портландцемента и, как следствие, увеличение синтеза гидросиликатов кальция, придающих цементному камню более плотную структуру. Увеличение плотности приводит к снижению пористости у ГЦПВ с содержанием микрокремнезема на 19,6%, а с содержанием маршалита – на 2,4%, а также к увеличению прочности при сжатии: ГЦПВ с содержанием микрокремнезема увеличивается на 22,6%, в то время когда у ГЦПВ с содержанием маршалита на 25,5%.

Введение активных минеральных добавок предотвращает разрушение структуры за счет снижение концентрации гидроксида кальция в твердеющей системе до такого уровня, при котором происходит снижение содержания высокоосновных гидроалюминатов кальция (4CaO · Al₂O₃ · 13H₂O и 3CaO · Al₂O₃ · 6H₂O) за счет перехода в более устойчивые низкоосновные [2].

Поэтому в дальнейшем создаются условия для метастабильного существования этtringита. Благодаря этому образуются моносльфатная форма гидросульфалюмината кальция:



Этот переход сопровождается уменьшением объема твердой фазы в 1,55 раза, и, как следствие, уменьшением опасных напряжений в цементном камне.

Литература

1. Волженский А.В. Гипсоцементно-пуццолановые вяжущие, бетоны и изделия / А. В. Волженский, В. И. Стамбулко, А. В. Ферронская; ред. А. В. Волженский. – Москва: Издательство литературы по строительству, 1971. – 318 с.
2. Волженский А.В. Минеральные вяжущие вещества / А. В. Волженский, Ю. С. Буров, В. С. Колокольников. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1979. — 476 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЮМООКСИДНОГО СЫРЬЯ В КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛАХ С НИЗКОЙ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Д.А. Пашков

Научный руководитель профессор В.М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Алюмооксидное сырье находит широкое применение в современных материалах широкого спектра. Особое место занимает глинозем, получаемый традиционно из бокситовой руды по методу Байера. Таким образом удастся получать алюмооксидное сырье с очень малым количеством примесей, которое обладает рядом уникальных свойств, среди которых высокие механические, термические и электроизоляционные характеристики.

Высокоглиноземистая керамика давно используется в качестве диэлектрика с низкой константой диэлектрической проницаемости и низкими диэлектрическими потерями. Однако главным недостатком этого материала являются высокие температуры спекания и ряд вытекающих из этого проблем конструктивных проблем. Новым направлением в развитии диэлектрических материалов из корундовой керамики является LTCC (low temperature co-fired ceramic) технология, которая сочетает в себе достоинства и компенсирует недостатки этих материалов за счет добавления в состав легкоплавких стекол. Именно сочетание с легкоплавким компонентом обеспечивает спекания LTCC материала при пониженных температурах 850-1000°C, а также возможность использования металлических проводников с низкими потерями и внешних элементов корпусирования.

Поскольку исследования в данной области в России практически отсутствуют, то для анализа особенностей спекания и основных характеристик были выбраны LTCC системы аналогичные зарубежным производителям на основе Ba-B-Ca-Al-Si-O стеклокерамики и корундовой составляющей Al_2O_3 . Целью данной работы заключалась в приготовлении различных композиций стекол и корунда $\alpha-Al_2O_3$, исследовании особенностей спекания стеклокерамических композиций, выявлении основных характеристических температур для подобранных составов, определении их свойств в зависимости от содержания керамической составляющей.

Составы стекол, выбранные для экспериментальных исследований, приведены в таблице 1. Выбор компонентного состава стекол основывался на данных исследований в области LTCC, которые подтверждают максимальную эффективность содержания SiO_2 на уровне 60% в технологии шихт [2].

Таблица 1

Химический состав стекол

Обозначение стекло	Содержание оксидов в стекле, мас. %					
	CaO	Al_2O_3	B_2O_3	BaO	SiO_2	Na_2O+K_2O
H1	10	14	13	-	60	3
H2	7	5	7	18	60	3

В качестве сырьевых материалов для варки стекла использовались: SiO_2 марки ОВС-025-1, медицинский H_3BO_3 , $CaCO_3$ марки ЧДА, Na_2CO_3 марки ЧДА, K_2CO_3 марки Ч, $Al(OH)_3$ марки Ч, $BaCO_3$ марки ЧДА. Варка стекол производилась в корундовых тиглях в электрической печи вертикального типа с карбид-кремневыми нагревателями при температуре 1400°C, после чего расплав стекол был вылит на металлическую плиту. В качестве керамической составляющей использовался технический кальцинированный глинозем марки NO105RA производства фирмы Nabalox, с преобладанием $\alpha-Al_2O_3$. Дисперсность материалов достигалась при последовательном дроблении и измельчении в шаровой мельнице с корундовыми мелющими телами и фарфоровой футеровкой. Зерновой состав определен на анализаторе удельной поверхности NOVA 2200-е методом БЭТ и приведен в таблице 2.

Таблица 2

Характеристика исходных материалов

Наименование	Средний размер зерна, мкм
$\alpha-Al_2O_3$	1,243
Стекло H1	3,340
Стекло H2	3,924

На основании полученных значений температур растекания стекол H1 и H2 и рассчитанных значений диэлектрических характеристик подобраны композиции для приготовления литьевых суспензий. Подготовленные сырьевые материалы были взяты в соотношениях 54 мас.% стекла H1 и 46 мас.% $\alpha-Al_2O_3$; 60 мас.% стекла H2 и 40 мас.% $\alpha-Al_2O_3$. Приготовление суспензий на основе поливинилбутирала и дибутилфталата проведено в фарфоровом барабане с корундовыми мелющими телами. Для полученных керамических суспензий вязкость определялась на роторном вискозиметре OFITE Модель 1100 и составляла 2-2,5 Па·с. Пленка отлита на лабораторной установке тонкопленочного литья KEKO CAM-L25TB с регулировкой толщины ленты формирующим ножом.

Для подбора режима обжига полученные пленки подвергнуты термическому анализу на синхронном термическом анализаторе Neizch STA449 F3 Jupiter. Для анализа особенностей спекания полученные составы

обжигались на корундовых подложках с соответствующим температурным режимом в диапазоне температур от 800 до 1000°C. После обжига усадка (по осям XY и Z), пористость, водопоглощение и плотность образцов были определены методом гидростатического взвешивания с вакуумированием.

Наиболее спеченные образцы для композиции 54 мас.% H1 + 46 мас.% α -Al₂O₃ получены при температуре 950°C: пористость 0,414%, относительная плотность 97,11%, огневая усадка 10,22% (XY) и 58,33% (Z), при этом рассчитанное значение константы диэлектрической проницаемости составляет 7,065. Для композиции 60 мас.% H2 + 40 мас.% α -Al₂O₃ спекание до нулевого водопоглощения происходит при температуре 975°C, при этом пористость составляет 0,524%, относительная плотность 93,56%, огневая усадка 10,79% (XY) и 61,67% (Z) и константа диэлектрической проницаемости составляет 7,409.

Исследование ТКЛР композиций произведено на оптическом дилатометре Neizch DIL 402 PC и составило для композиции с 54 мас.% H1 $\alpha_{20-300}=6,9420 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, а для композиции с 60 мас.% H2 $\alpha_{20-300}=6,1903 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Исследование фазового состава указанных композиций проведено на рентгеновском дифрактометре типа ДРОН-3М. Результаты отображены на рисунках 1 и 2.

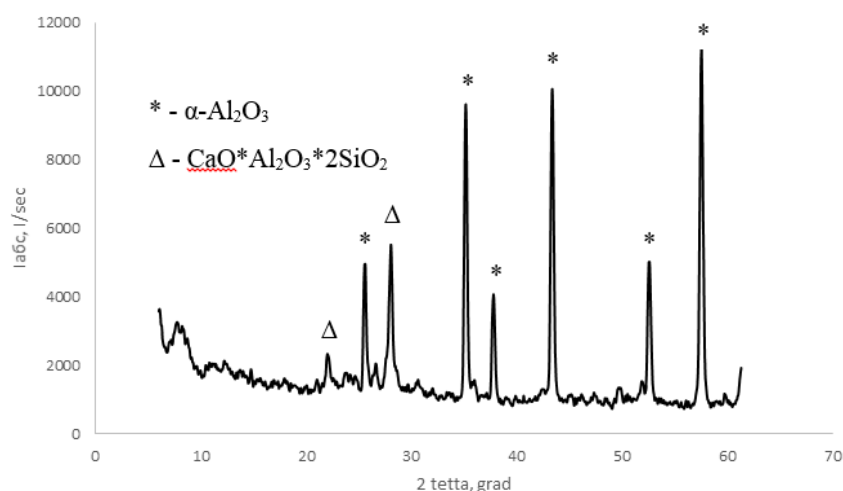


Рис.1 Рентгенограмма композиции 54 мас.% H1 + 46 мас.% α -Al₂O₃

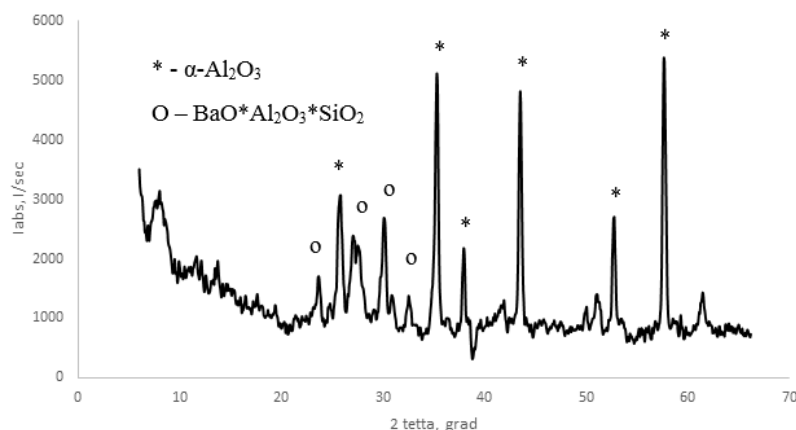


Рис.2 Рентгенограмма композиции 60 мас.% H2 + 40 мас.% α -Al₂O₃

Исследованные стеклокерамические композиции на основе боросиликатных стекол обладают необходимыми диэлектрическими характеристиками и невысоким ТКЛР и пригодны для использования в технологии LTCC. Однако в ходе работы для них получены невысокие значения относительной плотности при высоких температурах спекания, что свидетельствует о наличии внутренней пористости и, как следствие, высоких значений диэлектрических потерь.

Литература

1. Балкевич В.Л. Техническая керамика— М: Стройиздат, 1984. — 256 с.
2. Ming Liu, Hongqing Zhou. Low Temperature Sintering and Dielectric Properties of Ca-Ba-Al-B-Si-O Glass/Al₂O₃ Composites for LTCC Applications// Journal of Wuhan University of Technology-Mater. Sci. Ed., 2013. - № 28. - P. 1085 – 1090.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК ДИАБАЗОВОЙ И ГРАНИТОИДНОЙ ПОРОД НА СПЕКАЕМОСТЬ ЛЕГКОПЛАВКОГО ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ

А.П. Потапова, А.С. Киснер, М.А. Бурыхина, Л.П. Говорова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В состав природного глинистого сырья всегда входит большое количество примесей, поэтому процесс спекания алюмосиликатной керамики на его основе протекает по жидкофазному механизму. Сущность данного процесса заключается в заполнении образующимся расплавом свободного пространства внутри зерен и между ними и уплотнении структуры обжигаемого материала.

При спекании керамики протекают следующие внутренние процессы: изменение формы и размеров пор, снижение внутренних формовочных напряжений, рост кристаллов, образование жидкой фазы, снижение концентрации дефектов кристаллической решетки и т.д. Результатом процесса спекания является упрочнение материала, которое происходит благодаря увеличению числа контактов между частицами.

Активирование процесса спекания может происходить за счет введения добавок-минерализаторов, которые изменяют условия реакции по сравнению с её протеканием в смеси чистых реагентов [3]. Минерализующие добавки деформируют кристаллическую структуру спекаемых фаз в процессе плавления. Также они способствуют увеличению площади соприкосновения между реагентами, повышают скорость диффузии и всего процесса в целом [1].

Помимо добавок оксидов, солей, щелочей и других соединений на практике используют природные добавки [2]. Такие добавки играют роль плавней, введение которых в керамическую массу способствует понижению температуры её спекания, повышает плотность обожженного черепка и его прочность на сжатие, а также способствует уменьшению его водопоглощения.

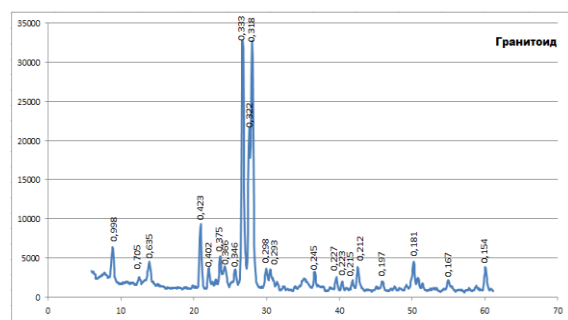


Рис.1 Рентгеновская дифрактограмма гранитоида Черноярского месторождения

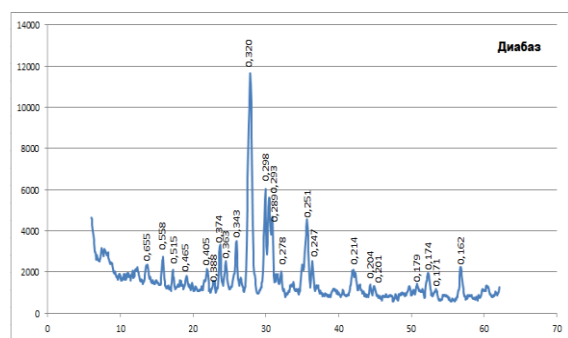


Рис.2 Рентгеновская дифрактограмма диабаза Назаровского месторождения

В данной работе объектом исследования в качестве спекающих добавок явились диабазовая порода Назаровского месторождения и гранитоидная порода Черноярского месторождения Красноярского края

Гранитоиды – это группа кислых и переходных к средним полнокристаллических магматических и метаморфических пород; включают граниты, гранодиориты и их разновидности. Гранитоидные породы представляют собой полиминеральные породы и в большинстве своем состоят из полевого шпата, кварца, роговой обманки, биотита и ильменита. Нередко темноцветные минералы частично или полностью замещаются вторичными минералами: карбонатом, хлоритом, магнетитом, гематитом, вторичной роговой обманкой, гидробиотитом, эпидотом.

Диабаз – палеотипный аналог основных магматических горных пород (базальта и долерита). Близок к ним по минеральному и химическому составу, а также структурам. Состоит из плагиоклаза, по которому развиваются альбит, пренит, эпидот, цоизит, карбонаты; моноклинного пироксена, замещаемого амфиболом; оливина и серпентиновых псевдоморфоз по нему; магнетита и титаномагнетита с вторичным лейкоксеном. В некоторых разновидностях в виде микропегматитовых агрегатов присутствуют кварц и калиевый полевой шпат. Цвет темно-серый или зеленовато-чёрный [4].

Анализ результатов обработки рентгеновской дифрактограммы (рисунок 1) свидетельствует о том,

что исследуемый гранитоид сложен смесью кварца с полевошпатовыми минералами в виде калиевого полевого шпата (ортоклаза, микроклина) с натриевым полевым шпатом (альбитом) и слюдистым минералом в форме биотита – калий-алюминий-магний-железосодержащей слюдой, присутствие которых определяет перспективность использования данного гранитоида в качестве плавня в составах керамических масс.

Рентгенографически установлено, что исследуемый диабаз представляет собой полиминеральную породу, сложенную смесью олигоклаза (изоморфная смесь из 10 – 30 % анортита $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$ и 70 – 90 % альбита $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$), анортита, авгита (магнезиально-железистый силикат, пироксен), калиевого (альбита) и кальциевого (анортита) полевых шпатов, серпентинита и магнетита (рисунок 2).

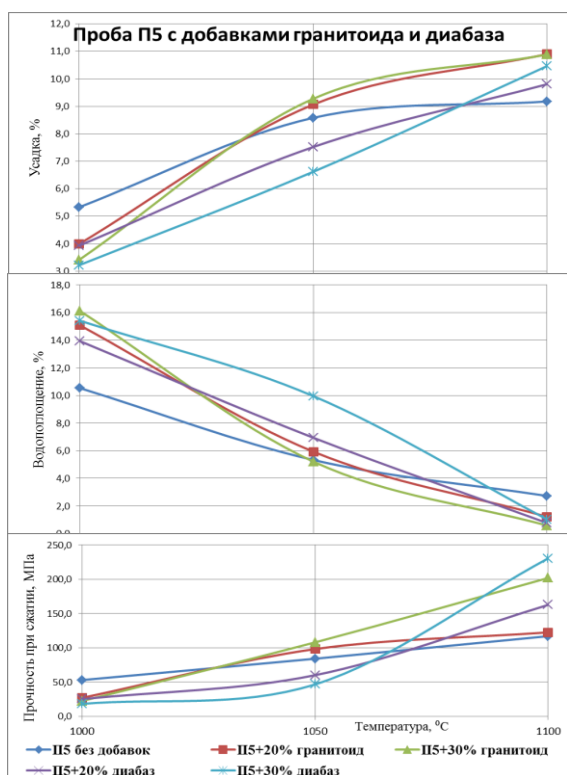


Рис. 3 Влияние добавок гранитоида и диабазы на спекаемость глинистой породы Первомайского месторождения (проба П5)

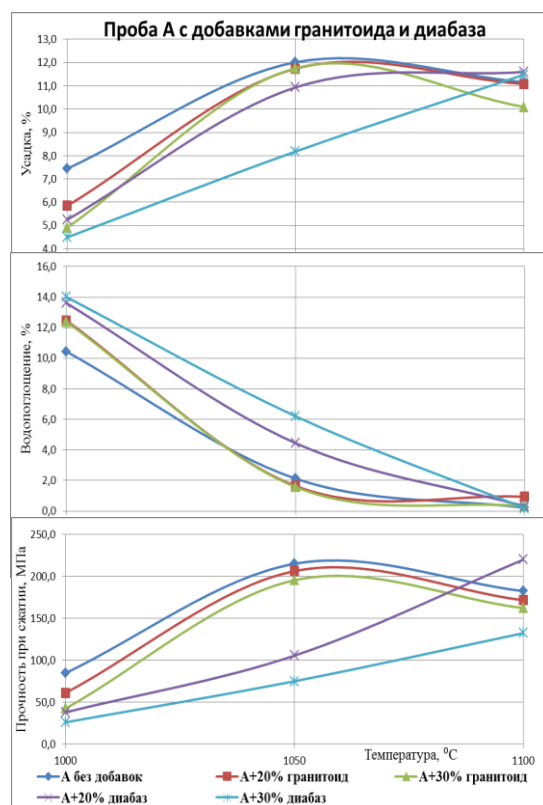


Рис. 4 – Влияние добавок гранитоида и диабазы на спекаемость глинистой породы Первомайского месторождения (проба А)

Добавки исследуемых диабазы и гранитоида вводились в состав глинистых пород Первомайского месторождения Красноярского края: проба глинистого сырья П5 и проба аргиллитовой глины А.

Исследования показали, что введение добавок гранитоида и диабазы в пробу П5 положительно сказывается на спекаемости керамической массы (рисунок 3). Добавка гранитоида в количестве 20 и 30% уже при температуре 1050 °С незначительно увеличивает прочность образцов полусухого прессования, дальнейшее повышение температуры обжига до 1100 °С ведет к упрочнению структуры. Образцы пробы П5 с добавками гранитоида и диабазы в количестве 20 и 30% при температуре обжига 1100 °С переходят в плотноспеченное состояние, о чем свидетельствует водопоглощение образцов менее 2%, в то время как водопоглощение образцов из пробы П5 без добавок остается на уровне 3%. Следует отметить, что наибольший положительный эффект на прочностные характеристики образцов оказывают гранитоида и диабазы в количестве 30%: прочность данных образцов составляет 200 и 230 МПа соответственно.

В случае пробы А глинистых пород Первомайского месторождения введение добавок не оказало положительного влияния (рисунок 4). При температурах обжига 1000 – 1050 °С прочность образцов с добавками ниже, чем у образцов из чистой пробы А. Дальнейшее повышение температуры также не возымело положительного упрочняющего эффекта, за исключением образцов с 20%-ой добавкой диабазы, но даже в этом случае упрочняющее действие оказалось незначительным.

Различное влияние спекающих добавок на пробу глинистого сырья П5 и пробу аргиллитовой глины А может быть связано с различной природой данного сырья. Проба П5, представляет собой глину пылеватую с содержанием песчаных частиц 14,36% и глинистых частиц – 58,01%. Аргиллитовая глина Первомайского месторождения (проба А) представляет переходный тип между глиной пылеватой и глиной пластичной при практически полном отсутствии песчаной фракции (1,65%) и с содержанием глинистой фракции 64,49%. Введение спекающих добавок в пробу П5 обеспечивает образование необходимого количества расплава, который заполняет пространство между твердыми песчаными частицами и стягивает их между собой. В случае аргиллитовой глины введение добавок, напротив, приводит к резкому повышению количества расплава, в результате чего при остывании количество стеклофазы преобладает над количеством кристаллической фазы. Это приводит к снижению прочностных характеристик.

Таким образом, введение спекающих добавок в пробу П5 приводит к существенному увеличению прочности образцов – на 50-100 МПа. В то время как введение аналогичных добавок в состав пробы А не оказывает существенного положительного влияния на прочность образцов.

Литература

1. Вакалова Т.В., Решетова А.А., Погребенков В.М., Верещагин В.И. Активация процесса синтеза муллита и спекания алюмосиликатной керамики на основе огнеупорного глинистого сырья. // Огнеупоры и техническая керамика, 2009, - №7-8 – с.74 – 80.
2. Johnson, S.M., Pask, I.A. Role of impurities of formation of mullite from kaolin and Al_2O_3 - SiO_2 mixtures // Amer. Ceram.Soc. Bull., – 1982. – V. 62. – № 8. – P. 838 – 842.
3. Киселев И.М., Дуткина Н.Н. Изучение влияния минерализаторов на процесс образования муллита при обжиге глины. Чебоксары, 1977. – 24 с.
4. Лыткина Е. В. Костролитовые и ксилолитовые строительные материалы на основе магнезиальных вяжущих веществ с минеральными добавками: Автореферат. Дис. канд. Тех. Наук. – Новосибирск, 2011 г. – 18 с.

МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЛЕГКОПЛАВКОГО ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

А.И. Рыбалова¹, Л.П. Говорова¹, Л.А. Загайнова²

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «Красноярский завод пропантов», г. Ачинск, Россия

Современные технологии большинства видов алюмосиликатной керамики базируются на использовании глинистого сырья, которое играет роль природного связующего материала на стадии формования и является кристаллообразующим компонентом на стадии обжига. Особенностью современной отечественной базы керамического сырья является истощение общих запасов высококачественных глин и каолинов, что обуславливает вынужденное вовлечение в производство более доступных местных глинистых пород.

Легкоплавкие глинистые породы Первомайского месторождения (Красноярский край) представляют интерес с точки зрения применения в технологии окрашенной алюмосиликатной керамики, поэтому целью данной работы явилось исследование их физико-химических и структурно-минералогических особенностей.

Гранулометрический состав глинистого сырья определялся седиментационным (пипеточным) методом по ГОСТ 21216.2-81. В качестве диспергатора использовался пиррофосфорнокислый натрий, концентрацией 40 г/л.

Сопоставительный анализ результатов проведенного исследования гранулометрического состава показал, что в случае первомайского глинистого сырья проба верхнего слоя (П1) по содержанию тонкодисперсной фракции (размером менее 1 мкм) по ГОСТ 9169-75 относятся к группе дисперсного глинистого сырья, отличается высоким содержанием песчаных частиц (до 50%) и представляет собой суглинок тяжелый. Пробы среднего (П2), прослойки (П3) и нижнего слоев (П4) характеризуются практически полным отсутствием песчаных частиц, высоким содержанием глинистых частиц, что позволяет отнести их к типу глин

пластичных. Технологическая проба первомайского глинистого сырья (проба П-5, полученная объединением всех 4-х проб П-1; П-2; П-3 и П-4 в соотношении 1:1:0,3:1 соответственно) представляет собой глину пылеватую с содержанием песчаных частиц до 15% (14,36%) и глинистых частиц – до 60 % (58,01%). Аргиллитовая глина Первомайского месторождения (А) представляет переходный тип между глиной пылеватой и глиной пластичной при практически полном отсутствии песчаной фракции (1,65%) и с содержанием глинистой фракции более 60% (64,49%).

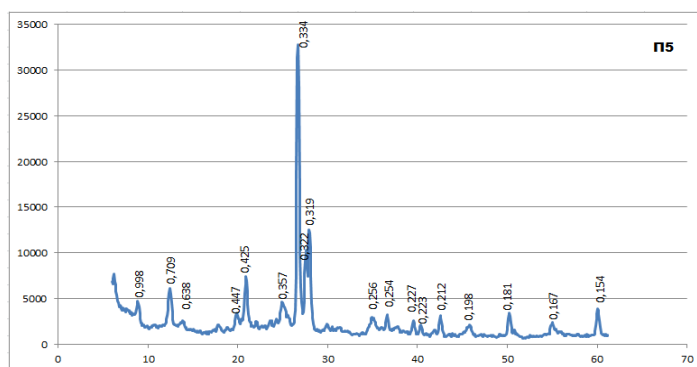


Рис.1 Рентгеновская дифрактограмма объединенной пробы глинистой породы Первомайского месторождения П-5

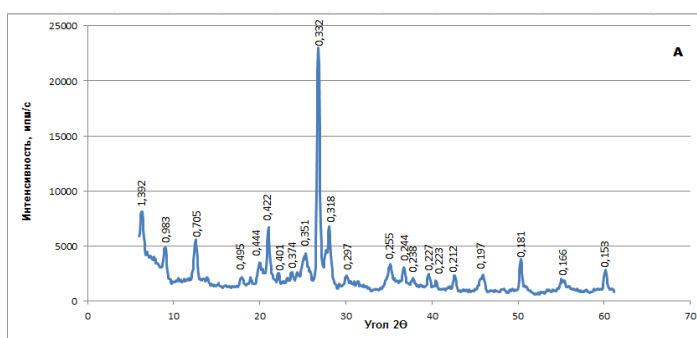


Рис.2 Рентгеновская дифрактограмма пробы аргиллитовой глинистой породы Первомайского месторождения А

пластичных. Технологическая проба первомайского глинистого сырья (проба П-5, полученная объединением всех 4-х проб П-1; П-2; П-3 и П-4 в соотношении 1:1:0,3:1 соответственно) представляет собой глину пылеватую с содержанием песчаных частиц до 15% (14,36%) и глинистых частиц – до 60 % (58,01%). Аргиллитовая глина Первомайского месторождения (А) представляет переходный тип между глиной пылеватой и глиной пластичной при практически полном отсутствии песчаной фракции (1,65%) и с содержанием глинистой фракции более 60% (64,49%).

Минералогический состав исследуемых проб глинистого сырья устанавливался с помощью рентгенофазового метода анализа.

Технологическая (объединенная) проба первомайской глины (рисунок 1) представляет собой полиминеральную глиносодержащую породу, сложную смесь таких глинистых минералов как каолинит ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$) и гидрослюда типа иллита ($0,2 \cdot K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 3SiO_2 \cdot 1,5H_2O$). В неэластичной части первомайской глины присутствуют кварц и полевой шпат в виде ортоклаза.

Тонкодисперсная часть первомайской аргиллитовой глины (рисунок 2) качественно представлена смесью глинистых минералов: каолинита, монтмориллонита ($Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O \cdot nH_2O$) и гидрослюда в форме иллита. Рентгеновские рефлексы этих соединений хорошо очерчены и достаточно интенсивны, что говорит об их повышенном содержании и об их хорошей окристаллизованности.

В примесной (неглинистой) части данной аргиллитовой глины диагностируется присутствие кварца. Однако, судя по данным дисперсионного анализа, для анализируемой глины характерно практически полное отсутствие песчаной фракции (размером от 1 до 0,06 мм), что позволяет утверждать, что в данной глинистой породе кварцевый компонент сосредоточен в более тонкодисперсных фракциях (в пылеватых и, возможно, в глинистых фракциях).

Таким образом, наличие монтмориллонита в глинистой части данной глины обеспечит ее повышенную пластичность, а отсутствие песчаной фракции осложнит сушку изделий на ее основе.

Пластические свойства исследуемых проб глинистых пород характеризовались числом пластичности по методу Аттерберга (ГОСТ 21216.1-81). Анализ показал, что объединенная проба (П-5) и аргиллитовая глина (А) Первомайского месторождения относятся к высокопластичному глинистому сырью, с числом пластичности 26,8 и 27,8 соответственно.

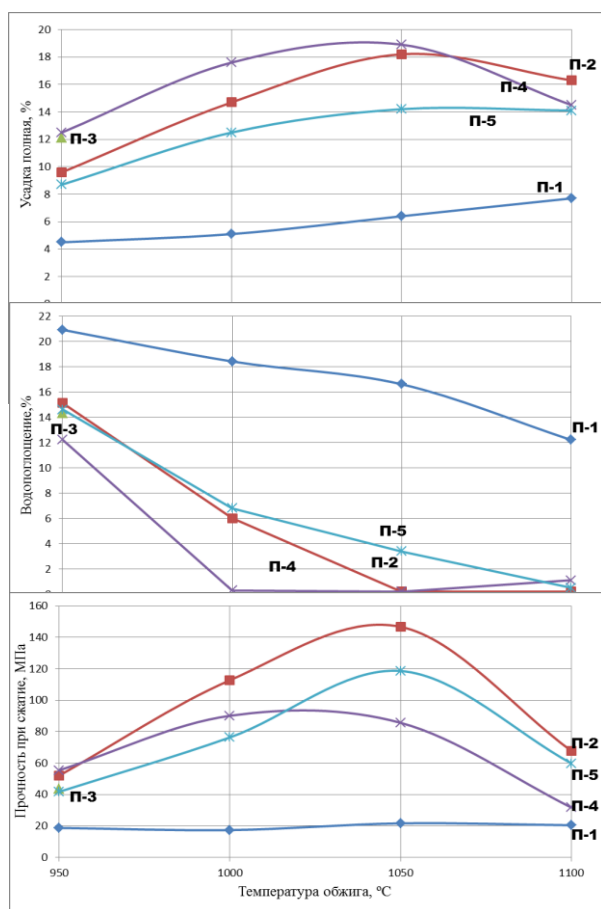


Рис.3 Кривые спекания исследуемых проб глины Первомайского месторождения

Формовочные свойства глинистого сырья оценивались величинами полного водосодержания ($W_{отн.}$) и водозатворяемости ($W_{абс.}$). Поведение в сушке глинистого сырья количественно оценивалось величиной воздушной усадки (таблица 1).

Таблица 1

Формовочные и сушильные свойства исследуемых глин

Шифр пробы	Полное водосодержание ($W_{отн.}$), %	Водозатворяемость ($W_{абс.}$) %	Наблюдения за поведением при формовании	Воздушная усадка, %
глинистая порода первомайская				
П-1	18,3	22,4	плохо формуются	4,4
П-2	22,1	28,4	удовлетворительно формуются	7,9
П-3	26,1	35,3	хорошо формуются	8,5
П-4	26,4	35,9	очень пластичная	9,3
П-5 (объединенная)	21,1	26,7	хорошо формуются	7,4
аргиллитовая глинистая порода первомайская				
А	22,6	29,1	очень пластичная	7,5

Таким образом, из всех исследованных проб только проба запесоченной глинистой породы первомайской глины из верхнего слоя (проба П-1) образует формовочное тесто с формовочной влажностью и воздушной усадкой, характерной для умереннопластичных глин (с величиной полного водосодержания не более 18%, воздушной усадкой не более 5,5%). Все остальные исследуемые пробы образуют глиняное тесто с формовочной влажностью и воздушной усадкой, отвечающей средне- и высокопластичным глинам.

Определение спекаемости исследуемой глины проводилось по ГОСТ 21216.8-81.

Из 4-х исследуемых проб красножгущей первомайской глины только одна проба верхнего слоя (П-1) не спекается в температурном интервале 950 – 1100°C. Проба прослойки (П-3) уже при температуре 1000°C начинает вспучиваться, а при температуре 1050 – 1100°C – интенсивно вспучивается. Пробы среднего слоя (П-2) и нижнего слоя (П-4) полностью спекаются при температуре 1000°C. Объединение всех этих проб при получении технологической пробы П-5 обуславливает ее спекание при температуре 1050°C (до водопоглощения 3,4%) (рисунок 3).

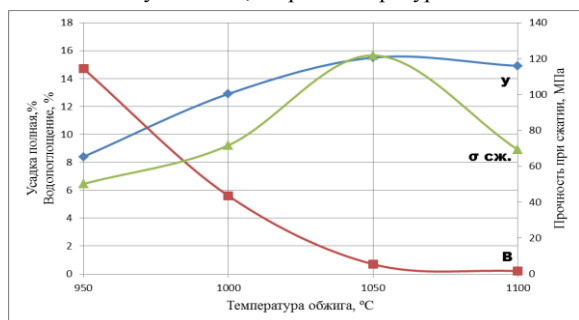


Рис.4 Кривые спекания пробы аргиллитовой глины Первомайского месторождения

технологической пробы первомайской глины (118,6 МПа при 1050°C) и аргиллитовой глинистой породы Первомайского месторождения (121,8 МПа при 1050°C), что определяет их перспективность в технологии алюмосиликатной керамики с окрашенным черепком.

Спекание красножгущей аргиллитовой первомайской глины (проба А) полностью завершается при температуре 1000°C, что характеризуется достижением образцами значений водопоглощения менее 5% (рисунок 4).

Из керамических свойств заслуживает особого внимания способность изделий пластичного формования образовать прочные структуры в процессе обжига. С этих позиций наибольшей прочностью обладают образцы пластичного формования из

ГРАНУЛИРОВАНИЕ ТОРФЯНЫХ СМЕСЕЙ

П.С. Скворцов, А.В. Еремеева

Научный руководитель доцент М.А. Ковалева

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

Одним из подходов в вопросе повышения энергоэффективности является поиск новых решений и усовершенствование существующих технологий, применяемых в производстве строительных материалов. Современные строительные материалы должны обладать высокими эксплуатационными характеристиками и быть безвредными для окружающей среды. Так же большое внимание уделяется возможности производства эффективных материалов с максимальным использованием сырьевой базы региона, что ведет к существенному снижению его стоимости.

Томская область располагает обширными залежами торфа. Анализ разработок с использованием торфа в качестве сырьевого компонента для производства строительных материалов различного назначения показывает перспективность его применения. Торф относится к группе возобновляемых природных ресурсов и является экологически чистым сырьем.

В настоящей работе проведены поисковые исследования по получению гранул на основе торфяных смесей. Гранулы торфяных смесей смогут найти применение в строительстве в качестве заполнителей для бетонов, теплоизоляционных засыпок, а так же в качестве противогололедных реагентов.

Существует много различных способов получения торфяных гранул, пеллет, брикетов различных диаметров, которые нашли широкое применение в отоплении домов, в сельском хозяйстве (как удобрение) и в других областях. Суть большинства технологий заключается в гранулировании предварительно подсушенного торфа-сырца способом окатывания в грануляторах различного типа. Влажность сырьевой смеси регулируется добавлением чистой воды либо водных растворов различных веществ.

Отличительной особенностью разрабатываемой в ТГАСУ технологии является получение сырьевой массы для грануляции, путем помола торфа-сырца до тонкодисперсного состояния (пасты) с последующим введением сухого компонента для регулирования водосодержания смеси и дальнейшей грануляции.

В работе использовался торф Пивоваровского месторождения Томского района. Характеристики торфа представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные характеристики торфяного сырья

Тип торфа	Группа торфа	Степень разложения $D_{др}$, %	pH	Среднее значение зольности, %	Влажность торфа-сырца, % (по массе)
Переходный	Травяно-сфагновый	30-35	6,5	7,5	349,5

Торф имеет степень разложения на уровне 30-35 % и щелочную реакцию среды pH 6,5.

Истинная плотность $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3$;

Влажность торфа-сырца по массе 349,5 %;

Физико-механические характеристики: слабосжимаемый, среднепористый, имеет губчатое строение, хорошо разложившийся, практически отсутствуют древесные включения, однороден.

В качестве сухого компонента использовались отходы деревообработки (древесная мука) и вспученный вермикулит. Характеристики материалов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Основные характеристики используемых сухих компонентов

Вид заполнителя	Форма зерна	Фракционный состав	Насыпная плотность, кг/м ³	влажность (по массе), %	Примечание
Древесная мука	-	менее 0,5 мм	160-170	8	Допускается использование смеси лиственных и хвойных пород
Вспученный вермикулит	Столбчато-чешуйчатая	фр. 2,5-1,25 мм	65-130	6	Термостоек, химически и биологически стоек

Приготовление торфопасты из торфа-сырца производилось с использованием данных полученных в ходе изучения торфов в НИИ СМ ТГАСУ [1, 2]. Установлено, что наиболее эффективным способом получения торфопасты, обладающей слабыми вяжущими свойствами, является механоактивация в водной среде при водотвердом отношении равном 2,8. Для диспергирования торфа-сырца было выбрано мелющее устройство роторного-ножевого типа, для ультратонкого помола, со средней скоростью вращения мелющего агрегата 20000 оборотов в минуту [3]. В полученную торфопасту вносился второй компонент (древесная мука и вермикулит) до достижения необходимой пластичности, после чего происходила грануляция с использованием гранулятора окатывания роторно-лопастного типа, гранулы высушивались естественных условиях. В ходе эксперимента получены гранулы, округлой формы с характеристиками представленными в таблице 3.

Таблица 3

Основные свойства гранул

Тип сухого компонента	Диаметр гранул, мм	Насыпная плотность, кг/м ³	Водопоглощение (по массе), %	Усадка, %
Древесная мука	1,0 - 1,5	88	60	41
Вспученный вермикулит	1,5 - 3,0	116	65	35

Дальнейшие исследования в области получения гранул на основе торфяных смесей направлены на изучение их основных эксплуатационных характеристик, подбор рецептур и технологических приемов производства.

Полученный гранулят на основе торфяных смесей может найти свое применение в строительстве и теплоизоляции зданий и сооружений.

Литература

1. Копаница Н.О. Исследование вяжущих свойств низинных торфов/ Н.О. Копаница, М.А. Ковалева - Томск.: Изд-во ТГАСУ. Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета, 2012 - № 3 - С. 153-158.
2. Копаница Н.О. Особенности структур торфа как сырья для производства строительных материалов/ Н.О. Копаница, М.А. Ковалева - Томск.: Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. 2013. - № 1. - С. 119-124.
3. Макаренков Д.А. Особенности процесса гранулирования комплексных и органоминеральных удобрений в скоростных и тарельчатых грануляторах окатывания/ Д.А. Макаренков, В.И. Назаров. - М.: Вестник МГОУ. Серия «Естественные науки» 2012. - №1

ВЛИЯНИЕ БИФТОРИДА АММОНИЯ НА ПРОЦЕСС ОБЖИГА ЦЕМЕНТНЫХ СЫРЬЕВЫХ СМЕСЕЙ

Е.А. Сударев¹, Ю.Г. Козловский²

Научный руководитель профессор В.А. Лотов¹

¹ **Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

² **ООО «Красноярский цемент» (ОАО «ХК «Сибирский цемент»), г. Красноярск, Россия**

В настоящее время в цементной промышленности становится актуальным использование фторидных минерализаторов [2] для интенсификации процессов обжига сырьевых смесей.

Среди всех фторидных минерализаторов, наибольшее распространение получил флюорит CaF₂, вводимый в состав сырьевой смеси в виде флюоритового шлама, получаемого при тонком, энергозатратном измельчении флюоритовой руды.

Основным недостатком использования флюорита в качестве минерализатора является то, что в руде содержание основного вещества – CaF₂, может колебаться в пределах 30–95 % [1]. При низком содержании флюорита в руде требуется вводить в состав сырьевого шлама повышенное количество флюоритового шлама,

что может привести к нарушению расчетного состава сырьевой смеси за счет дополнительного введения различных минералов и породообразующих оксидов. Кроме того, наличие в руде примесей кварца, топаза, турмалина и сфалерита, обладающих большой твердостью (5–7 по шкале Мооса), требует использования индивидуальной мельницы для приготовления флюоритового шлама и отдельных емкостей для его хранения, что приводит к усложнению процесса приготовления однородной сырьевой смеси.

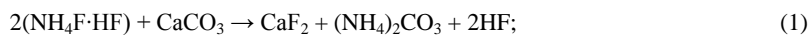
Механизм действия фторидных минерализаторов на процессы обжига цементных сырьевых смесей достаточно хорошо изучен [2], и суть его заключается в образовании различных промежуточных неустойчивых соединений, при разложении которых образуется высокоактивные оксиды кремния и кальция. Исследования, посвященные проблеме химического диспергирования частиц компонентов сырьевой смеси при использовании фторидных минерализаторов, в технической литературе не представлены.

Поэтому основной целью настоящей работы является исследование влияния фторидного минерализатора (бифторида аммония) на процесс обжига цементных сырьевых смесей.

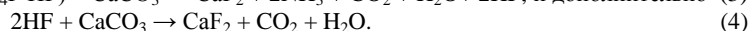
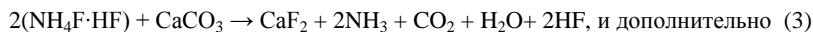
В качестве объекта исследования использовались сырьевые смеси различной дисперсности, приготовленные из сырьевых компонентов, используемых на ООО «Топкинский цемент» и ООО «Красноярский цемент».

Бифторид аммония $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$ был использован в качестве минерализатора обжига цементных сырьевых смесей, который по сравнению с флюоритом CaF_2 имеет следующие преимущества:

- повышенное содержание фтора в бифториде аммония (66,67 %) по сравнению с чистым фторидом кальция (48,72%);
- постоянное содержание $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$ в товарном продукте (98,0 %);
- полная растворимость в воде, что позволяет вводить его в виде водного раствора, существенно повысить точность дозирования и обеспечить высокую однородность сырьевого шлама по содержанию фтора;
- отсутствие необходимости тонкого измельчения минерализатора в отдельных шаровых мельницах и хранения фторсодержащего шлама в специальных емкостях;
- $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$ является кислой солью и при ее контакте с карбонатом кальция в сырьевом шламе протекает реакция по схеме:



Суммарная реакция:



Образовавшийся по реакции (1) фтористый водород в водной среде образует фтористоводородную (плавиковую) кислоту, которая, взаимодействуя с карбонатом кальция, дополнительно образует CaF_2 по реакции (4). Кроме того, эта кислота активно взаимодействует и с алюмосиликатным компонентом сырьевой смеси.

При проведении исследований использовались грубомолотая смесь сырьевых компонентов ООО «Топкинский цемент» и сырьевая тонкодисперсная смесь ООО «Красноярский цемент».

Топкинские сырьевые смеси готовились следующим образом. После измельчения известняка в лабораторной шаровой мельнице проводился его рассев, и выделялись фракции 200–80 мкм. Глина измельчалась с корректирующими добавками до полного прохождения через сито №008, и далее в эту смесь вводился известняк с фракцией менее 80 мкм в количестве 30 % от общего количества (77,85) и 70 % известняка с размером частиц от 80 до 200 мкм. Удельная поверхность такой смеси составляла 261,3 м²/кг (ПСХ-2).

Красноярская сырьевая смесь готовилась из предварительно высушенных и измельченных сырьевых компонентов, последующей методике: известняк, глина и корректирующие добавки в необходимом количестве взвешивались на технических весах, после чего объединялись и тщательно перемешивались в лабораторной шаровой мельнице в течение 1 часа до удельной поверхности 301,5 м²/кг (по ПСХ-2) и частных остатков на сите №02 равном 2,1 % и №008 – 10,2 %.

Согласно рекомендациям, приведенных в работе [3] в приготовленные сырьевые смеси различной дисперсности вводился бифторид аммония в виде водного раствора в количестве 0,3–0,7 %, что обеспечивало содержание фтора в сырьевой смеси в пределах 0,20–0,47 %. При этом абсолютная влажность сырьевых смесей составляла 30–35 %.

После дополнительного перемешивания, смеси подсушивались до остаточной влажности 8–10 % и из них при удельном давлении прессования 0,5–1 МПа формовались цилиндрические образцы диаметром и высотой 15 мм. После сушки образцы обжигались в печах с силитовыми нагревателями по режиму: нагрев до температуры обжига – 2 часа, изотермическая выдержка – 20 мин, после чего в них определялось содержание $\text{CaO}_{\text{св}}$ этилово-глицератным методом. В образцах, обожженных при 1400 и 1450 °С определялся минералогический состав и исследовалась микроструктура.

Результаты исследований по содержанию $\text{CaO}_{\text{св}}$ в спеках, полученных при обжиге сырьевых смесей различной дисперсности приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что добавка $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$ (0,3–0,7 %) интенсифицирует процесс усвоения CaO в зависимости от температуры обжига смесей различной дисперсности.

Содержание C_3S и C_2S в зависимости от количества введенного минерализатора $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$ представлены в таблице 2.

Таблица 1

Содержание свободного оксида кальция при обжиге сырьевых смесей

№ п/п	Вид клинкера	Концентрация NH ₄ F·HF, %	Содержание свободного оксида кальция, мас. %		
			1350 °С	1400 °С	1450 °С
1	«Топкинский цемент»	-	2,0	1,50	0,70
		0,3	2,25	0,80	0,50
		0,5	1,05	0,60	0,50
		0,7	1,20	0,55	0,20
2	«Красноярский цемент»	-	2,2	1,5	1,0
		0,3	2,0	1,1	0,5
		0,5	1,5	0,8	0,9
		0,7	1,3	0,6	0,3

Таблица 2

Фактический минералогический состав клинкеров, полученных с использованием минерализатора NH₄F·HF после обжига при температуре 1450 °С

№ п/п	Вид клинкера	Концентрация NH ₄ F·HF, %	Минералогический состав, мас. %			КН
			C ₃ S	C ₂ S	Промежуточное вещество	
1	«Топкинский цемент»	-	63	15	22	0,93
		0,3	65	17	18	0,93
		0,5	68	20	22	0,93
		0,7	69	18	13	0,93
2	«Красноярский цемент»	-	57	20	23	0,90
		0,3	60	18	22	0,90
		0,5	65	17	18	0,90
		0,7	70	18	12	0,90

Из анализа таблицы 2 видно, что введение добавки NH₄F·HF концентрацией 0,3–0,7 %, позволяет увеличить содержание основного минерала C₃S в клинкерах, полученных из грубомолотых и тонкодисперсных сырьевых смесей.

Таким образом, в ходе проведенных исследований установлено положительное влияние минерализатора бифторида аммония на процессы клинкерообразования, протекающие с использованием сырьевых смесей различной дисперсности, включая грубомолотые смеси.

Введение добавки бифторида аммония в количестве 0,3–0,7 % позволяет интенсифицировать процесс усвоения СаО_{св.} в клинкерах, полученных как на основе грубомолотых, так и тонкодисперсных сырьевых смесей.

Литература

1. Козловский Ю.Г., Лотов В.А., Сударев Е.А. Реакционная способность сырьевых смесей различной дисперсности в присутствии бифторида аммония // Цемент и его применение. – СПб., 2014. – №5. – С. 42 – 46.
2. Пьячев В.А., Капустин Ф.Л. Производство и свойства клинкерных цементов. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2008. – 321 с.
3. Пат. 2509063 Россия МПК С04В 7/42. Способ получения портландцемента. Лотов В.А., Козловский Ю.Г. Заявлено. 20.07.2012; Оpubл. 10.03. 2014, Бюл.№7. – 9 с.: ил.

СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЕ ПРИ ТВЕРДЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ

А.В. Сухушина

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Классическое магнезиальное вяжущее представляет собой каустический магнезиальный порошок, затворяемый растворами солей магния. Оно обладает многими полезными и уникальными свойствами, но главным его минусом является низкая водостойкость, которая ограничивает использование магнезиальных вяжущих и материалов на их основе. Низкая водостойкость изделий на основе магнезиального вяжущего связана с образованием водорастворимых кристаллогидратов - тригидроксихлорида (3Mg(OH)2·MgCl2·7H2O) или тригидроксисульфата (3Mg(OH)2·MgSO2·8H2O) магния, которые возникают при использовании в качестве жидкости затворения растворов соответствующих солей магния. Следовательно, основополагающую роль в композиции магнезиального вяжущего играет жидкость затворения.

В ходе предварительных исследований в качестве жидкости затворения был выбран раствор бикарбоната магния[1].

Установлено, что в результате затворения каустических магниезиальных порошков раствором бикарбоната магния в образовавшихся продуктах гидратации вяжущего отсутствуют растворимые в воде соединения. Что позволяет нам говорить о повышенной водостойкости цементного камня и его гидравлических свойствах[1].

При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором бикарбоната магния протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния с образованием гидрата гидроксикарбоната магния и диоксида углерода:



полученный в результате реакции (2) диоксид углерода вступает во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образуя вторичный бикарбонат магния:



Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния по реакции (2) с образованием новой порции гидрата гидроксокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магниезиального цемента, обеспечивающих его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

Целью настоящих исследований является изучение процесса структурообразования при гидратации и твердении магниезиальных вяжущих затворенных водным раствором бикарбоната магния. Для этого необходимо определить структуру новообразований появляющихся при взаимодействии каустического магниезиального порошка с водным раствором бикарбоната магния и установить взаимосвязь структурообразования и нарастания прочности магниезиального камня, что является основными задачами для проведения работ.

Для решения поставленных задач определяли пластическую прочность исследуемых композиций магниезиальных вяжущих с разным сроком твердения и проводили электронно-микроскопические исследования с помощью настольного растрового электронного микроскопа JSM-6000.

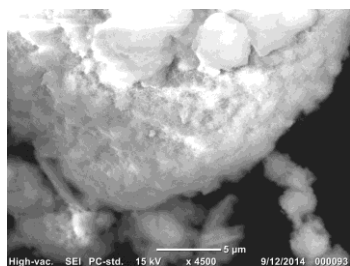
При проведении экспериментов по определению часовой пластической прочности и электронно-микроскопических исследований в качестве исходных компонентов использовали следующие каустические магниезиальные порошки производства ООО «Сибирские порошки» (г. Иркутск): каустический брусит (КБ) на основе бруситовой породы Кульдурского месторождения (Хабаровский край), каустический магнезит (КМ) на основе магнезита Савинского месторождения (Иркутская обл.).

Часовую пластическую прочность определяли при помощи конического пластометра. Сущность метода заключается в определении кинетики погружения конуса в исследуемую дисперсную систему под действием постоянной нагрузки[2]. Результаты определения представлены в таблице 1.

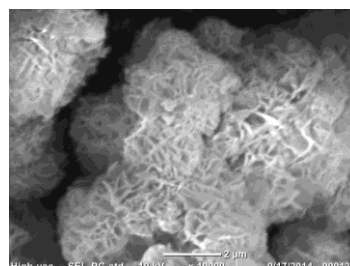
Таблица 1

Пластическая прочность каустических магниезиальных порошков

Каустический магниезиальный порошок	Часовая пластическая прочность, кгс/см ²		
	1 час твердения образцов	4 часа твердения образцов	12 часов твердения образцов
Каустический магнезит (Иркутская обл.)	0,04	0,59	57,30
Каустический брусит	0,06	0,12	35,42



а)



б)

Рис.1 Структура каустического магнезита (ООО «Сибирские порошки»): а - 1 час гидратации, увеличение 4500х, б - 12 часов гидратации, увеличение 10000х.

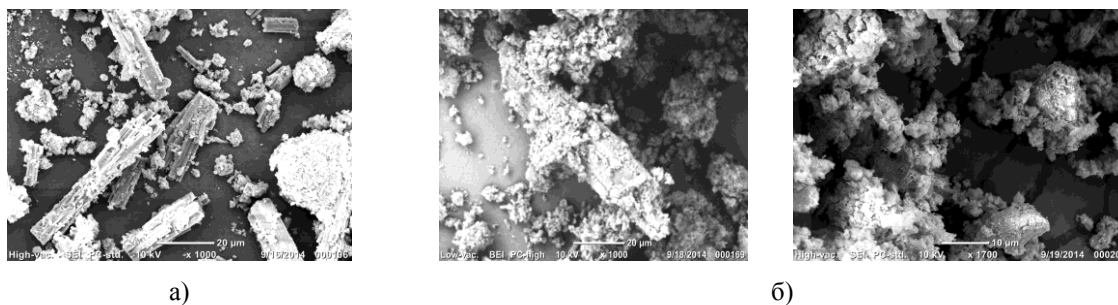


Рис.2 Структура каустического брусита (Кульдурского месторождения): а - 1 час гидратации, увеличение 1000х, б - 12 часов гидратации, увеличение 1000 и 1700х.

Исследования изменения пластической прочности образцов магниального гидравлического вяжущего показали, что в первый час твердения набор прочности каустического магнезита и каустического брусита происходит одинаково и постепенно. В течении 4 часов твердения пластическая прочность композиций на основе КМ резко возрастает по сравнению с композициями на основе КБ. Данная тенденция сохраняется и после 4 часов твердения (таблица 1).

При проведении электронно-микроскопических исследований с целью установления структуры новообразований при гидратации и твердении магниальных композиций были приготовлены суспензии магниального вяжущего с большим водо-твердым отношением В/Т=10 для обеспечения более полного протекания процессов гидратации. Гидратация проводилась в течении 1 и 12 часов. Результаты исследований представлены на рисунках 1-2.

Результаты оптических исследований показывают, что порошки каустического магнезита со временем гидратации 1 и 12 часов имеют сходную структуру, образованную в большей степени пластинчатыми кристаллами гидроксида магния и кристаллами дипингита в виде розетки из листоватых кристаллов, они слабо закристаллизованы и являются в значительной степени аморфными веществами, которые плохо диагностируются на рентгенограмме. Порошки каустического брусита с временем гидратации 1 час имеют в своей структуре большое количество столбчатых кристаллов, которыми являются гидромагнезиты состава $MgCO_3 \cdot 3H_2O$ – несквигониты, что и обеспечивает изначально быстрый набор прочности в ранние сроки твердения магниальной смеси. После 12 часов гидратации количество кристаллов несквигонита в порошке каустического брусита значительно уменьшается, и начинают преобладать кристаллы гидроксида магния и дипингита, в результате чего скорость набора прочность резко уменьшается.

В результате проведенных исследований установлено, что при затворении каустических магниальных порошков водным раствором бикарбоната магния смеси быстро теряют подвижность, и набор пластической прочности осуществляется в первые 3-5 часов. Наибольшую активность в сочетании с раствором бикарбоната магния имеет каустический магнезит Савинского месторождения. При затворении каустических магниальных порошков в ранние сроки твердения наблюдается наличие гидроксида магния и кристаллов гидрокарбонатов магния, которые и обеспечивают быстрый набор прочности и потерю подвижности в начальные сроки твердения.

Литература

1. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магниального вяжущего. // Техника и технология силикатов, 2010 - т. 17, - № 3. - С. 19-22.
2. Лотов В.А., Технология материалов на основе силикатных дисперсных систем. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 192с.

ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И УСЛОВИЙ ФОРМОВАНИЯ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ В ТЕХНОЛОГИИ КЕРАМЗИТОВ.

Н.Е. Торопков

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Кутугин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее эффективных заполнителей для сборного бетона и железобетона является керамзит, получаемый вспучиванием глинистых пород во вращающихся печах. Производство качественного керамзита из наиболее распространенных глинистых пород часто осложняется несоответствием физико-химической природы вспучивания сырья технологии его обжига.

Процесс получения керамзита складывается из стадий приготовления исходной формовочной смеси, формирования сырых гранул, их сушки и вспучивания при обжиге. Необходимо отметить, что наиболее изученной из этих стадий является стадия поризации гранул, для которой установлен механизм и физико-химические основы процесса. Значительно меньше уделено внимания в технической литературе процессу пластического формования гранул и сушке сырцовых гранул, оптимальное проведение которого позволит реализовать возможность получения сырых гранул с диаметром 3–5 мм. Для этого необходимо знать формовочные свойства

глин, зависимости удельного давления формования и объёмного фазового состава от влагосодержания массы и условия сушки материалов. [1, 2, 3]

Цель работы – исследование влияния физико-химических характеристик на поризационную способность глинистого сырья при производстве керамзита.

Для исследования была взята красножгущая глина Воронинского месторождения, химический состав которой представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав глины Воронинского месторождения.

Содержание оксидов, % масс							
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{прк}
62,65	14,76	4,76	3,48	2,92	1,36	0,75	9,32

Выбор глины данного месторождения обуславливается ее наибольшей пригодностью исходя из проведенных ранее исследований [4]. Для более полного представления о свойствах глины определены максимальная гигроскопическая влажность $W_{\text{мг}} = 8,20\%$, максимальная молекулярная влажность $W_{\text{ммв}} = 11,33\%$, удельная поверхность – $S_{\text{уд}} = 2500 \text{ мг/см}^2$ (прибор ПСХ–2).

В ранних трудах [4] было замечено, что для получения удовлетворительных результатов по вспучиванию рекомендуется глинистое сырье с содержанием Fe₂O₃ в пределах 6–12 %, поэтому для корректировки химического состава глины использовалась добавка – железистый шлам водоподготовки Томского водозабора. Данный шлам представляет собой суспензию оксигидратов железа (II) и (III) и имеет следующий состав Fe₂O₃=38,7% и FeO =5,3%.

Нами был изучен химический и минералогический состав осадка станции обезжелезивания Томского водозабора. В таблице 2 приведены результаты анализа химического состава осадка водоподготовки станции обезжелезивания Томского водозабора по методике [5]. В среднем валовом составе преобладают оксиды железа (42 и 44%). Существенно более низки доли оксидов кремния (5,4 и 2,4%), кальция (4,2 и 2,8%) и магния (2,0 и 4,9%).

Таблица 2

Химический анализ железосодержащего осадка

% содержание					
SiO ₂	Fe ₂ O ₃ + FeO	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	n.n.n.
2,43	44,05	н/о	2,8	4,90	10,02

Исследования показали, что введение железосодержащего осадка в сырьевую смесь в исследованных пределах содержания при получении керамзитового гравия приводит к росту пористости образцов, снижению плотности, что является весьма актуальным в производстве искусственных пористых заполнителей. Наиболее плотная структура отвечает образцам, содержащим наименьшее количество отходов - 5 %. В таких образцах пористость развивается на границах глинистых частиц, где, по всей вероятности, концентрация оксидов железа, вводимых осадками сточных вод, наибольшая. При введении отходов в количестве от 10 до 15 % характер пористости меняется. Поры более равномерно распределены по объему материала, появляются крупные пустоты размером до 1 - 2 мм. Однако при этом осадки сточных вод при их содержании более 10 % уменьшают интервал вспучивания сырьевой смеси, что может отрицательно сказаться на проведении процесса обжига в заводских условиях.

Так как основным поставщиком газовой фазы при поризации гранул являются продукты окислительно–восстановительных реакций [6], то для создания восстановительной среды внутри гранул, в состав шихты вводилась добавка мазута (M100) в количестве 4 %.

При проведении экспериментов смесь из вышеуказанных компонентов тщательно перемешивалась и увлажнялась для получения необходимой консистенции. При изучении обжиговых свойств использовались гранулы диаметром 3 мм и длиной 3-5 мм, которые формовали методом пластического формования при удельном давлении 2 МПа и абсолютной влажности массы 15 %. Обжиг гранул проводили в лабораторной печной установке с фонтанирующим (кипящим) слоем. Печь представляла собой вертикальную трубчатую шахту, выполненную из кварцевого стекла с расположенной в нижней части беспровальной распределительной решеткой. Сухие гранулы загружались в печь небольшими порциями через верхнюю часть трубы. Ожижающей средой служили дымовые газы, подаваемые в печь из топочной камеры.

Гранулы при обжиге вспучивались, и после достижения определенной плотности, выносились из аппарата восходящими потоками теплоносителя. После обжига был получен мелкозернистый керамзит в виде овальных и округлых зерен размером до 10 мм. Длительность пребывания гранул в печи составляла 3-4 мин при температуре 1030-1050 °С, охлаждение образцов производилось при комнатной температуре.

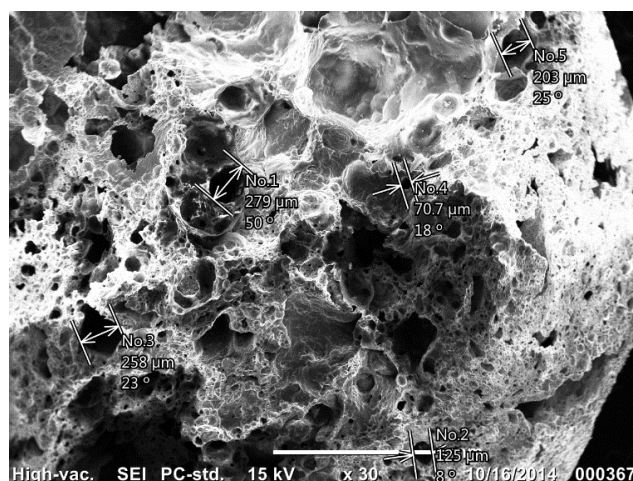


Рис 1. Микроструктура керамзитового гравия

Гранулы керамзита после обжига приобретали темно-коричневый цвет, имели плотную, спекшуюся корку, частично оплавленную с поверхности, обладали сложной нерегулярной структурой со средним размером пор 0,1-0,3 мм, рисунок 1.

В процессе выполнения работы определялся объемный фазовый состав исходных и обожженных гранул. При расчете фазового состава исходили из положения, что сумма объемных долей твердой жидкой и газообразной фаз равна единице [7]:

$$K_t + K_{ж} + K_g = 1$$

Результаты определений представлены в таблице 3

Таблица 3

Фазовый состав материала на различных стадиях процесса

Этапы приготовления	K_t	K_g	$K_{ж}$
Исходная масса	0,62	0,23	0,15
Сформованные гранулы	0,80	0,05	0,15
Высушенные гранулы	0,73	0,23	0,03
Вспученные гранулы	0,15	0,85	0,00

Таким образом, на основе исследуемого суглинка можно получать керамзитовый гравий с насыпной плотностью 300-350 кг/м³ при коэффициенте вспучивания 4,86, который определяется из соотношения значений K_t вспученных и сухих гранул. Установлено, что использование объемных фазовых характеристик позволяет контролировать технологический процесс получения керамзита на различных стадиях.

Литература

1. Онацкий С.П. Производство керамзита. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1987. – 333 с.
2. Химический анализ и технология силикатов. Методические указания к выполнению лабораторной работы по курсу: «Основы технологии тугоплавких неметаллических и силикатных материалов» - Томск. изд. ТПУ, 1994.- с.28
3. Колесников Е. А. Вспучивание легкоплавких глин // Стекло и керамика. 1974. - № 5. - С. 28 - 30.
4. Торпоков Н.Е. Зависимость физико-химических свойств глинистого сырья в технологии керамзитов // МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЖУРНАЛ ISSN 2303-9868. Екатеринбург - 2014
5. Лисецкий В.Н. Улавливание и утилизация осадков водоподготовки на водозаборах г. Томска. / В.Н. Лисецкий, В.Н. Брюханцев, А.А. Андрейченко - Томск: Изд-во НТЛ, 2003. – 164с.
6. Горшков В. С. Термография строительных материалов. - М.:Стройиздат, 1968. - 238 с.
7. Лотов В.А. Технология материалов на основе силикатных дисперсных систем: Учебное пособие

МОДИФИЦИРОВАННОЕ ЖИДКОСТЕКЛЬНОЕ ВЯЖУЩЕЕ И КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ЕГО ОСНОВЕ

Ш.А. Хабибулин

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Благодаря склонности силикатных анионов к поликонденсации в водных растворах, жидкое стекло представляет собой типичную нанодисперсную систему [1]. Жидкое стекло обладает рядом ценных свойств: негорючестью и нетоксичностью, дешевизной и доступностью исходного сырья, и, главное, высокой адгезией по отношению к подложкам самой различной химической природы. Наряду с несомненными достоинствами, жидкое стекло обладает существенными недостатками – неспособностью к объемному твердению и низкой

водостойкостью композиционных материалов на его основе, которые обусловлены наличием подвижных катионов натрия [4]. Решение данных проблем позволит использовать жидкое стекло в качестве частичной замены такому широко используемому вяжущему материалу, как портландцемент, производство которого весьма энерго- и материалоемко, неэкологично и требует значительных капитальных затрат [2].

Целью настоящего исследования являлась разработка водостойкого вяжущего на основе жидкого стекла, обладающего способностью к объемному твердению и высокими адгезионно-когезионными характеристиками.

В настоящей работе использовалось натриевое жидкое стекло с силикатным модулем 3,0. Массовое содержание твердой фазы ($\text{Na}_2\text{O} \cdot 3\text{SiO}_2$) составляло 44 % при плотности 1500 кг/м^3 . В качестве кальцийсодержащей добавки выбран портландцемент марки М400Д20, содержащий 65 мас. % оксида кальция. Выбор кальцийсодержащей добавки обусловлен тем, что образцы композиционных материалов, полученные на основе жидкого стекла и портландцемента, показали наибольшую прочность по сравнению с аналогичными образцами на основе жидкого стекла, с добавкой оксида и гидроксида кальция.

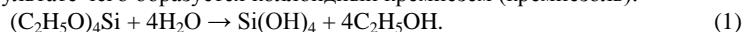
Предварительная модификация портландцемента полярным этилсиликатом-40 позволяет временно гидрофобизировать и нейтрализовать поверхность высоко реакционноспособных частиц цемента, способствуя при этом равномерному распределению добавки цемента по объему жидкого стекла.

Вяжущее готовили смешением с жидким стеклом равных масс портландцемента и этилсиликата и после отверждения и сушки на воздухе исследовали методами физико-химического анализа веществ.

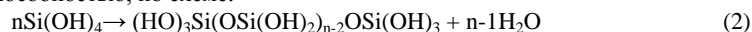
Взаимодействие в системе «портландцемент-этилсиликат-жидкое стекло» протекает, по-видимому, согласно следующей общей схеме.

Кремнийорганические оболочки первыми вступают в реакцию с жидким стеклом, образуя в результате гидролиза прослойки кремнегеля. Этот процесс временно ограничивает доступ компонентов жидкого стекла к поверхности частиц цемента.

При взаимодействии жидкого стекла с этилсиликатом протекает реакция щелочного гидролиза последнего [5], в результате чего образуется коллоидный кремнезём (кремнезоль):



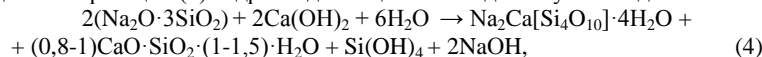
Кремнезоль в щелочной среде склонен к поликонденсации с образованием кремнегеля, обладающего высокой клеящей способностью, по схеме:



Взаимодействие воды, входящей в состав жидкого стекла, с цементом протекает согласно реакциям [6]:



Образующийся по реакции (1) гидроксид кальция взаимодействует с жидким стеклом по уравнению:



из которого следует, что наряду с простыми тоберморитоподобными гидросиликатами кальция ($d=1,1125 \text{ нм}$; $0,3074 \text{ нм}$; $0,2844 \text{ нм}$; $0,1834 \text{ нм}$) образуются сложные гиролитоподобные натрий-кальциевые гидросиликаты ($d=0,4245 \text{ нм}$; $0,3363 \text{ нм}$; $0,2854 \text{ нм}$; $0,1884 \text{ нм}$), а также кремнегель.

На дифференциальной термограмме вяжущего (рис. 1) присутствует широкий пик с максимумом при 60°C , соответствующий удалению адсорбционной воды и этилового спирта. Дальнейшее нагревание приводит к постепенной дегидратации разнообразных продуктов реакции (1) с образованием ксерогеля. Потеря основной массы воды происходит до 500°C , после чего масса образца остается неизменной вплоть до температуры более 1000°C .

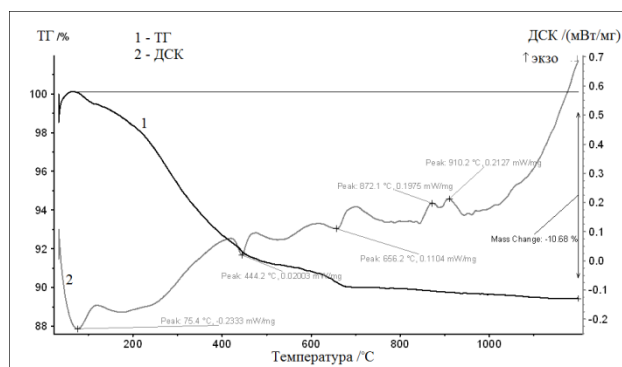


Рис. 1 Дериатограмма вяжущего после отверждения и сушки

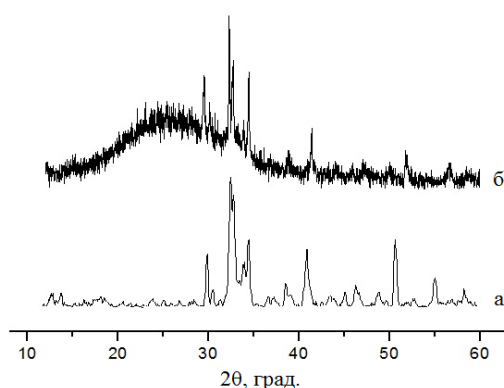


Рис. 2 Рентгенограмма модифицированного жидкостеклянного вяжущего после отверждения и сушки. а – портландцемент М500Д0; б – вяжущее

На рентгеновской дифрактограмме вяжущего (рис. 2) отсутствуют рефлексы при 0,490 нм, 0,3112 нм и 0,2628 нм, а на кривой ДТА отсутствует пик при 485 °С, соответствующий дегидратации свободного $\text{Ca}(\text{OH})_2$ [3], что говорит о полном связывании кальция в водонерастворимые натрий-кальциевые гидросиликаты, образующиеся по реакции (2).

В процессе сушки вяжущего происходит удаление свободной воды и образование кремнеземистого ксерогеля.

На основе разработанного вяжущего и различных заполнителей получен ряд композиционных материалов.

Образцы для испытаний размером 25×25×25 мм формовали в пресс-форме при удельном давлении 0,15 МПа, кроме образцов на основе песчаных заполнителей, которые формовали при удельном давлении 15 МПа. После предварительного твердения при температуре 25 °С в течение 0,5 часа образцы подвергали сушке в течение 3 ч при температуре 200 °С.

Компонентный состав композиционных материалов на основе предлагаемого вяжущего, а также экспериментальные данные физико-механических свойств полученных образцов приведены в таблице.

Таблица

Компонентный состав и свойства экспериментальных образцов

Заполнитель	Содержание вяжущего, мас. %	Плотность изделий, кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	R _{сж} , МПа
Песок	19,7	1650	0,753	34
Песок молотый	19,5	1700	0,771	67
Песок 95 мас. % + опока 5 мас. %	27,1	1770	0,782	40
Песок 95 мас. % + маршаллит 5 мас. %	24,8	1750	0,778	52
Песок 95 мас. % + микрокремне-зем 5 мас. %	21,6	1820	0,795	56
Микросферы алюмосиликатные	43,1	370	0,214	2,5
Гранулы алюмосиликатные	37,7	500	0,289	3,5

Сырьевая смесь на основе разработанного вяжущего твердеет по объему, что позволяет изготавливать на ее основе широкий круг строительных материалов.

Благодаря относительно высокой скорости схватывания и набора прочности, изделия на основе предлагаемого вяжущего можно подвергать сушке уже через 30 минут после формования. Полный цикл изготовления изделий составляет 4 часа.

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- при использовании в качестве добавки к жидкому стеклу комбинации портландцемента и этилсиликата-40 получено вяжущее, обладающее способностью к объемному твердению и хорошими адгезионно-когезионными характеристиками;

- введение этилсиликата-40 в состав вяжущего создает условия для полного связывания кальция в малорастворимые субмикрористаллические кальциевые и натрий-кальциевые гидросиликаты, равномерно распределенные по объему водонерастворимого кремнегеля, являющегося основной клеящей субстанцией;

- оптимальные составы сырьевой смеси для получения водостойкого и объемно-твердеющего вяжущего содержат в качестве компонентов жидкое стекло – 82,6 мас. %, портландцемент – 8,7 мас. % и этилсиликат – 8,7 мас. %;

- сушка изделий при максимальной температуре до 200 °С приводит к улучшению структуры вяжущего за счет практически полного удаления органической составляющей этилсиликата, а также дегидратации кремнегеля, приводящей к образованию водонерастворимого ксерогеля.

Таким образом, проведенные исследования показали, что модифицированное жидкое стекло может быть применено в качестве вяжущего при производстве самых различных строительных материалов.

Литература

1. Айлер Р. Химия кремнезема. Растворимость, полимеризация, коллоидные и поверхностные свойства, биохимия. Часть 1. – М.: Мир, 1982;
2. Василик Г.Ю. Цементная промышленность России в 2013 году // Цемент, 2013. – №6. – С. 20 – 33;
3. Горшков В.С., Тимашев В.В., Савельев В.Г. Методы физико-химического анализа вяжущих веществ. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Корнеев В.И., Данилов В.В. Жидкое и растворимое стекло. – С-Пб.: Стройиздат, 1996;
5. Семченко Г.Д. Золь-гель процесс в керамической технологии. – Харьков, 1997;
6. Усова Н.Т., Кутугин В.А., Лотов В.А., Лукашевич О.Д. Композиционные материалы на основе высокожелезистого шлама водоподготовки // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – №3. – С. 36 – 39.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.В. Анисимов, А.В. Епихин

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи ростом объемов бурения, предстоящим вводом в разработку новых месторождений, в том числе – с трудноизвлекаемыми запасами, приобретает особую важность обеспечение рентабельности строительства скважин высокого качества в сжатые сроки, надежных в эксплуатации, при сохраняющейся ограниченности капитальных вложений. Но значительное число современных скважин построены неудовлетворительно, имеют пониженный дебит, требуют применения дорогостоящих методов вторичного воздействия на продуктивные пласты для ликвидации последствий вызванных некачественным вскрытием по причине несоблюдения технологии и параметров бурения. Актуальной остается проблема высоких временных издержек на проведение ремонтно-изоляционных работ и ловильных работ в скважинах, внеочередных ремонтов бурового оборудования, являющихся следствием ошибок на стадии проектирования, либо, наоборот, несоблюдения проектных требований [1].

Ошибки на стадии проектирования скважин возникают по различным причинам. Например, они допускаются инженером-проектировщиком при работе по шаблону, что неудивительно, учитывая большой объем проектных документов (от 5 до 12 томов). Конечно, существует государственная экспертиза, но она может не учесть наличия технологических и технических ошибок, поскольку оценивает соответствие проекта нормативным требованиям. Если же ошибки носят технологический характер и доходят до реального процесса бурения, то это может стать причиной серьезной аварии.

Как было сказано ранее, проектирование скважины производится по шаблонам уже сооруженных скважин для аналогичных условий бурения. Это подход оправдывает себя, но, с другой стороны, он не учитывает обратную связь с месторождением (насколько успешно была пробурена скважина-шаблон). Следовательно, процесс проектирования скважины остается не оптимизированным.

Указанные проблемы могут быть частично ликвидированы за счет применения методов моделирования и создания автоматизированных систем контроля процесса бурения. Первые попытки создать модель процесса бурения скважины начали предприниматься в 60-х годах XX века, а первые успешные результаты внедрения были получены в 70-80-х годах. В настоящее время спрос на системы моделирования и автоматического управления процессом бурения постоянно растет, что выражается в большом количестве научных исследований [2-4], а также постоянном создании и совершенствовании прикладных разработок международными компаниями. Опыт успешного создания моделей процесса бурения имеется в различных регионах мира, в том числе, на территории Российской Федерации (Западная Сибирь, Поволжье), в Казахстане, при сооружении скважин с морских платформ (что особенно востребовано заказчиками ввиду высокой ответственности за процесс сооружения и финансовых затрат на строительство скважины).

Работы по моделированию процесса бурения велись и ведутся по различным направлениям – через изучение теоретических зависимостей, через обработку и обобщение лабораторных исследований и промысловых данных, через обобщение теоретических зависимостей и промысловых данных с дальнейшим прогнозированием работы модели и т.д. [2-4].

На данный момент положительные результаты от применения моделей процесса бурения были получены зарубежными компаниями, специализирующимися на высокотехнологичном сооружении скважин. Среди них, Schlumberger, BakerHughes, Halliburton, Shell и другие. В России изучением данной проблемы занимается ряд сервисных компаний, обеспечивающих контроль за процессом бурения, в том числе телеметрический. По результатам полевых исследований была доказана возможность сокращения суммарных затрат времени на сооружение типовой скважины до 15% и сокращения ее сметной стоимости до 5-10%.

Не меньшую актуальность имеют и системы автоматического проектирования скважин, которые уже давно получили широкое распространение среди проектных организаций. Актуальность этого вопроса подтверждается тем, что проект на скважину является основным руководящим документом для буровой бригады и инженерного состава. В отечественной практике разработано множество систем проектирования скважин, которые имеют разный уровень автоматизации, функционал и область применения. Среди них системы для проектирования скважин с кустовых площадок [5-6], в том числе для осложненных горно-геологических условий и на месторождениях со сложными системами разработки [7], системы автоматического проектирования и планирования горных работ (открытых и закрытых) [8] и т.д.

Все указанные системы обладают общим недостатком - проектирование отдельного этапа строительства скважин. Например, расчет и прокладка профилей или очередность создания горных выработок и т.д. В то время как отрасль нуждается в программном продукте, который согласно всем требованиям и нормативным

ограничениям в ответ на заданные оператором исходные данные рассчитает цикл сооружения скважины и выдаст обновленный технический проект на сооружение скважины.

Был проведен критический анализ существующих систем автоматического проектирования скважин и сформулирован перечень требований, которым должна отвечать «идеальная» система:

- наличие активной связи с оператором – система должна постоянно взаимодействовать с оператором (инженером); именно оператор утверждает конечный расчетный результат и несет ответственность за качество проекта;

- использование современных нормативных документов в основе программных расчетов, постоянный мониторинг правовых и нормативных баз с целью оперативного обновления данных системы;

- наличие активной памяти системы – любой готовый проект после выдачи оператору сохраняется в базе данных системы и при следующей процедуре проектирования система на основе данных мониторинга базы предлагает оператору готовые решения для конкретных случаев и условий;

Кроме того, в базу системы заносится информация по основным показателям эффективности уже пробуренных скважин с возможностью оценки эффективности принятых проектных решений.

- модульная система исполнения – возможность проведения отдельных расчетов;

- наличие модуля расчета экономической эффективности, в котором будет выполняться две операции: стандартный расчет нормативных затрат времени и себестоимости строительства скважины, а также обращение к базе данных системы и выработка предложений по возможности сокращения затрат и, тем самым, повышения экономического эффекта.

На основе представленного перечня требований была разработана функциональная блок-схема системы автоматического проектирования скважины (рис.). Система состоит из 6 блоков, а также двух баз данных, которые обеспечивают прецедентный принцип ее работы. Самым крупным элементом системы является блок технико-технологических расчетов, поэтому он был разделен на модули для удобства разработки и последующего применения в процессе проектирования. Для удобства восприятия схемы блоки и функциональные связи обозначены различными цветами. Зеленым цветом условно обозначена группа проектировочных блоков, фиолетовым – блока вывода, черным – блока ввода, розовым – блоков обеспечения. Функциональные связи обозначены сплошными линиями, цвет которых определяет источник связи. Например, из блока исходных данных обеспечен только выход информации в другие блоки, а блок вывода, как принимает информацию (зеленые линии), так и выдает ее (фиолетовые линии). Планируется модельная разработка данной системы с последующим объединением и отладкой посредством проведения пробного проектировочного расчета на реальную скважину.

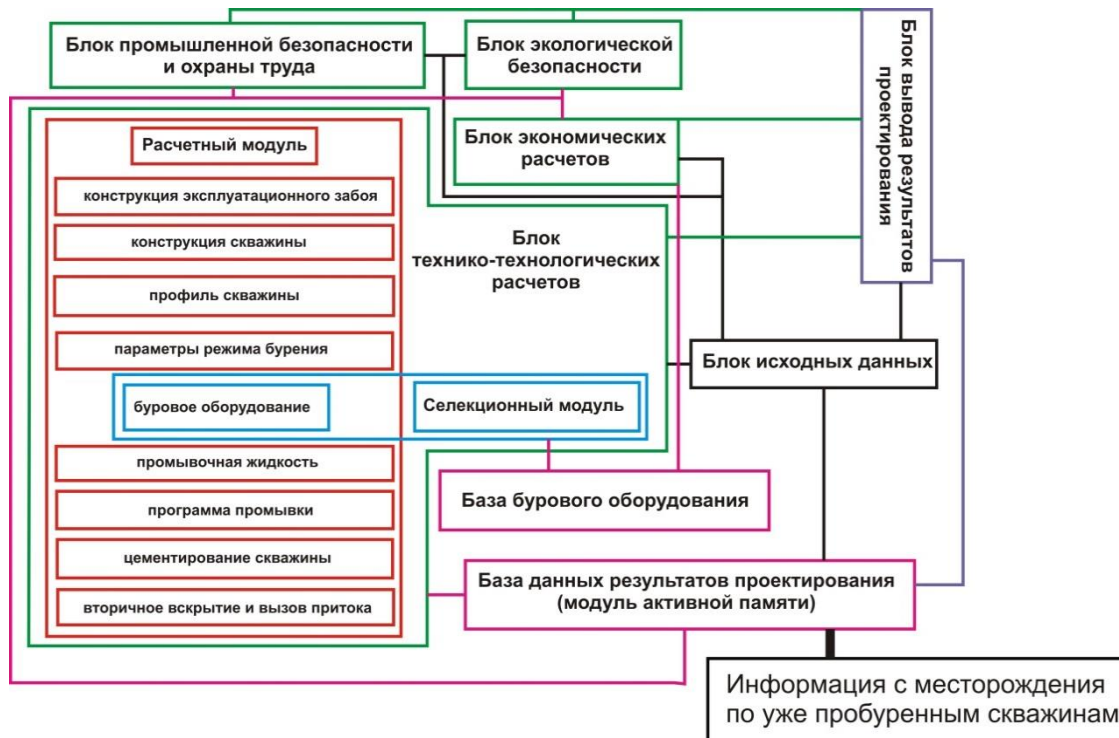


Рис. Функциональная блок-схема системы автоматического проектирования скважины

Следует отметить, что предлагаемый подход к проектированию скважин является альтернативным. Он позволяет оптимизировать работу инженерного состава проектных организаций и уменьшить число ошибок, обусловленных человеческим фактором. Безусловно, это не снижает значимости роли инженера при проектировании скважины, но программа позволит повысить качество и количество выполняемых им работ.

Особенностью системы является, наличие активной памяти, которая позволит вырабатывать идеальные проектные технические решения для отдельных территорий и сформулировать понятие «эталоны» скважины.

Литература

1. Гуторов Ю.А., Никифоров А.А. Проблемы управления качеством строительства скважин на основе оценки их эффективности как объектов нефтедобычи // Нефтегазовое дело. – №5, 2012. – С.141-152.
2. Ситников Н.Б. Моделирование и оптимизация процесса бурения геологоразведочных скважин: автореф. дис. ... доктора технических наук: 05.13.07 / Ситников Николай Борисович. – Екатеринбург, 2000. – 43 с.
3. Литвинов М.А. Система комплексного моделирования процессов при бурении нефтяных и газовых скважин на основе нечётких множеств: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Литвинов Михаил Анатольевич. – Оренбург, 2005. – 156 с.
4. Цуприков Л.А. Разработка системы адаптивного управления процессом роторного бурения нефтяных и газовых скважин: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Цуприков Леонид Александрович. – Краснодар, 2008. – 193 с.
5. Бастриков С.Н. Проектирование и строительство скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири: автореф. дис. ... доктора. техн. наук: 05.15.10 / Бастриков Сергей Николаевич. – Тюмень. – 2006. – 50 с.
6. Иткин В.О. Математические модели пространственных траекторий при проектировании кустовых скважин: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.18 / Иткин Виктор Юрьевич. – Москва, 2004. – 148 с.
7. Харламов А.К. Совершенствование методики проектирования кустов и профилей скважин на месторождениях со сложными схемами разработки: дис. ... доктора. техн. наук: 25.00.15 / Харламов Антон Константинович. – Тюмень, 2007. – 138 с.
8. Король Г.Г., Ломако Л.С. Системы автоматизированного проектирования, планирования и сопровождения горных работ МАЙНФРЭЙМ. Новая версия 5.0 // Технология Credo. – №1, 2012. – С.40-43.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПНЕВМОУДАРНОГО БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПОД НАПРАВЛЕНИЯ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.В. Бузанов

Научный руководитель доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из главных и наиболее остро стоящих задач развития нефтяной и газовой промышленности в России на сегодняшний день является внедрение в производственный процесс ресурсоэффективных технологий, позволяющих минимизировать затраты материальных и людских ресурсов, и, тем самым, способствовать снижению себестоимости углеводородного сырья.

В последние годы нарастающими темпами идет освоение нефтегазовых месторождений Восточной Сибири. При этом процесс бурения скважин в этом регионе зачастую протекает в довольно сложных горно-геологических условиях. Характерным примером этого служит наличие катастрофических поглощений промысловой жидкости в интервалах бурения Верхоленской, Литвинцевской и Ангарской свит на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области.

Идея бурения проблемных интервалов на базе технологии с продувкой воздухом и погружным пневмоударником для предотвращения поглощений промысловой жидкости нашла свое отражение в решениях научно-технического совета холдинга ЗАО «Русь-Ойл», подразделения которого осуществляют в настоящее время буровые работы на Дулисьминском месторождении [1]. Важным обоснованием решений послужил расчет экономической эффективности от реализации предлагаемой технологии.

Другой предпосылкой эффективности мер по снижению аварийности и поглощений в верхних интервалах разреза месторождения является научный подход при составлении технико-технологической карты бурения с анализом результатов расчета параметров продувки воздухом по современным методикам, а также обоснованный выбор функционируемого оборудования для обеспечения процесса пневмоударного бурения.

Выделим некоторые детали процедуры выбора буровой установки. Поскольку планируется реализовать бурение по так называемому методу «с опережением», интервалы под направления на глубину до 300 м сооружаются с помощью мобильной буровой установки. Метод предполагает, что после выполнения буровых работ и спуска обсадной колонны (направления) на заданную глубину с использованием мобильного бурового комплекта, он оперативно демонтируется и выполняется монтаж стандартного бурового оборудования для проходки глубоких горизонтов.

Согласно ГОСТ 16293-89 критериями выбора буровой установки является выполнение условий:

$$P_{ок} \leq 0,9 \cdot Q_{max} \quad (1)$$

$$P_{бк} \leq 0,6 \cdot Q_{max} \quad (2)$$

$$P_{бк} \cdot k_{прих} \leq Q_{max} \quad (3)$$

где $P_{ок}$ – нагрузка от массы обсадной колонны, $P_{бк}$ – нагрузка от массы бурильной колонны, Q_{max} – допускаемая нагрузка на крюке буровой установки, $k_{прих}$ – коэффициент прихвата бурильной колонны (примем $k_{прих} = 1,5$) [3].

Для крепления ствола скважины в интервале под направление планируется использовать обсадную колонну диаметром 323,9 мм., толщиной стенки 11 мм., марки прочности Д, номинальным диаметром муфты

351 мм, соединительной резьбой ОТТМ. Длина обсадной трубы 11 м; вес одного погонного метра при выбранной толщине стенки – 84,8 кг, вес муфты – 23,4 кг [2].

Во время спуска выбранной обсадной колонны, состоящей из 28 труб для достижения забоя 300 м., максимальный вес на крюке будет составлять:

$$P_{ок} = 28 \cdot 11 \cdot (84,8 + 23,4) \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 327 \text{ кН.}$$

Согласно предварительным оценкам, предлагаемую технологию планируется осуществить с помощью мобильного бурового комплекса T130XD производства компании Shramm.

По паспортной характеристике допускаемая нагрузка на крюке для данной буровой составляет 590 кН. Важно, что буровая укомплектована вращателем с постоянным крутящим моментом 12 кН·м при 0-143 об/мин. При этом ход вращателя составляет 15 м, что в свою очередь позволяет работать с бурильными трубами различной длины. При этом проходное сечение в столе ротора составляет 711 мм. Усилие на забой составляет 145 кН [4].

В связи с тем, что в соответствии с (1) 327 кН меньше 531 кН, T130XD соответствует допускаемой расчетной нагрузке на крюке от массы обсадной колонны.

Рекомендуемый для использования пневмоударник серии Quantum Leap® QL 120 STD с рабочим давлением 0,6-1,7 МПа и внешним диаметром 285 мм выбран исходя из успешного опыта применения данной модели компанией ООО «Белон геология» при бурении на угольных шахтах Чертинского и Никитинского участков Кемеровской области.

Трубы бурильные серии T4 диаметром 127 мм длиной 9 м с толщиной стенки 9,14 мм и весом погонного метра 380 кг также успешно зарекомендовали себя при бурении на угольных участках Кемеровской области.

Далее необходимо провести проверку соответствия допускаемой нагрузки на крюке установки T130XD расчетным нагрузкам от массы бурильной колонны (2):

$$P_{бк} \leq 0,6 \cdot Q_{max}.$$

$$P_{бк} = (205 + 650 + 31 + 885 + 72 + 5358 + 72 + 10977) \cdot 9,8 = 178,85 \text{ кН.}$$

$$178,85 \text{ кН} \leq 354 \text{ кН.}$$

Наконец проверка нагрузки мобильной установки для ликвидации прихвата (3):

$$P_{бк} \cdot 1,5 \leq Q_{max}.$$

$$268,275 \text{ кН} \leq 590 \text{ кН.}$$

Таким образом, установка T130XD (рис. 2) соответствует всем критериям выбора для условий бурения интервалов под направления на Дулисьминском месторождении.

Выбранная мобильная буровая установка является альтернативой «массивному» станку, спроектирована для бурения неглубоких нефтегазовых скважин, скважин для дегазации угольных пластов, бурения различных технологических скважин.

Основываясь на аналогии геологических разрезов Нарыкско-Осташкинской площади в Кемеровской области и Дулисьминского месторождения предполагаемые к использованию бурильную колонну и КНБК приняты следующими (таблица 1) [1].

Таблица 1

КНБК, применяемая при реализации пневмоударного способа бурения на Нарыкско-Осташкинской площади

№ п/п	Элемент КНБК	Наружный Диаметр, мм	Длина (высота), м	Масса, кг	Назначение
1	2	3	4	5	6
1	Буровая коронка DHD 112	381	0,33	205	Долото
1	2	3	4	5	6
2	Погружной пневмоударник QL 120 STD	285	1,6	650	Пневмоударник
3	Переходник на стабилизатор	196,8	0,38	31	Переходник
4	Стабилизатор	371,8	3,66	885	Стабилизатор
5	Переходник на УБТ	196,8-139,7	0,45	72	Переходник
6	УБТ 139,7	139,7	54,6	5358	Утяж. Бур. Трубы
7	Переходник на бурильные трубы	139,7	0,45	72	Переходник
8	Бурильные трубы серии T4	127	Ост.	10977	Бур. Трубы

Буровая коронка DHD 112 производства компании Atlas Copco диаметром 381 мм. с вогнутой поверхностью выбрана с прогнозированием максимального обеспечения вертикальности скважины в буримом интервале в породах от средней твердости до твердых.

Вертикальность ствола скважины в тяжелых условиях работы достигается за счет более широких калибрующих штырей (резцов) и двойного перекрывающегося калибрующего венца.

Данная коронка оснащена пятнадцатью внешними, двенадцатью внутренними и двадцатью восьмью передними резами. Каждый штырь составляет 19 мм в диаметре. Угол наклона внешних резов составляет 35 градусов, внутренних – 15, конусность – 10 градусов.

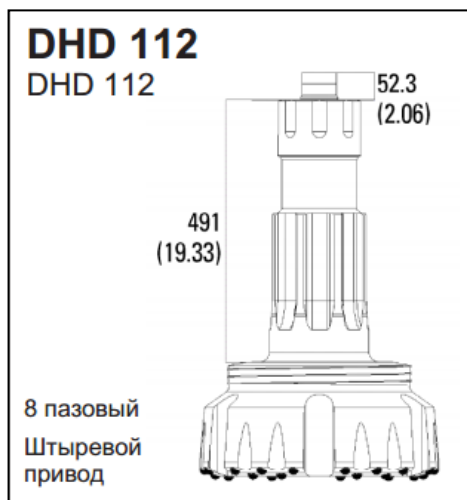


Рис.1. Буровая коронка DHD 112



Рис.2. Мобильная буровая установка T130XD

Литература

1. Бузанов К.В., Борисов К.И. Технология бурения пневмоударником как способ предупреждения катастрофических поглощений на Дулисьминском месторождении // Научно-технический журнал Инженер-Нефтяник. – Москва, 2014. – №4. – С. 28 – 31.
2. Спутник буровика / под ред. Иогансена К.В. – М.: Недра, 1990. – 303 с.
3. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования: Учебное пособие / Самохвалов М.А. – Томск.: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 312 с.
4. Инструкция по эксплуатации МБУ T130XD // ООО «Коралайна Дриллинг». – Москва, 2010. – 17 с.

АНАЛИЗ НЕДОСТАТКОВ БЛОКОВ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

О.Н. Ермак

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективное разрушение горной породы при бурении нефтяных и газовых скважин невозможно без использования бурового раствора, который должен сохранять запроецированные свойства в ходе всего процесса бурения. Важность этого требования обусловлена многофункциональностью буровых растворов. Кроме того, правильно подобранные параметры бурового раствора снижают вероятность возникновения осложнений или аварий, что в значительной степени сокращает время строительства скважины.

В этих условиях качественная очистка бурового раствора от вынесенного шлама и прочих примесей приобретает особую актуальность. В циркуляционной системе за очистку бурового раствора отвечает наземное оборудование, размещенное на приустьевой площадке скважины в пределах буровой установки. Она представляет собой систему взаимосвязанных блоков очистки, которые производят поэтапное удаление газа и элементов выбуренной породы из бурового раствора. При этом системы очистки бурового раствора зачастую работают не в полной мере эффективно, что подчеркивается множеством аварий и осложнений, возникающих в процессе бурения по этой причине. Например, дифференциальный прихват инструмента, его затяжки и посадки, обвалы стенок скважины, которые чаще всего обусловлены слабой выносной способностью бурового раствора и его некачественной очисткой. Таким образом, моделирование работы блока циркуляционной системы буровой установки, отвечающего за очистку бурового раствора, позволит оперативно оценить и скорректировать ее работу.

Целью исследования является анализ недостатков очистных блоков наземных циркуляционных систем буровых установок. Задачами для достижения поставленной цели являются:

- изучение состава и принципа работы очистных блоков циркуляционных систем буровых установок;
- опрос студентов кафедры бурения скважин и сбор данных об устройстве и недостатках очистных блоков циркуляционных систем буровых установок, с которыми они работали на летней производственной практике;
- анализ недостатков циркуляционных систем и их классификация;
- разработка плана дальнейших исследований, включающих экспериментальные расчеты и моделирование работы очистных блоков циркуляционных систем.

Состав и принципиальное устройство циркуляционных систем

Циркуляционная система состоит из трех основных блоков:

Блок очистки, предназначенный для грубой очистки бурового раствора от выбуренной породы и удаления из бурового раствора растворенных газов (дегазация);

Блок приготовления раствора, предназначенный для приготовления бурового раствора, обработки, утяжеления, диспергирования и поддержания свойств очищенного раствора в процессе работы с ним;

Технологический блок предназначен для хранения и перемешивания буровых растворов в емкостях [1].

Основными параметрами циркуляционной системы буровой установки являются:

Общий полезный объем бурового раствора циркуляционной системы;

Объем емкостей циркуляционной системы;

Количество ступеней очистки;

Максимальная пропускная способность комплектующего оборудования.

Методы очистки промывочной жидкости от шлама можно классифицировать следующим образом: естественные (желобная система и отстойники); принудительные – механические (сита); принудительные – гидравлические (центрифугирование в гидроциклонах и центрифугах); физико-химические, комбинированные.

Систематическая циркуляция буровой промывочной жидкости (БПЖ) в процессе проходки скважины осуществляется с помощью поверхностной циркуляционной системы. Она включает в себя: несколько резервных емкостей для БПЖ и для химических реактивов, несколько резервуаров, дегазаторы, и трубопровод высокого давления, механические средства очистки раствора от шлама, систему желобов, один или несколько буровых насосов. Основные элементы циркуляционной системы представлены на рис. 1.

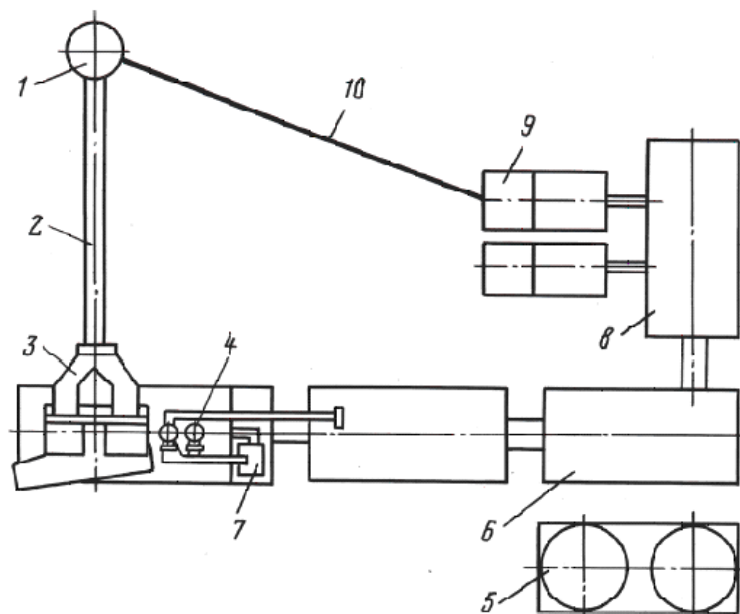


Рис. 1. Схема наземной части циркуляционной системы: 1 - устье скважины, 2 - желоб, 3 - вибросито, 4 - гидроциклон, 5 - блок приготовления раствора, 6 - емкость, 7 - шламонасос, 8 - приемная емкость, 9 - буровой насос, 10 - нагнетательный трубопровод [3]

Циркуляция в скважине промывочной жидкости включает в себя этапы приготовления бурового раствора, его использование в виде прокачки через колонну буровых труб для очистки забоя, возвращение на устье с забоя с взвешенными частицами шлама, очистка, восстановление первоначальных свойств и повторное применение по циклу промывки скважины.

Анализ недостатков блоков очистки наземных циркуляционных систем и возможности их устранения

Проведённый опрос студентов позволил выявить несколько категорий проблем современных систем очистки бурового раствора:

- моральная устарелость;
- низкий коэффициент полезного действия (пропускная способность и очистка бурового раствора);
- не универсальное исполнение (для конкретной циркуляционной системы возможно использование оборудования ограниченного ряда производителей; это является причиной самостоятельного демонтажа, внесения конструктивных изменений персонала буровой в конструкцию блока очистки бурового раствора).

Анализ отечественного рынка нефтегазового оборудования показал, что существуют конкурентоспособные производители, которые успешно выполняют задачу импортозамещения в России. Наиболее востребованными остаются модели следующих фирм [4]:

- «ИСОТ ПЛЮС» - мобильная циркуляционная система ЦСМ 40;
- «ТЕХНОМЭКСЕРВИС» - мобильные циркуляционные системы МЦС 25;

- «НЕФТЕГАЗМАШ-ТЕХНОЛОГИИ» - система циркуляционная СЦ-26, СЦ-32, СЦ-35М.

Как показывает анализ, серьезное распространение получили системы с модульной установкой оборудования заводом-производителем на отдельные блоки, которые могут размещаться на автоприцепе или платформе на санях. Конструкция такой циркуляционной системы решает следующие задачи: охрана окружающей среды; ускоряет и удешевляет монтаж; исключают необходимость использования желобных систем в грунте и амбаров.

На основе изученной информации были сформированы категории недостатков блоков очистки циркуляционных систем и их элементов.

Совокупные недостатки, которые обусловлены несовершенством оборудования первой, второй и последующих ступеней очистки бурового раствора. Например:

Вибрационное сито. Установка сеток с мелкой ячейкой производится с целью повышения степени очистки, но использование мелкоячеистых сеток приводит к уменьшению пропускной способности вибросита.

Гидроциклонный илоотделитель/пескоотделитель. Рассчитан на долю шлама в единице объема раствора 1,5-2% процента, в то время как раствор может поступать «пачкообразно» с количеством шлама 5% или более. Как следствие, перегрузка оборудования и закупоривание насадок и недоочищенный буровой раствор поступает в циркуляционную систему, забивает центрифугу и попадает обратно в скважину.

По условиям применения. Сравнение эффективности циркуляционных систем при бурении скважин в различных горно-геологических условиях является некорректным, поскольку регистрируемые параметры для разных скважин обладают высоким разбросом. Следовательно, сравнение эффективности работы блоков очистки актуально для условий изменения режима очистки бурового раствора в ходе бурения одной скважины или бурение двух и более скважин, в идентичных горно-геологических условиях (сооружение куста скважин), с использованием различных компоновок очистного оборудования и режимов очистки.

По типу буровой установки. При анализе недостатков очистных блоков циркуляционных систем было получено, что они зависят от типа буровой установки (стационарная, мобильная, кустовая), и включают в себя ряд прямых и косвенных параметров, влияющих на итоговую оценку: безопасность работы обслуживающего персонала; значение технико-экономических показателей при бурении; уровень экологической безопасности; готовность к оперативному ремонту (универсальность блоков); взаимодействие элементов системы очистки и влияние на скорость обработки бурового раствора; эксплуатация в различных климатических условиях; заданные характеристики (качественные и количественные) очистки раствора; возможность использования растворов на углеводородной основе;

Анализ недостатков циркуляционных систем позволил сделать следующий вывод. Буровое оборудование, в том числе и система очистки бурового раствора, имеет заданный проектом на скважину режим работы, при котором они обеспечивают фиксированные производительность, объем поступающего бурового раствора и его предполагаемые параметры при выходе на устье скважины. В свою очередь, изменение геологических свойств разреза при его проходке приводит к варьированию объема по времени и характеристик шлама. Следовательно, возникает противоречие: при неизменных параметрах работы очистного оборудования в циркуляционную систему попадает буровой раствор с различными характеристиками и объемом шлама на единицу объема раствора по времени. В свою очередь, буровая бригада принимает решения по изменению режимов работы очистного оборудования (с учетом заданных проектом) часто с запозданием, что приводит к падению качества очистки раствора, его возвращению в таком виде в скважину, с созданием предпосылок для будущих осложнений. В дальнейших исследованиях будет произведено моделирование работы различных циркуляционных систем с целью выработки оптимальных алгоритмов их эксплуатации.

Литература

1. Буровые растворы: учебное пособие / Л.В. Ермолаева. – Самара, 2010. – 60 с.
2. Коршак А.А., Шамазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для ВУЗов/ А.А. Коршак, А.М. Шамазов. – Уфа, 2011. – 119 с.
3. История нефтегазовой отрасли и основы нефтегазового дела: Учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин. — Томск: Изд-во ТПУ, 2014. — 77 с.
4. Группа компаний «НЕФТЕГАЗМАШ-ТЕХНОЛОГИИ» [Электронный ресурс]//Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.ngmt.ru/partners/>.

ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ

Ю.Р. Исмаилов

Научный руководитель старший преподаватель А.В.Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В наше время большими темпами набирает обороты добыча трудноизвлекаемой нефти из нестандартных коллекторов в сложных горно-геологических и климатических условиях. Это обусловлено тем, что крупные и уникальные месторождения находятся на поздних стадиях разработки и сильно истощены. Главными целями разработки месторождения углеводородов были и остаются: получение высокого дебита скважин и достижения высоких показателей коэффициента извлечения нефти. В связи становятся все более

актуальными различные методы и технологии интенсификации потока, одним из которых является гидравлический разрыв пласта.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП, фрекинг) - механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором в скважину по специальным насосно-компрессорным трубам нагнетается гель (гуар), приготовленной на основе воды или углеводородной жидкости. Давление, создаваемое жидкостью, разрывает породу пласта по плоскостям минимальных напряжений горного давления. В результате в пласте образуется трещина. После разрыва пласта, за счет продолжающейся закачки жидкости, образовавшаяся трещина увеличивается в размерах. При достижении трещиной определенных (предварительно запроектированных) размеров на забой с жидкостью разрыва начинает подаваться расклинивающий агент, называемый проппантом (искусственный песок с частицами шаровидной формы, изготовленный на основе бокситов). Расклинивающий агент транспортируется жидкостью разрыва в трещину. Его задача удерживать трещину в раскрытом состоянии после прекращения подачи жидкости разрыва в скважину и снятия избыточного давления. За счет созданной трещины, заполненной проппантом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной; подключаются ранее не участвующие в разработке участки залежи, создается высокопроводящий канал для поступления нефти в скважину. Это позволяет увеличить дебит скважины в несколько раз (в среднем по нефти в 3 раза), увеличить коэффициент извлечения нефти из пласта, и тем самым переводить часть забалансовых запасов нефти в промышленные [5].

На данный момент разработано множество модификаций, типов и видов ГРП. В зависимости от объема закачки проппанта различают: локальный (до 5 тонн), глубокопроникающий (до 100 тонн), массивированный (более 100 тонн), также широко распространены многостадийный и супер-ГРП. Классифицируют также ГРП по используемому расклинивающему реагенту – проппантный, азотный, кислотный и др.

Проведение первого в мире ГРП приписывается компании Halliburton, выполнившей его в США в 1947 году. В качестве жидкости разрыва в тот момент использовалась техническая вода, в качестве расклинивающего агента — речной песок. Технология быстро приобрела широкое распространение: уже к 1968 году в мире было сделано более миллиона таких операций. В отечественной нефтедобыче ГРП начали применяться с 1952 года. Разработчиками теоретической основы явились советские учёные Христианович С. А. и Желтов Ю. П. За 1988-1995 гг. только в Западной Сибири было произведено более 1600 операций ГРП.

В настоящее время ежегодно в Российской Федерации производится около 9000 операций гидроразрыва пласта. С этим показателем Российская Федерация является крупнейшей на территории постсоветского пространства и Европы, уступая в мире только США. Из извлеченных в 2013 году в Российской Федерации, по различным подсчетам, 525-540 млн. тонн нефти, благодаря ГРП было получено не менее 30% объемов. Такие нефтяные гиганты, как «Лукойл», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром», «Татнефть» и многие другие значительную часть нефти также получают благодаря методам интенсификации, из которых первоочередное внимание уделяется гидроразрыву пласта [1].

На рис. 1 показана диаграмма, отражающая динамику количества проведенных ГРП с 2011 по 2013 гг. несколькими отечественными нефтедобывающими компаниями. За 2013 год компания «Татнефть» провела не меньше 605 операций ГРП, что составляет 23% общей собственной добычи. Суммарно, за последние 15 лет, этой компанией было осуществлено более 2500 ГРП. «Газпром нефть» ежегодно увеличивает объемы ГРП, причем за 2013 год из общего объема в 896 реализованных проектов - 139 являются многостадийными. Интерес вызывает тот факт, что с помощью этого метода компанией было извлечено лишь 4,5% общей добычи, что значительно ниже, чем у конкурентов. Но по данным на 2014 год число запланированных операций многостадийного ГРП составило 167, что говорит о возрастающей популярности этого метода [4]. «Лукойл» произвел за 2013 год 978 ГРП, таким образом, обеспечив дополнительные 30% добычи. Компании «Роснефть» и «Сургутнефтегаз» занимают лидирующие позиции на отечественном рынке по объему проведения ГРП, поскольку все новые скважины вводятся с применением этой операции. Это позволяет повысить дебит с 15 до 100 тонн нефти в сутки, а коэффициент извлечения – на 10-15% [3]. В ближайшем будущем эти компании планируют проводить до 3000-4000 ГРП/год и повышать свою добычу благодаря этой технологии на величину до 100 млн. тонн нефти [2].

К настоящему времени более 10 лет осуществляется интенсивное освоение сланцевых месторождений, при котором получение углеводородов невозможно без ГРП. Абсолютный лидер в области - США. Интерес нефтяных компаний к данным месторождениям связан со снижением добычи легкой и средней плотности нефти. В Российской Федерации сланцевую нефть также добывает ряд компаний, но пока в небольших объемах. Например, «Лукойл» использует технологию разрыва пласта сланцев на Средне-Назымском месторождении в Западной Сибири. Тем не менее, в промышленных масштабах извлекать нефть из сланцев пока не позволяют даже современные технологии. К тому же, есть много нерешенных вопросов экологической безопасности и целесообразности освоения подобных месторождений. Еще в середине прошлого века в США этот метод был признан экологами «экологическим терроризмом». В связи с возможным ущербом для окружающей среды добыча сланцевого газа запрещена в 30 странах, среди которых Франция и Болгария; приостановлена также в нескольких городах Германии, ряде штатов США [6]. Но месторождения сланцевого газа и нефти остаются перспективным источником углеводородов и, как следствие, потенциальной областью применения ГРП.

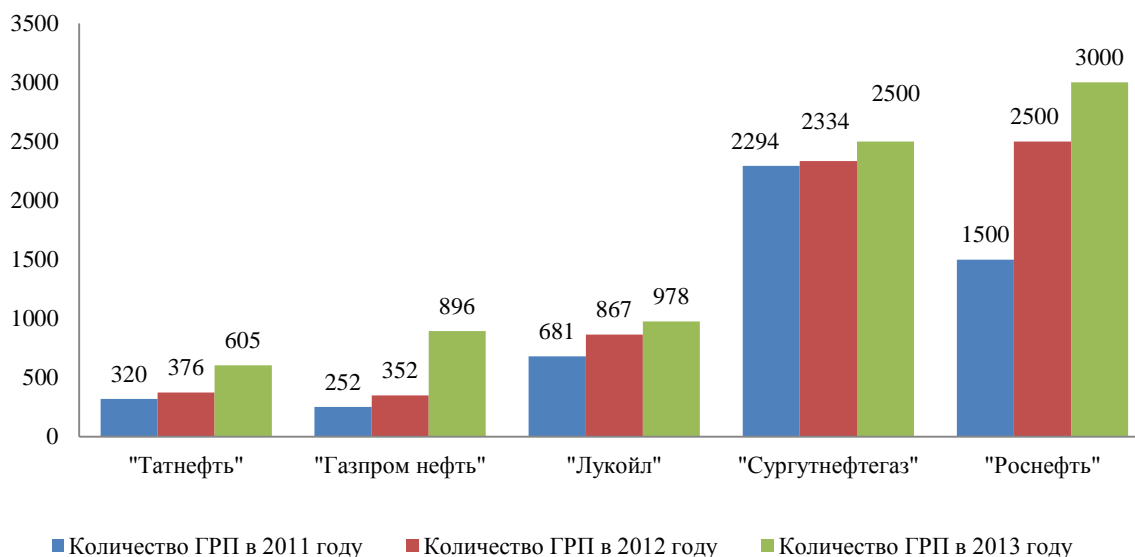


Рис 3. Динамика проведения ГРП в Российской Федерации в 2011-2013 гг.

Технология гидроразрыва пласта остается одной из самых востребованных среди методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи во всем мире. Анализ данных по интенсификации добычи в Российской Федерации демонстрирует четкий восходящий тренд, характеризующий ежегодное увеличение количества операций ГРП отечественными нефтяными компаниями. С другой стороны, нужно констатировать, что представленные данные характеризуют объемы проводимых ГРП по заказу отечественных компаний, в то время как исполнителями чаще всего выступают зарубежные агенты. Это подтверждает высокую актуальность научных исследований в направлении разработки отечественных методов и технологий проектирования и проведения гидравлического разрыва пласта.

Литература

1. Лактионов А. Без гидроразрыва Россия не способна удержать текущий уровень добычи углеводородов// [Электронный ресурс] / 2014. – URL: <http://news.finance.ua/ru/> (дата обращения 9.03.2015)
2. Описание деятельности НК «Роснефть» // [Электронный ресурс] / – URL: http://tender.rosneft.com/neftepromisel/archive/2009/01-26_07_2009.html (дата обращения: 8.03.2015)
3. Описание компании НК «Роснефть» // [Электронный ресурс] / – URL: <http://www.rosneft.ru/news/pressrelease/04022014.html> (дата обращения: 3.03.2015)
4. Новости компании ОАО «Газпром нефть»// [Электронный ресурс] / – URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1100014/> (дата обращения: 7.03.2015)
5. Отдел Пенсильвании по охране окружающей среды// Обзор ГРП [Электронный ресурс] / 2010. – URL: <https://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process> (дата обращения: 9.03.15)
6. [Сланцевый газ — новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья](#)// ВЕСТНИК ОНЗ РАН, ТОМ 2, NZ5001, doi:10.2205/2010NZ000014, 2010

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И МОМЕНТА ВХОДА В ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

А.В. Ковалев, А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Горизонтальное, многозабойное и многоствольное бурение, а также бурение скважин со сверхбольшим смещением забоя от устья являются современными технологиями, позволяющими повысить дебит скважины, увеличить рентабельность эксплуатации малопродуктивных залежей нефти и газа, а также сократить затраты на эксплуатацию морских месторождений. Причиной их использования является потребность в освоении трудноизвлекаемых ресурсов.

Месторождения с трудноизвлекаемыми запасами отличаются низкими коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, равно как и низким качественным составом насыщающих их флюидов. Острой проблемой является загрязнение призабойной зоны при вскрытии продуктивного пласта. Ее состояние в период заканчивания скважин определяет эффективность добычи нефти и газа из скважин и разработку нефтяных и газовых месторождений. Вскрытие продуктивных пластов является наиболее важным, ответственным и экономически значимым этапом буровых работ по заканчиванию эксплуатационных и разведочных скважин. От

качества его выполнения зависит возможность получения потенциально возможного притока флюида из вскрываемых объектов и обеспечения при этом минимальных затрат времени и средств на освоение скважин [1].

По данным, представленным в [2], в среднем более 50% всех пластов после первичного вскрытия имеют в два раза меньшую продуктивность, чем потенциальная, 25% - в четыре раза и 10% пластов – в десять раз. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2 - 4 раза больше в зависимости от условий [3].

В процессе поисково-разведочных работ основная информация о геологическом разрезе определяется посредством сейсморазведки, геологической съемки, по керну, по шлему, геофизическими и другими методами. Оценка геологического разреза прямыми методами (по керну и шлему) отражает наиболее полную и объективную информацию. Однако низкий процент выноса керна и, как следствие, отсутствие его постоянного отбора не дают возможности определять геологический разрез данным способом, вынос керна производят в отдельных, наиболее важных точках разреза. Изучение геологического разреза по шлему позволяет определить лишь литологическую характеристику пластов и нефтегазоносность, а сложности привязки обломков горных пород к определенной глубине и учет времени их подъема приводит к неправильному представлению о структуре и текстуре горных пород, их коллекторских свойствах. Поэтому главным источником информации о геологическом разрезе скважины являются данные геофизических исследований, правильная интерпретация которых устанавливает литологическое строение продуктивных пластов, их границы, общую и эффективную толщины пластов и др. [4].

Геологическая информация в процессе бурения эксплуатационных скважин также важна. Она может использоваться не только для оптимизации процессов углубления (расчленение разреза, выделение пласта-коллектора, определение характера его насыщения, принятие решения об испытании объекта и т. п.), но и в сложных случаях для комплексной интерпретации всей геолого-геофизической информации на этапе подсчета запасов. Кроме того, по материалам промысловой геофизики можно выделить и проследить основные реперы в разрезах пробуренных скважин в пределах разведочной и разрабатываемой площади, необходимые для эффективной корреляции разрезов.

Самым распространенным способом изучения геологического разреза эксплуатационных скважин сегодня являются геофизические исследования скважин (ГИС). Стандартный комплекс геофизических исследований скважин, применяемый для расчленения геологического разреза: электрокаротаж (КС, ПС), радиоактивный каротаж, микрокаротаж, кавернометрия и боковой или индукционный каротаж в зависимости от условий измерения [4]. Однако измерения свойств горных пород с помощью ГИС производят обычно через некоторое время после их вскрытия. За это время проникновение фильтрата бурового раствора оказывается настолько значительным, что порой полностью маскирует истинный характер пласта. Ухудшается и отбивка границ пластов. Поэтому желательно определять геологический разрез непосредственно в процессе бурения с помощью систем телеметрического сопровождения процесса бурения. При этом их использование при сооружении поисково-разведочных скважин затруднено по причине высокой стоимости.

Многообразие геологических, технических, технологических и других особенностей процесса бурения скважин не позволяет в настоящее время создать универсальный метод вскрытия продуктивных пластов, который максимально сохранит естественную проницаемость горных пород, слагающих призабойную зону [5]. Поэтому совершенствование процесса вскрытия продуктивных пластов ведется в следующих направлениях: разработка технологий вскрытия продуктивных пластов без избыточного давления на пласт; разработка промысловой жидкости с минимальным воздействием на продуктивный пласт; применение при вскрытии горизонтов методов кольматации; сокращение времени взаимодействия бурового раствора с горными породами в интервале продуктивного пласта. Анализируя данные направления можно сделать вывод о том, что необходимо единое решение, которое позволило бы комплексно повышать качество сооружения, в том числе вскрытие продуктивного пласта.

Высокая стоимость строительства современных горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин, а также сложность и длительность технологических операций по их сооружению подчеркивают актуальность работ по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами. Причем информационная база данных таких систем должна обеспечивать не только поддержание оптимального режима бурения, но и распознавание причин некорректных решений и развивающихся осложнений в скважине, в частности, связанных с особенностями геологического разреза. Для реализации такой технологии необходим буровой контрольно-измерительный комплекс, способный автономно или при минимальном вмешательстве оператора осуществлять проводку ствола в продуктивном пласте, обходя при этом зоны обводненности и зоны не содержащие флюид [6]. Следует учитывать, что эффективность работы автоматизированной системы управления, главным образом, зависит от точности и полноты данных, поступающих с глубинных датчиков, а также от объективности анализа проводимого блоком обработки данных.

Создание телеметрических систем дало значительный импульс научно-техническому прогрессу в области строительства скважин на нефть и газ. В настоящее время телеметрические системы контроля в сочетании с методико-математическим и программным обеспечением дали технологам небывалые возможности, в корне изменив методы их работы. Однако их практическое применение сдерживается низкой информативностью и ненадежностью каналов связи «забой-устье». До настоящего времени, в практике использования телеметрических систем распространение получили кабельный (проводной), электромагнитный, акустический и гидравлический канал связи, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

Считающийся наиболее перспективным гидравлический канал связи имеет малую пропускную способность. Электропроводный канал, обладает максимально возможной информативностью, но его применение ограничивается временными и материальными издержками, обусловленными обеспечением исправной работы кабель-канала. Электромагнитный и акустический каналы связи обладают слабой помехоустойчивостью. Несмотря на это, разнообразие условий бурения определяют каждому из этих каналов свою область применения [2].

Одним из последних достижений в области совершенствования телеметрических систем стали модульные системы, рассчитанные на максимальную эффективность и гибкость управления. Данные системы содержат как пространственные (инклинометрические) датчики, так датчики технологических и геофизических параметров. Они способны определять пространственное положение ствола скважины, основные технологические параметры и расчленять литологический разрез в режиме реального времени. Особую популярность имеют импортные телеметрические системы с гидравлическим каналом связи компаний Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford и Geolink [7]. Основными разработчиками отечественных забойных телесистем подобного класса являются ОАО НПФ «Геофизика», ЗАО НПП «Самарские горизонты» и ООО «ТехИнформСервис». Однако применение модульных телеметрических систем ограничивается из-за высокой стоимости.

Согласно вышесказанному, сегодня актуальна и перспективна разработка надежных и точных методов и аппаратуры для измерения и регистрации забойных технологических и геофизических параметров в процессе бурения. Особое место здесь занимают измерительные системы, работающие непосредственно при разрушении горных пород, что не всегда возможно [5]. Одним из решений в данном случае может стать разработка единой системы контроля и управления процессом бурения, которая бы объединяла все источники информации о процессе бурения, проводила самостоятельный анализ и выдачу рекомендательных решений. Особенно важна скорость ее работы и эффективное использование информации о забойных процессах, параметрах режима бурения, техническом состоянии бурового оборудования, геологическом разрезе и состоянии стенок скважины, возможных осложнениях.

В результате анализа технологических этапов строительства скважины был выработан ряд общих требований к системе автоматического контроля и сопровождения процесса бурения: наличие пополняемой базы данных с элементами «самообучения» системы; прецедентный тип работы; выдача рекомендательных управленческих решений оператору с учетом проектных и фактических показателей процесса бурения; система записи с возможностью записи информации на носитель и на сервер в сети интернет; контроль технологических параметров режима бурения; контроль технического состояния оборудования; оценка экономического эффекта буровых работ; учет обратной связи от буровой бригады и инженерного состава; контроль эффективности работы буровой бригады; наличие системы видеонаблюдения за основными блоками буровой;

Важна способность системы эффективно функционировать с имеющимся буровым оборудованием вне зависимости от принципа его работы и комплектации. Кроме того, она должна совершенствоваться («самообучаться») в процессе наполнения базы данных. Она должна самостоятельно вырабатывать такую совокупность оптимальных факторов, которые позволят пробурить скважину в кратчайшие сроки и при минимальных затратах. В этом случае выработка оптимальных алгоритмов сооружения скважины должна включать в себя необходимость максимального сохранения естественной проницаемости интервала продуктивного пласта, что должно быть обеспечено правильным подбором раствора системой и четкой регистрацией момента входа в продуктивный пласт. Разработка такой системы позволит вывести процесс строительства скважины на новый уровень автоматизации, повысить ресурс работы оборудования и совокупный коэффициент полезного действия, а также уменьшить вероятность возникновения аварий и осложнений по причине человеческого фактора.

Литература

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: Научное издание/Коллектив авторов; Под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592 с.
2. Иванов С.И., Булатов А.И. и др. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 334 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – 632 с.
4. Каналин В.Г., Усенко Т.П. Геологический контроль проходки скважин: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 202 с.
5. Погуляева А.М. Состояние и перспективы развития средств контроля бурения//Материалы XXXIX научно-технической конференции по итогам работы профессорско-преподавательского состава СевКавГТУ за 2009 год, 2010. – Т2. – Ставрополь: СевКавГТУ. – 206 с.
6. Калинин А.Г. Состояние и перспективы развития технологий бурения разведочных скважин на нефть и газ// [Разведка и охрана недр, 2008. – № 8. – С. 52-58.](#)
7. Лаптев В.В., Булгаков А.А., Служаев В.Н. Скважинная геофизическая техника для бурящихся скважин//Бурение и нефть, 2009. – №2. – С. 51-53.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ РАБОЧИХ ЭЛЕМЕНТОВ БУРОВЫХ НАСОСОВ**Н.А. Лемачко**

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровой насос представляет собой гидравлическую машину объемного действия, работающую на принципе вытеснения жидкости из рабочей камеры рабочими органами (поршни, плунжеры), совершающими прямолинейное возвратно-поступательное движения. К буровым насосам с возвратно-поступательным движением рабочего органа относятся поршневые и плунжерные [1-2].

Буровой насос является центральной частью циркуляционной системы. Его основной задачей является обеспечение замкнутой циркуляции бурового раствора с забоя скважины с такой скоростью, чтобы предупредить оседание шлама и успешно транспортировать его до системы очистки на поверхности.

Для осуществления нормального процесса бурения и работы циркуляционной системы буровой насос проектируется с учетом следующих требований [1]:

- подача насоса должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;
- мощность насоса и количество насосов должно быть достаточным для промывки скважины и работы забойных гидравлических двигателей;
- скорость движения промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения рабочих органов;
- насосы должны быть приспособлены для работы с абразиво- и маслосодержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;
- узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя.

Одним из резервов роста производительности, снижения затрат на эксплуатацию оборудования является повышение его долговечности. Особое значение имеет обеспечение необходимого уровня работоспособности буровых насосов, так как от них во многом зависит качество проведения технологических операций, а значит и эффективность последующей эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В среднем третья часть отказов буровой установки приходится на долю буровых насосов. Работоспособность буровых поршневых насосов в основном определяют сменные детали гидравлической части: поршни, цилиндрические втулки, клапаны, уплотнения [3]. Длительность ремонтного цикла отечественных буровых насосов обычно составляет до 6000 часов, а длительность межремонтного периода – 600 часов. Нормативное время работы рабочих элементов буровых насосов (клапаны, поршни, цилиндрические втулки) в свою очередь составляет 200-400 часов [5]. Не смотря на это, в экстремальных условиях эксплуатации срок службы деталей гидравлической части иногда составляет лишь десятки часов. Замена быстроизнашивающихся деталей требует наличия резервного насоса, значительных материальных и трудовых затрат с применением тяжелого ручного труда. Следовательно, обеспечение требуемой долговечности узлов и деталей гидравлической части является одной из основных задач при проектировании насосов [3].

Буровые насосы эксплуатируются в тяжелых условиях, перекачивая вязкие растворы (до 50 сСт), плотностью до 2 г/см³ приготовленные обычно на основе глинисто-водных, глинисто-полимерно-водных и углеводородных смесей и утяжеленные добавками гематита или барита. Растворы могут содержать до 2-5 % абразивных частиц выбуренной породы, а в ряде случаев также нефть, кислоты, щелочи, различные химические реагенты, растворенный газ. Кроме того, перекачиваемые растворы обладают температурой до 60..80° С, а рабочее давление насосов составляет до нескольких сотен атмосфер. Совокупное действие этих факторов является основной для формирования серьезных требований к износостойкости рабочих элементов буровых насосов [3,4].

Согласно нормативным требованиям, совершенствование конструкции и эффективность функционирования буровых насосов в основном сводится к ограничению механических и гидравлических потерь в насосе, которые могут быть обусловлены рядом факторов [6]. С целью постановки задач исследования было принято решение классифицировать факторы по физической природе воздействия на рабочие элементы и проанализировать существующие способы их изоляции или профилактики. Анализ информационных источников позволил определить следующие факторы, являющиеся причиной выхода из строя рабочих элементов буровых насосов: механические; тепловые; гидравлические; химические.

Механические факторы представляют собой совокупность ударных, фрикционных и вибрационных нагрузок, которые воздействуют на рабочие органы бурового насоса: цилиндрические втулки, клапаны, поршни и т.д. [7-8]. Профилактика ударных и вибрационных нагрузок реализуется за счет регулирования режимов работы насоса и подбора оптимальных соотношений габаритных размеров его деталей. Альтернативным методом является установка виброизолирующих и ударогасящих элементов [3, 7-8]. Фрикционные нагрузки возникают вследствие трения рабочих поверхностей друг о друга, а также при высоком процентном содержании твердой абразивной фазы в буровом растворе. Для снижения их негативного влияния на рабочие элементы бурового насоса применяют контроль свойств бурового раствора за счет его качественной очистки, а также применение антифрикционных добавок, как специальных для буровых насосов, так и стандартных для буровых растворов

(графит, масляные смазки типа Lubriol). Но применение смазок может стать причиной возникновения другого класса негативных факторов – химические.

При движении поршня под нагрузкой в результате трения его боковой поверхности о стенку цилиндра выделяется большое количество тепла, величина которого при неизменной нагрузке зависит от скорости поршня. После мгновенного разогрева пар трения происходит интенсивное охлаждение. Циклически повторяющиеся тепловые удары приводят к необратимым структурным превращениям в материалах поршня и втулки цилиндра, к ухудшению износостойкости и гидроабразивной стойкости [9]. Для снижения вредного эффекта от воздействия тепловых факторов повышается износостойкость материалов для изготовления поршней и втулок. Возможно изменение кинематической схемы работы бурового насоса за счет сокращения амплитуды движения поршней (снижается площадь трения), уменьшения количества двойных ходов насоса, хотя это накладывает серьезные ограничения на рабочие параметры насоса (расход бурового раствора, давление прокачки).

Гидравлические факторы оказывают наибольшее влияние на поршни и клапаны бурового насоса, то есть те рабочие элементы, где герметизация обеспечивается за счет резиновых уплотнений. Поршни имеют резинометаллическую конструкцию и состоят из стального сердечника и резиновых самоуплотняющихся манжет с воротниками, направленными в противоположные стороны. Именно манжеты поршней являются одним из самых уязвимых элементов бурового насоса с позиции гидравлических нагрузок, которые выражаются в виде высоких давлений, при которых им приходится работать [10]. При циклическом воздействии высоких гидравлических нагрузок, создаваемых буровым раствором, насыщенным абразивными частицами, происходит снижение качества герметичности пары «втулка-поршень» и, как следствие, промыв поршня. Подобные явления наблюдаются при работе клапанных механизмов буровых насосов. Высоким гидравлическим нагрузкам интервального характера подвергаются также мембраны пневмокомпенсаторов буровых насосов. Предупреждение этих ситуаций может быть обеспечено за счет повышения износостойкости материалов, из которых изготавливают указанные выше детали. При некачественной очистке бурового раствора от газа или при слишком большой длине нагнетательной линии может возникнуть явление кавитации. Под кавитацией понимается схлапывание пузырьков газа находящихся в буровом растворе, и следующий за ним гидравлический удар, приводящий к сильному деструктивному воздействию на рабочие элементы бурового насоса. Решением проблем, связанных с кавитацией является: качественная очистка бурового раствора и установка дополнительного насоса в нагнетательную линию, если ее длина превышает рекомендуемое значение.

Химические факторы являются причиной непосредственного контакта бурового раствора, представляющего собой смесь химических реагентов с различными свойствами, растворенных в жидкой основе раствора (глинисто-водная, углеводородная, глинисто-полимерно-водная). Самыми незащищенными с позиции химического износа являются резинотехнические детали бурового насоса: мембраны пневмокомпенсаторов, уплотнительные элементы клапанов, манжеты поршней и т.д. В результате прямого контакта с буровым раствором происходит изменение прочностных характеристик резин, их набухание, либо усыхание. Важно отметить, что факторы химической природы являются предпосылкой для остальных представленных факторов. Другими словами, из-за интенсивного химического износа уменьшается предельное значение факторов другой природы (механической, гидравлической, тепловой), обеспечивающее деструкцию рабочих элементов насоса. Помимо поиска новых износостойких материалов для рабочих элементов, способом снижения влияния химических факторов является разработка альтернативных рецептур буровых растворов, не оказывающих негативное воздействие на элементы буровых насосов.

Анализ факторов, являющийся причиной высокоинтенсивного износа рабочих элементов буровых насосов, позволил определить основные направления для проведения научных исследований:

- конструктивное совершенствование и изменение кинематических схем буровых насосов;
- поиск новых износостойких материалов для изготовления рабочих элементов буровых насосов;
- разработка альтернативных рецептур буровых растворов.

В качестве дальнейшего направления исследований с целью повышения долговечности рабочих элементов буровых насосов выбрано: изучение влияния химических факторов и разработка новых рецептур буровых растворов для их профилактики.

Литература

1. Вадецкий, Ю.В. Справочник бурильщика: Учебное пособие для начального профессионального образования / Ю. В. Вадецкий. — Москва: Академия, 2008. — 416 с.
2. Хабаров, В.Е. Устройство, конструктивные особенности и технические характеристики поршневых насосов: учебно-метод. пособие / В.Е. Хабаров; ФГОУ ВПО Ставроп. гос. аграр. ун-т. - Ставрополь: Изд-во СтГАУ «Агрус», 2006. – 27с.
3. Абдюкова Р.Я. Совершенствование тарельчатых клапанов буровых поршневых насосов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Р. Я. Абдюкова. - Уфа, 2013. - 24 с.
4. Василец К.А. Сравнительный анализ конструкций отечественных и зарубежных насосов // Молодежь и наука: сборник материалов IX Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, посвященной 385-летию со дня основания г. Красноярск [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2013. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2013/section074.html>
5. Абдюкова, Р.Я. Виброизоляция седла клапана бурового насоса // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. – № 5. – С.243-245.
6. Абдюкова, Р.Я. Новая конструкция клапана / Р.Я. Абдюкова // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений : Межвуз. сб. науч.тр. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - С166 - 169.

7. Абдюкова, Р.Я. Характеристика условий работы и анализ износа клапанов буровых насосов // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Межвуз. сб. науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С.161-163.
8. Абдюкова, Р.Я. Анализ причин отказов клапанов буровых насосов // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», 2012 г. Выпуск 4(90). – С. 65-70.
9. Нечаев Л.К. Особенности эксплуатации трехпоршневых буровых насосов // Нефтегазовые технологии: сб. тезисов Международной научно-практической конференции / Отв. редактор В.Б. Опарин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2009. – С.118-119.
10. Давыдов А.В. Модернизация бурового насоса УНБ-600 // Молодёжь и наука: Сборник материалов VI Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2011. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2010/section3.html>

ИССЛЕДОВАНИЕ ТРЕНИЯ В ПРИСУТСТВИИ ЖИДКОСТЕЙ

А.И. Цынтарюк, В.С. Лесин

Научные руководители профессор Ю.Л. Боярко, профессор В.Д. Евсеев,
доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трудно назвать более распространённое в повседневной жизни явление, чем трение. Оно сопровождает любые относительные перемещения физических тел и накладывает отпечаток на характер этих перемещений.

В горном деле, исследователями, в области которого являются авторы данной работы, трение необходимо рассматривать применительно к разрушению горной породы в аспекте уменьшения энергоёмкости при разрушении породы на забое. Особое значение трения приобретает в связи с увеличением удельной поверхности при измельчении горной породы в процессе бурения. Интерес авторов работы лежит в направлении выявления влияния электропроводящих свойств дисперсионной среды раствора, в присутствии которого происходит разрушение горной породы, на трение.

В рамках исследования представляется целесообразным изучение влияния растворов с резко отличающимися удельными электропроводностями на коэффициент трения.

Для определения коэффициента трения на образцах был сконструирован трибометр, схема которого приведена на рис. 1.

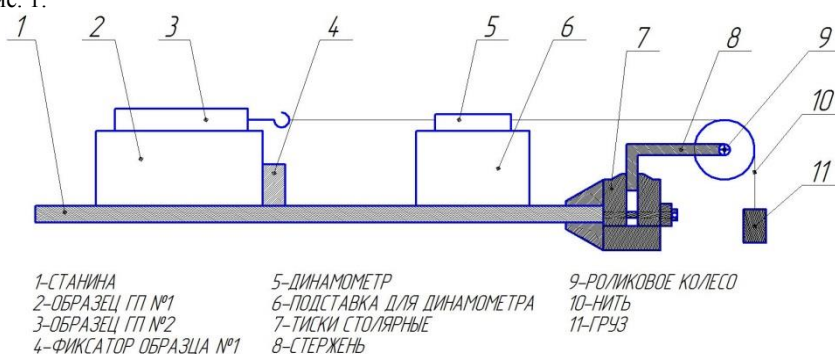


Рис.1. Схема трибометра

Для определения величины удельной электропроводности жидкостей была сконструирована лабораторная установка, схема которой приведена на рис. 2.

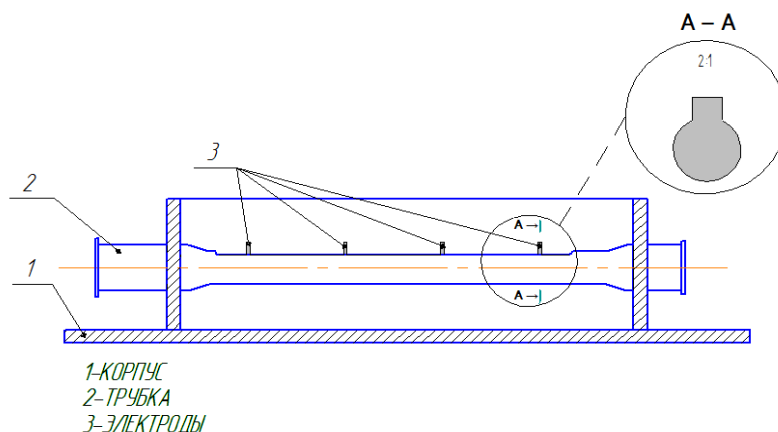


Рис.2. Схема установки для определения удельной электропроводности жидкости

В установке реализована четырехэлектродная электрическая схема, приведенная на рис. 3.

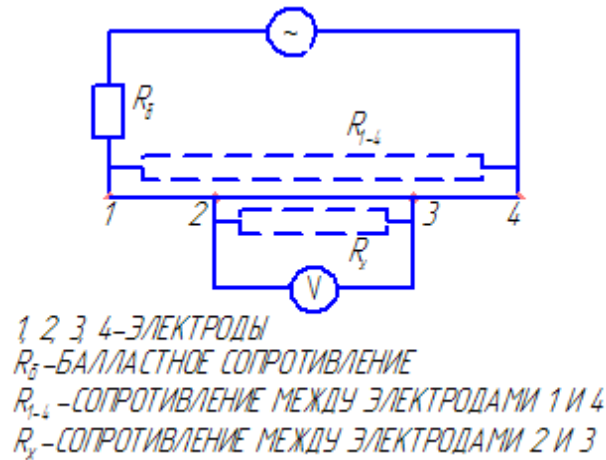


Рис.3. Электрическая схема установки для определения удельной электропроводности жидкости

Трубка заполняется раствором, электропроводность которого необходимо измерить. По показаниям измерительного прибора (осциллографа) фиксируется амплитудное значение напряжения. Далее при помощи общезвестных формул физики вычисляется значение удельной электропроводности раствора, заполняющего трубку.

Тестирование установки измерением удельной электропроводности насыщенного водного раствора NaCl при заданной температуре показало возможность производить при помощи нее замеры с погрешностью менее 5%.

В ходе исследования производится измерение величины удельной электропроводности водных растворов следующих реагентов: естаблоск; разжижитель; графит; сода кальцинированная; пентоксил-С.

В эксперименте применялись растворы с разной концентрацией реагента с целью отбора из них для дальнейшего изучения тех, которые обладают наименьшей и наибольшей удельной электропроводностью.

Расчеты осуществлялись по формуле (1):

$$\chi = \frac{l}{R \cdot S}, \quad (1)$$

где χ – удельная электропроводность, $1/(\text{Ом} \cdot \text{м})$; l – расстояние между электродами, м; R – сопротивление, Ом; S – площадь поперечного сечения электрода, м^2 .

Центральным вопросом физики разрушения неорганических диэлектриков является определение физической природы механических потерь энергии, сопровождающих их разрушение, и нахождение такой характеристики жидкости, которая определяет ее индивидуальное воздействие на прочность [1].

Одновременно с нахождением численных значений удельной электропроводности растворов определялся коэффициент внешнего трения между образцами горной породы по формуле (2):

$$f = \frac{F_{\text{тр}}}{m \cdot g}, \quad (2)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения, Н; m – масса горной породы (образец №1), кг; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Полученные результаты были сведены в общую таблицу и по ней были построены графики, отображающие зависимость удельной электропроводности и коэффициента трения от концентрации используемого реагента (рис. 4).

Из исследованных нами водных растворов можно сделать вывод, что применение разжижителя и соды кальцинированной способствует существенному снижению коэффициента трения с увеличением электропроводящих свойств дисперсионной среды этих растворов.

Реагент	Ectablock			Разжижитель			Графит			Сода кальцинированная			Пентоксил - С		
	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6
Концентрация, %															
Масса ползуна, кг	0,150			0,122			0,152			0,172			0,168		
Козф. трения	0,65	0,63	0,61	0,76	0,68	0,65	0,60	0,58	0,56	0,57	0,56	0,51	0,52	0,52	0,54
Эл.пров.	0,0029	0,0035	0,0041	0,0041	0,0070	0,0117	0,0025	0,0023	0,0022	0,0045	0,0061	0,0094	0,0022	0,0025	0,0026

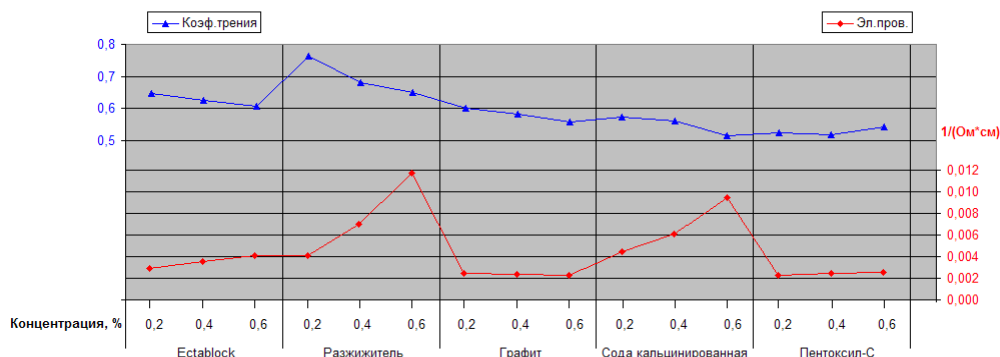


Рис.4. Зависимость удельной электропроводности растворов и коэффициента трения между образцами горной породы от концентрации реагента

Литература

1. Евсеев В.Д. Электропроводность неорганического диэлектрика и жидкости – основа эффекта П.А. Ребиндера// Инженер-нефтяник, 2013. – №2. – С. 52-57.
2. Лесин В.С., Рычков Е.И. Исследование трения в анизотропных горных породах// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова. Том II; Томский политехнический университет.–Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. –С. 346-348.
3. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика, 1985. – № 2. – С.29-35.
4. Дерягин Б.В. Что такое трение? Издание 2-е, перераб и доп. М.: Изд-во Академии наук СССР. – 228 с.
5. Тимошенко С., Юнг Д. Инженерная механика. М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1960. – 500 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ САПР С ЦЕЛЬЮ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНЕ

В.В. Ли

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурильная колонна представляет собой подвешенную систему последовательно соединенных труб значительной длины, находящихся в состоянии вращения и поступательного движения. Важной особенностью работы бурильной колонны является то, что под действием разнонаправленных нагрузок колонна в процессе работы теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия [1].

Стоит отметить, что при бурении турбинным способом бурильная колонна испытывает значительно меньшие нагрузки, чем при роторном способе, в связи с ее неподвижностью. Но даже при небольшом искривлении скважины бурильная колонна располагается на лежачей стенке и воспринимает реактивный момент работы турбобура в своей нижней части. Реактивный момент затухает по мере удаления от турбобура и трения о стенки скважины, поэтому можно считать, что бурильная колонна практически разгружена от действия вращающего момента, что позволяет свести расчет бурильной колонны только с учетом веса турбобура, утяжеленных бурильных труб (УБТ) и давления промывочной жидкости. При турбинном бурении вследствие неподвижности бурильной колонны отсутствуют переменные напряжения изгиба, которые обычно являются причиной усталостных поломок труб и замков в роторном бурении [2].

В отличие от турбинного бурения, при бурении ротором присутствует крутящий момент, который оказывает огромные динамические нагрузки на колонну. При этом способе с увеличением глубины скважины возрастают потери мощности на холостое вращение и крутящий момент, необходимый для вращения колонны [2].

С началом бурения бурильная колонна на всей длине находится в сжатом состоянии, благодаря тому, что своей распределенной по оси массой и системой подачи бурового станка создает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, стремящуюся к величине, требуемой для разрушения горной породы на забое. После того, как масса колонны, по мере углубления скважины, достигнет (превысит) величины этой

необходимой осевой нагрузки, в колонне появляется так называемая нулевая зона. Нулевой зоной называют сечение, в котором сжатие переходит в растяжение, так как избыточная масса колонны с этого момента поддерживается во взвешенном состоянии за счет частично разгрузки на талевую систему [3].

Следовательно, при бурении на колонну труб действуют целый комплекс постоянных (статических), переменных (динамических) нагрузок, нагрузки связанные с давлением промывочной жидкости, перепады давлений до 25 Мпа, температуры до 200 градусов Цельсия, а также агрессивные среды, обеспечиваемые рецептурой выбранного раствора, применяемым химическими реагентами и содержащим флюидонасыщенных пластов. Характер нагрузок на бурильную колонну изменяется по глубине: в призабойной зоне преобладают переменные нагрузки, вблизи устья – статические [3].

Максимальные постоянные (статические) нагрузки – растяжение и кручение – действуют в верхней части колонны у устья скважины. В случае прихвата бурового снаряда значительный крутящий момент может возникнуть и в нижней призабойной зоне колонны бурильных труб. Так сопротивление долоту со стороны разрушаемой на забое породы может преодолеваться не только крутящим моментом ротора, но и благодаря кинетической энергии самой бурильной колонны. При остановке работы долота происходит трансформация кинетической энергии колонны в потенциальную энергию закрученной пружины, что при критическом значении, достаточном для расклинивания долота, высвобождается и обратно трансформируется в кинетическую энергию, что вызывает колебательные напряжения [4].

Иными словами бурильная колонна закручивается словно пружина, и расслабляется, расклинивая долото, создавая значительный крутящий момент в призабойной зоне, который также называется инерционным эффектом. Эти нагрузки значительны по величине, и в случае несвоевременной отбраковки бурильных труб, достигших предельного состояния по износу, могут привести к их мгновенной поломке. Такие поломки возможны и при использовании новых бурильных труб, если по своей прочностной характеристике они не соответствуют мощности буровой установки. Инерционный эффект вала турбобура в турбинном бурении незначительный, так что бурильная колонна находится в более благоприятных рабочих условиях. Это отражает и статистика бурения скважин: при роторном бурении замки, бурильные трубы и обсадные колонны изнашиваются в значительно большей степени, чем при турбинном [4].

Не менее опасны статические нагрузки изгиба для любого участка бурильной колонны, но в особенности на участках скважины, приуроченных к большим кавернам значительной протяженности. Об этом свидетельствуют многочисленные случаи появления в колонне сильно искривлённых труб (до 1,5-3,0 мм/м при допуске на кривизну до 1,0 мм/м), выявляемых визуально без проведения специальных измерений кривизны. Статические нагрузки значительны по величине, но кратковременны по действию, поэтому сравнительно легко прогнозируемы и поломки под действием этих нагрузок могут быть своевременно предупреждены [4].

Наибольшую опасность для колонны бурильных труб представляют нагрузки переменного характера, которые по своей величине в 4-5 раз меньше статических, но они постоянно меняют знак нагрузки: растяжение (знак «+»), сжатие (знак «-»), создавая условия незаметного усталостного разрушения труб, действующие практически непрерывно. Кроме того, они трудно прогнозируемы, и своевременное предупреждение их проблематично [4].

На бурильную колонну действуют также динамические нагрузки, возникающие в результате крутильных, продольных и поперечных колебаний. При резонансных явлениях эти нагрузки могут привести к разрушению бурильной колонны, но при нормальных режимах бурения они незначительны, то есть не оказывают существенного влияния на прочность колонны, поэтому в расчетах не учитываются [5].

Давление очистного агента в геологоразведочном бурении обычно не превышает 6,0 МПа и не опасно с точки зрения прочности колонны труб, но может приводить к значительным утечкам через их резьбовые соединения. Утечки возможны только в случаях, когда резьбы не затянуты с заданным крутящим моментом или нарушена плотность их стыка из-за перекоса упорных торца муфты и (или) уступа ниппеля (брак изготовителя), а также в результате попадания на их поверхность частиц шлама в процессе сборки (нарушение правил эксплуатации) [5]. Если утечка начала происходить, то это за несколько часов в бурильной колонне может быть промыта каверна такой величины, при которой произойдет обрыв бурильных труб.

В свою очередь, при бурении нефтяных и газовых скважин, давление бурового раствора кратно превышает показатели геологоразведочного бурения, и к возможности промыва бурильной колонны добавляется опасность ее разрыва избыточным давлением очистного агента. Важно учитывать и агрессивное воздействие реагентов бурового раствора на конструктивную целостность бурильной колонны. Особенно это актуально при применении буровых растворов со значительным отклонением pH от нейтральной среды и в случае ликвидации аварий с применением кислотных ванн.

Учитывая комплекс нагрузок и характер их воздействия на бурильную колонну при сооружении скважин, увеличение средней глубины скважин, усложнение их траекторий, можно сделать вывод, проблема контроля устойчивости и целостности бурового оборудования, в том числе бурильной колонны, становится все более актуальной. Одним из вариантов предупреждения аварий с бурильной колонной является трехмерное моделирование ее работы с учетом действующих нагрузок. Для этих целей особенно удобно использовать системы автоматизированного проектирования (САПР). Для использования с целью поставленных задач они должны отвечать следующим требованиям: возможность трехмерного моделирования, наличие расчетов нагруженного состояния тела (статические и динамические нагрузки), возможность оценки состояния тела в среде, с учетом ее свойств и состава (под средой в данном контексте понимается буровой раствор).

С этой целью была сделана подборка следующих систем САПР и проведено их сравнение по ряду параметров. Результаты исследования приведены в табл.1. При анализе рынка систем САПР производился

визуальный анализ, который позволил из 50 наименований систем выбрать 24, которые по тем или иным параметрам подходят для целей проектирования бурильных колонн. Следует отметить, что было сделано допущение: сравнение производилось не по характеристикам и результатам работы каждого наименования системы САПР, а на основании предварительного изучения возможностей указанных систем согласно данным информационных порталов и отзывам пользователей. Вполне возможно, что функционал частично не был принят во внимание.

Согласно проведенному анализу было выбрано 5 систем САПР, которые могут потенциально справиться с указанной задачей: Ansys, Лира-САПР, Open-FOAM и SolidWorks. В дальнейшем будут проведены исследования по алгоритму: проектирование 3D модели участка бурильной колонны, расчет нагрузок действующих на нее, оценка возможности ее работы в реальных условиях буровой. В случае если программное обеспечение позволит производить комплексное моделирование эксперимента, то оно будет использовано в дальнейшем. Не исключается, что некоторые системы будут использоваться исключительно для отдельных целей – расчет, например, на статику или динамику. Это обусловлено тем, что процесс бурения – многофакторный и оптимальным является проведение эксперимента от элементарного к комплексному. Это позволит снизить вероятность ошибки и детально разобраться в особенностях моделирования бурильной колонны, как единой системы.

Таблица 1

Сравнительный анализ систем САПР с позиции использования при проектировании работы бурильной колонны

Система	3D моделирование	Расчет механики		Расчет гидравлики	Учет воздействия среды	Моделирование движения
		статика	динамика			
Ansys	+	+	+	+	+	+
Лира-САПР	+	+	+	+	+	+
ELCUT	-	+	-	-	-	-
CalculiX	+	+	+	+	-	+
OpenFOAM	+	+	+	+	+	+
freeCAD	+	-	-	-	-	+
FreeCAD (Juergen Riegel's)	+	+	+	-	-	+
SALOME	+	+	-	-	-	-
ADEM	+	-	-	-	-	-
AutoCAD	+	+	+	-	-	+
Autodesk Inventor	+	-	-	-	-	+
Ironcad	+	-	-	-	-	-
Ironcad Draft	+	-	-	-	-	-
MEDUSA4	+	-	-	-	-	-
Mineframe*	+	-	-	-	-	-
NX (система автоматизированного проектирования)	+	+	+	-	-	+
Rhinoceros 3D	+	-	-	-	-	-
SAMCEF	+	+	+	-	-	-
Solid Edge	+	+	+	-	-	-
Компас	+	-	-	-	-	-
SolidWorks	+	+	+	+	-	+
T-FLEX CAD	+	-	-	-	-	-
Tecnomatix	+	+	+	-	-	+
TurboCAD	+	-	-	-	-	-

Процесс бурения капиталоемек и в отношении колонны бурильных труб нет возможности планировать, проводить эксперименты в реальных масштабах и с заданной повторяемостью. Поэтому использование компьютерного 3D-моделирования и инженерных расчетов позволило бы повысить эффективность проектирования колонн бурильных труб, предупредить возможные аварии и осложнения и повысить эффективность проектирования скважин.

Литература

1. Булатов, Анатолий Иванович. Справочник инженера по бурению : в 4 кн. / А. И. Булатов, А. Г. Аветисов. — Москва: Недра, 1985. — 414 с.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / А. Н. Попов [и др.]; под ред. А. И. Спивака. — Москва: Недра, 2003. — 509 с.:
3. Сароян, Александр Ервандович. Бурильные колонны в глубоком бурении / А. Е. Сароян. — Москва: Недра, 1979. — 231 с.

4. Сароян, Александр Ервандович. Теория и практика работы бурильной колонны / А. Е. Сароян. — Москва: Недра, 1990. — 263 с.
5. А.с. – 56838 KZ. Колонна бурильных труб/ А. Мусанов, А. Шалбай; Оpubл. 2008

ОСОБЕННОСТИ СТАТИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Ли Сяо

Научный руководитель профессор Ю.Л. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Различают два вида фильтрации: статическая, происходящая при остановках циркуляции промывочной жидкости в скважине; динамическая – в условиях циркуляции. В условиях статической фильтрации, когда промывочная жидкость неподвижна, скорость фильтрации снижается, а толщина фильтрационной корки увеличивается со скоростью, затухающей во времени. Таким образом, через какой-то определённый промежуток времени скорость статической фильтрации вполне может стать равной нулю. В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозионным воздействием восходящего потока промывочной жидкости.[1]. В момент вскрытия пласта бурением скорость фильтрации высока и фильтрационная корка быстро растёт. После того как скорость роста корки становится равной скорости её эрозии, толщина фильтрационной корки и скорость фильтрации сохраняются постоянными.

Теория статической фильтрации

Если единичный объём устойчивой суспензии твёрдого вещества фильтруется через проницаемый фильтр и если объёмную долю фильтрата обозначить через α , то объёмная доля корки, отложившейся на фильтре и содержащей твёрдую и жидкую фазы, составит $(1-\alpha)$. [3] Поэтому, если V_K – объём корки, а V_Φ – объём фильтрата, то

$$\frac{V_K}{V_\Phi} = \frac{1-\alpha}{\alpha} \quad (1)$$

А толщина корки h , образующейся на единичной поверхности в единицу времени

$$h = V_\Phi \cdot \frac{1-\alpha}{\alpha} \quad (2)$$

По закону Дарси[1]:

$$\frac{dv}{dt} = \frac{k \cdot \Delta P}{\mu \cdot h} \quad (3)$$

где k – проницаемость, [Д];

ΔP – перепад давления, [кгс/см²];

μ – вязкость фильтрата, [сП];

h – толщина, [см];

v – объём фильтрата, [см³];

t – время, [с].

Следовательно,

$$\frac{dv}{dt} = \frac{k \cdot \Delta P}{\mu \cdot V_\Phi} \cdot \frac{\alpha}{1-\alpha}$$

После интегрирования получим:

$$V_\Phi^2 = \frac{2k \cdot \Delta P}{\mu} \cdot \frac{\alpha}{1-\alpha} \cdot t \quad (4)$$

Из уравнений (1) и (4) имеем:

$$V_\Phi^2 = \frac{2k \cdot \Delta P}{\mu} \cdot \frac{V_\Phi}{V_K} \quad (5)$$

Если площадь фильтрационной корки равна A ,

$$V_\Phi^2 = \frac{2k \cdot \Delta P \cdot A^2}{\mu} \cdot \frac{V_\Phi}{V_K} \cdot t \quad (6)$$

Это фундаментальное уравнение, определяющее фильтрацию при статических условиях.

Зависимость объёма фильтрата от времени

Установили, что при фильтрации бурового раствора через бумагу в условиях постоянных температуры и давления V_Φ пропорционален $t^{0.5}$, если пренебречь небольшой ошибкой при значениях, близких к нулю. Отсюда следует, что для данного бурового раствора отношение V_Φ/V_K и проницаемость k в уравнении (6) от времени не зависят. Хотя этот вывод и не может быть распространён на все буровые растворы, он вполне приемлем для практических целей и может служить основой для объяснения механизма статической фильтрации.

Эксперименты показали, что для определённого давления уравнение (6) можно представить в следующем виде:

$$V_\Phi - q_0 = A \cdot \sqrt{C \cdot t} \quad (7)$$

где q_0 – ошибка при значениях, близких к нулю (мгновенная фильтрация бурового раствора);

C – константа.

Таким образом, фильтрационные свойства различных буровых растворов можно оценить по суммарному объёму фильтрата за определенное время при стандартных условиях. Следующие условия рекомендованы для проведения лабораторных работ: продолжительность измерений 30 мин при давлении 0,7 МПа на поверхности образующейся корки примерно 45 см²[2].

Объём фильтрата за 30 мин можно оценить по объёму V_Φ за время t_1 из следующего уравнения:

$$V_{\Phi 30} - q_0 = (V_{\Phi t1} - q_0) \cdot \frac{\sqrt{t_{30}}}{\sqrt{t1}}$$

Зависимость объёма фильтрата от давления

Согласно уравнению (6), V_{Φ} должно быть пропорционально $p^{0,5}$ если принять, что все прочие параметры неизменны. Это условие в действительности никогда не выполняется, так как образующаяся глинистая корка в какой-то мере сжимаема, поэтому проницаемость её непостоянна и уменьшается с повышением давления. Следовательно,

$$V_{\Phi} \approx p^x$$

где экспонента x для каждого раствора имеет разное значение, но всегда менее 0,5

Значение экспоненты x зависит главным образом от размера и формы частиц, образующих корку. Корка из бентонитовых частиц, имеет такую сжимаемость, что $x = 0$, а V_{Φ} постоянна по отношению к p . Причина такого поведения заключается в том, что бентонит почти полностью состоит из мельчайших пластинок монтмориллонита, которые при повышении давления обычно располагаются почти параллельно поверхности проницаемой породы [3].

Следующее уравнение, которое может быть использовано для прогнозирования объёма фильтрата в зависимости от давления фильтрации:

$$V_{\Phi 1} = V_{\Phi 2} \cdot \sqrt{\frac{\mu_1}{\mu_2}} \quad (9)$$

где μ_1 и μ_2 – вязкости при давлениях фильтрации в испытаниях с целью определения $V_{\Phi 1}$ и $V_{\Phi 2}$ соответственно.

Зависимость объёма фильтрата от температуры

Повышение температуры может привести к увеличению объёма фильтрата по нескольким причинам. С ростом температуры вязкость фильтрата снижается, в результате его объём увеличивается в соответствии с уравнением (9) [2].

Изменение в температуре могут повлиять также на объём фильтрата из-за нарушения электрохимического равновесия, которое определяет степень флокуляции и агрегации и, следовательно, проницаемости фильтрационной корки. В результате этого объём фильтрата обычно бывает больше, чем дают расчеты по уравнению (9). Поэтому каждый буровой раствор необходимо испытывать при интересующих температурах в высокотемпературном фильтр-прессе.

Литература

1. Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах; Под ред. И. М. Муравьева. — Москва: Гостоптехиздат, 1959. — 157 с
2. Чубик П. С. Квалиметрия, оптимизация качества и экологизация промывочных жидкостей // Материалы региональной конференции геологов Сибири, / гл. ред. А. В. Комаров, 2000. — Т. 1. — С. 495-496.
3. Башлык С. М., Основы гидравлики и промывочные жидкости: Учебник / Г. Т. Загибайло, А. В. Коваленко. — Москва: Недра, 1993. — 241 с

СОСТОЯНИЕ И НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ВЬЕТНАМА

Льонг Ван Фо

Научный руководитель доцент В.С. Купреков

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

Рост экономики Вьетнама значительно зависит от деятельности нефтяной промышленности. В частности, в 2010 году, в отрасли достигнут новый рекорд по объему выручки (478 тысч. билл.донг, эквивалентной 24% ВВП). [7]

Приоритетное сотрудничество с Советским Союзом в области бурения и добычи нефти и газа на Вьетнамском шельфе началось с создания совместного предприятия «Вьетсовпетро» в 1981 г.

На паритетных началах вьетнамской государственной нефтяной компанией «PetroVietnam» и ОАО «Зарубежнефть» была начата разработка месторождений "Белый тигр" и "Дракон", которые являются самыми крупными на шельфе Вьетнама. Месторождения находятся в 120-200 км юго- западнее города Вунгтау, глубина моря не превышает 100м. [6]

За 10 лет – с 2004 по 2013 год – было построено 198 скважин , а из недр Вьетнама на 2013г предприятие извлекло более 210 млн тонн нефти .

Особенности освоения месторождений рассмотрим на примере эксплуатации скважины №404 расположенной в 135 км от города Вунгтау.

Скважина 404 начата бурением 20.04.2009г. с целью эксплуатации залежей нефти в породах фундамента южной части антиклинальной структуры Дракон – Дой Мой диаметром под эксплуатационную колонну $D=244,5$ мм. Скважина пробурена до глубины 3780/4175м с горизонтальным отходом от устья на 1125 м по азимуту 19^0 . Кровля фундамента вскрыта на глубине 3370/3543м.

Ожидаемый дебит скважины 404 составлял 300 м³/сутки. Реально, с начала разработки, дебит достигал 270 м³/сутки и скважина 404, как ожидалось, была одной из высокодебитных и стабильных, способствуя добыче нефти и газа на месторождении Дракон- Дой Мой.[3]

После 4 лет работы, дебит уменьшился и достиг 15 м³/сутки (2014г) с обводненностью 61% (См.рис.1).

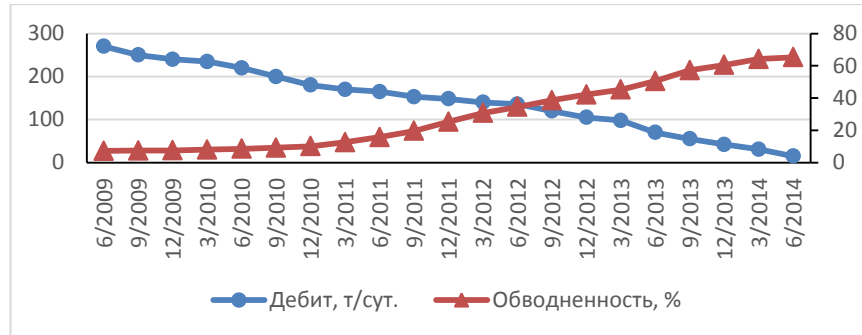


Рис. 1 График дебита и обводненности скважины 404 .

Скважины, в которых нельзя провести ремонтные работы силами бригад текущего ремонта и выполнение которых требует специального оборудования и инструмента, передаются в капитальный ремонт, чтобы повысить нефтеотдачу пластов. Ситуация характерная для большинства скважин [1].

По интерпретации сейсмических и геофизических документов, в июне 2014г СП «Вьетсовпетро» было принято решение о проектировании и строительстве добывающей скважины 404Б с целью восстановления работоспособности скважины №404. Анализ методов разрушения второго ствола [2] показал целесообразность выполнения работ с зарезного цементного моста из вырезанного участка колонны по всему сечению.

Таблица 1

Параметры СПБУ Там Дао 03

Год постройки	2012
Страна-изготовитель	PV Shipyard, Вьетнам
Общие размеры понтона ДхШхВ (м)	74,1х62,8х7,9
Длина опорных колонн (м)	145,4
Глубина воды при работе в акватории (м)	91,4
Глубина бурения (м)	6100
Вес на буровую вышку (т)	454
Объем бурового раствора (м ³)	558
Количество жилых мест (персон)	100
Общий вес (т)	12383

Последовательность операций по забуриванию второго ствола приведена на рис.2



Рис. 2 Вырезание обсадной колонны и забуривание с зарезного цементного моста. 1-прорезание эксплуатационной колонны фрезером; 2- вырезание эксплуатационной колонны; 3- вырезанный участок эксплуатационной колонны; 4- установка цементного моста; 5- забуривание второго ствола.

Для разбурения второго ствола из скважины 404, СП «Вьетсовпетро» использует самоподъемную буровую установку (СПБУ) «Там Дао 03».

СПБУ «Там Дао 03» была впервые построена в самом Вьетнаме в 2012 году. Строительство СПБУ собственными силами означало вхождение Вьетнама в небольшую группу стран мира, которые способны производить СПБУ с выполнением всех необходимых международных требований. В настоящее время СП «Вьетсовпетро» располагает тремя самоподъемными установками. Параметры СПБУ Там Дао 03 приведены в таб.1[5]

Поскольку длина кондуктора достигает 1750м, точка разреза должна быть произведена на глубине несколько большей 1750м. С учетом физико-механических свойств горных пород, опыта работы бригады, а так же гарантий безопасности при СПО, применен метод забуривания с зарезного цементного моста.

Литература

1. Le Phuoc Nao, «Основание бурения и разработка нефтяной и газовой скважины». – Хошиминь, 2011. – 307с.
2. Оганов Г.С., « Инструкция по резке вторых стволов на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон» СП Вьетсовпетро». – Москва, 2008. – 44с.
3. Пересчет запасов нефти и растворенного газа участка Дракон- Дой Мой по состоянию на 01.01.2015 г. Отчет НИПИморнефтегаз. – Вунгтау, 2015. – 125с.
4. «Зарубежнефть» открыла нефть на вьетнамском Блоке 09-3 [Электронный ресурс]// Oilcapital. Информационный сайт. – 2008. Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru>.
5. Ввода работы СПБУ ТамДао 03 [Электронный ресурс]//Baomoi. Информационный сайт, 2012. Режим доступа: <http://www.baomoi.com>.
6. Начало добычи нефти на месторождении Дракон - Морская черепаха [Электронный ресурс]//Oilru. Информационный сайт. – 2010. Режим доступа: <http://www.oilru.com>.
7. «СП Вьетсовпетро» [Электронный ресурс]//Wikipedia. Информационный сайт, 2015. Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org>.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.Н. Мезенцев¹

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско²

¹ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск;

²Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В результате технологического ремонта скважин во многих случаях происходит значительное снижение проницаемости призабойной зоны после воздействия жидкостей глушения. Актуальность работы обусловлена необходимостью подбора жидкостей глушения с минимальной степенью негативного воздействием на призабойную зону пласта в пластовых условиях конкретных месторождений [2]. В работе представлены результаты изменения проницаемости образцов терригенного керна в результате воздействия жидкостей глушения.

Таблица 1

Характеристика объектов исследований и полученные результаты

Жидкость глушения	Месторождение	Пористость по газу, %	Проницаемость по газу, 10^{-3} мкм ²	К _{пр} по нефти до воздействия, 10^{-3} мкм ²	К _{пр} по нефти после воздействия, 10^{-3} мкм ²	$\beta_{\text{ф}}$ коэффициент восстановления, д.ед.
вода сеноманского горизонта	№ 1	18,6	38,7	13,6	10,3	0,76
	№ 2	18,4	40,6	18,9	4,2	0,22
	№ 3	17,2	17,1	2,7	0,3	0,13
	№ 4	29,9	183,0	41,5	16,3	0,39
вода сеноманского горизонта +РМД 5	№ 1	17,9	54,7	10,3	7,9	0,77
	№ 2	18,4	39,4	10,4	4,3	0,41
	№ 3	16,3	15,0	1,5	0,3	0,20
	№ 4	27,9	114,4	27,9	8,5	0,30
вода сеноманского горизонта +ГФ-1	№ 1	18,1	52,5	24,2	16,4	0,68
	№ 2	18,3	48,0	16,5	0,7	0,04
	№ 3	18,3	13,2	2,1	0,2	0,08
	№ 4	26,8	818,9	296,8	207,6	0,70
вода сеноманского горизонта + Нефтенол	№ 1	17,4	50,7	20,3	17,4	0,86
	№ 2	18,0	50,1	6,5	4,6	0,71
	№ 3	16,3	18,0	2,6	1,3	0,51
	№ 4	30,7	222,8	47,5	16,9	0,36

Основной целью работы является выработка рекомендаций по применению жидкостей глушения на моделях терригенного пласта, максимально приближенных к пластовым условиям.

Лабораторные исследования проводили на образцах керна терригенного верхнеюрских пластов четырех нефтяных месторождений Томской области. Коллекции образцов керна подбирались в соответствии с характерными значениями пористости и проницаемости пластов каждого месторождения (таблица 1). В качестве добавок к воде сеноманского горизонта выступили реагенты, прошедшие тесты на совместимость с пластовыми флюидами и наиболее часто применяемые на территории Западной Сибири.

Моделирование процессов глушения и восстановление притока нефти проводилось на установке, позволяющей моделировать пластовые условия. Подготовительные мероприятия проводились согласно РД 39-0147710-218-86 и включали в себя: создание остаточной водонасыщенности; загрузку образца в кернодержатель установки; повышение давления и температуры до пластовых значений; фильтрация модели нефти и создание начальной нефтенасыщенности. По завершении подготовительных мероприятий образец выдерживался в созданных условиях в течение 16–24 часов. После выдержки определялась проницаемость K_0^i образца по нефти при фильтрации в прямом направлении при перепаде давления 0,05 МПа [1].

Фильтрация жидкости глушения осуществлялась в обратном (относительно движения нефти) направлении при расходах до 0,1 см³/мин, перепаде давления не более 3 МПа и закачке не менее трёх поровых объёмов жидкости глушения. Затем образец выдерживался не менее 24 часов, после чего определялась проницаемость K_1^i образца по нефти при фильтрации в прямом направлении на перепаде давления 0,05 МПа. Коэффициент восстановления проницаемости рассчитывался по формуле:

$$\beta_i = \frac{K_1^i}{K_0^i}$$

где β_i – коэффициент изменения проницаемости при перепаде давлений ΔP_i ; K_0^i – проницаемость для нефти до воздействия жидкости глушения, мкм²; K_1^i – проницаемость для нефти после воздействия жидкости глушения, мкм².

Полученные значения коэффициента восстановления проницаемости по нефти варьируют от 0,04 до 0,86 д.ед. (табл.). Важно отметить, что высокие коэффициенты восстановления проницаемости по нефти с применением в качестве жидкости глушения чистой сеноманской воды получены только для месторождения № 1 ($\beta = 0,76$ д. ед.); для остальных месторождений значения коэффициента восстановления проницаемости не превышают 0,39. Добавка РМД 5 к воде сеноманского горизонта позволила незначительно (до 0,77) увеличить коэффициент восстановления проницаемости образцов керна месторождения № 1. Добавление к воде сеноманского горизонта присадки ГФ-1 снизило коэффициент восстановления проницаемости до 0,68. Введение присадки Нефтенол позволило получить наибольший коэффициент восстановления проницаемости ($\beta = 0,86$) на образцах керна месторождения № 1.

Для образцов керна месторождения № 2 наиболее высокие значения коэффициента восстановления проницаемости получены при использовании воды сеноманского горизонта с присадкой Нефтенол (0,71). Важно отметить, что применение для этого месторождения добавки ГФ-1 практически полностью заблокировало фильтрацию нефти ($\beta = 0,04$).

Для образцов керна месторождения № 3 наибольшие значения коэффициента восстановления проницаемости зафиксированы в случае применения жидкости глушения с присадкой Нефтенол (0,51). Как и в случае с образцами керна месторождения № 2, применение присадки ГФ-1 дало выраженный негативный эффект ($\beta = 0,08$).

Наибольшее значение коэффициента восстановления проницаемости на образцах керна месторождения № 4 было получено с применением добавки ГФ-1 (0,70).

Таким образом, для месторождения № 1 в качестве жидкости глушения предлагается использовать воду сеноманского горизонта без присадок (коэффициент восстановления проницаемости 0,76) или применять добавку Нефтенол, позволяющей получить значения коэффициента до 0,86. Для месторождений № 2 и 3 рекомендуется применение жидкости глушения с присадкой Нефтенол (0,71 и 0,51 соответственно). Для месторождения № 4 обосновано использование жидкости глушения с присадкой ГФ-1, позволяющей достичь коэффициента восстановления проницаемости 0,70. Такое различие результатов, как предполагается, обусловлено особенностями минерального состава и структуры порового пространства месторождений; выяснение этого является предметом для дальнейших исследований.

Литература

1. Мезенцев Д.Н., Квеско Н.Г. Оценка восстановления проницаемости терригенных коллекторов при моделировании процессов глушения//Известия ТГУ. – Томск, 2013. – Том 322. – № 1. – С. 122 – 123.
2. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2002. – 274 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗИНЫ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ**В.В. Мельников, А.В. Епихин**

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном машиностроении важнейшей является проблема качества продукции, а среди его показателей одно из первых мест занимает долговечность. Это в полной мере относится к гидравлическим забойным двигателям для бурения нефтяных и газовых скважин [1].

Принципиальное отличие винтовых забойных двигателей (ВЗД) от других типов гидравлических забойных двигателей заключается в использовании в качестве рабочих органов многозаходного винтового героторного механизма, который представляет собой цилиндрическую планетарную зубчатую передачу внутреннего зацепления, включающую статор и ротор с разницей в числах зубьев, равной единице [1-2].

Но применяемая на данный момент технология бурения нефтяных и газовых скважин характеризуется проблемами, связанными с нестабильностью работы винтовых забойных двигателей, их остановками, низким сроком службы рабочих органов (РО), а также авариями – отворотами, разрушениями элементов конструкции ВЗД, компоновки буровой колонны (БК). По данным буровых компаний за год происходит от 5 до 12 аварий с ВЗД, которые приводят к длительным восстановительным работам на скважине, либо полной ее ликвидации. Из практики применения ВЗД установлено, что около 50% всех отказов связано с износом рабочих органов, представляющих собой пару трения резина-металл (стальной ротор - резинометаллический статор). Срок эксплуатации двигателей, в зависимости от типоразмера и условий эксплуатации, составляет от 90 до 235 ч [3].

Например, Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Двойниковым М.В и Овчинниковым В.П. установлено, что износ РО через 100 часов работы составляет 45%, из них 33% (наиболее интенсивный износ резинового эластомера статора) приходится на первые 60-80 ч работы двигателя в скважине. Исследователи считают, что 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 [4-8].

В большинстве случаев при оценке проблем возникающих с высоким износом РО пары «ротор-статор» исследователи обращают свое внимание на конструктивные несовершенства ВЗД, которые явно проявляются при их работе в экстремальных условиях циклического нагружения, при высоких забойных давлениях и температурах, в среде агрессивной промывочной жидкости. Поэтому основные направления увеличения долговечности рабочих органов ВЗД связывают с совершенствованием конструкции двигателя и его кинематической схемы путем изменения габаритных размеров рабочих элементов, их жесткости, армирования статоров двигателей [4-9]. Это позволяет существенно повысить ресурс двигателей, например, для условий стендовых испытаний наработка некоторых модернизированных моделей составляет до 585 часов [8-9], в том числе снизить негативное термическое и механическое влияние на эластомеры. Но нельзя отрицать, что на долговечность эластомеров существенное влияние оказывает и буровой раствор, в непосредственном контакте с которым работает двигатель. Совершенствование рецептур буровых растворов или разработка специальных присадок к ним, блокирующих негативное воздействие внешних сред, одно из актуальных направлений повышения ресурса ВЗД.

В связи с вышесказанным было решено провести экспериментальные исследования по оценке устойчивости образцов резины ИРП-1226, как основного материала эластомеров современных ВЗД, при воздействии различных сред. ИРП-1226 представляет собой маслястойкую резиновую смесь повышенной износостойкости, с температурными интервалами работоспособности от - 20 до + 100 °С. Ее условная прочность составляет 9,8 МПа, относительное удлинение при разрыве 125%, твердость 65-95 ед. Шор А. Согласно данным уже проведенных исследований наиболее интенсивный износ ВЗД происходит при применении растворов на углеводородной основе. Поэтому для экспериментов были выбраны следующие основы буровых растворов: нефть, дизельное топливо, биоразлагаемая основа. Оценка результатов проводилась по геометрическим размерам образца, поскольку, в работах исследователей наиболее часто упоминают неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам в виде набухания или уменьшения габаритных размеров [10-12]. При обработке результатов эксперимента оценивалось изменение относительное объема образца от времени нахождения в жидкой среде. Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 35,5 мм и толщиной до 11,5 мм и выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в жидкую среду при атмосферном давлении. Первая выборка образцов выдерживалась при комнатной температуре, а вторая при температуре 50 °С в сушильном шкафу. Длительность эксперимента составила 350 часов – это обусловлено тем, что время работы винтового двигателя составляет от 200 до 600 часов со средним значением в 240-300 часов [8].

Результаты обработки экспериментальных данных представлены на рис. 1. Для всех случаев наблюдалось активное изменение геометрических размеров образцов. Оно могут быть связаны как с реальными особенностями взаимодействия ИРП-1226 с жидкими средами, так и с недостаточно отработанной методикой эксперимента. Но, в целом, прослеживаются следующие закономерности:

- при комнатной температуре уменьшение объема образцов в нефти и дизельном топливе идет более интенсивно, чем при температуре 50 °С, что обусловлено высокой степенью испарения летучих соединений из них;

- для биоразлагаемой основы наблюдается интенсивное увеличение объема образца при большей температуре эксперимента, что подтверждает прогноз и обуславливается ее низкой летучестью;
- в интервале 0-50 часов идут наиболее интенсивные преобразования геометрических размеров образцов;
- в интервале 50-300 часов интенсивность изменения объема образцов снижается, а линия тренда стремится к горизонтальной линии;
- в общем виде полученные зависимости для различных температур имеют аналогичную динамику;
- изменение геометрических размеров образцов незначительно, что обусловлено статическим характером эксперимента.

В ходе исследования (к 50 часам) стало наблюдаться интенсивное расслаивание образцов, находившихся в биоразлагаемой основе и дизельном топливе при температуре 50 °С (рис. 2). Как можно заметить по фотографиям жидкость потемнела и по окончании эксперимента в ней находились отслоившиеся частицы резины ИРП-1226. Это также подтверждает высокую интенсивность износа эластомеров, при использовании растворов на углеводородной основе, даже в условиях статического эксперимента.

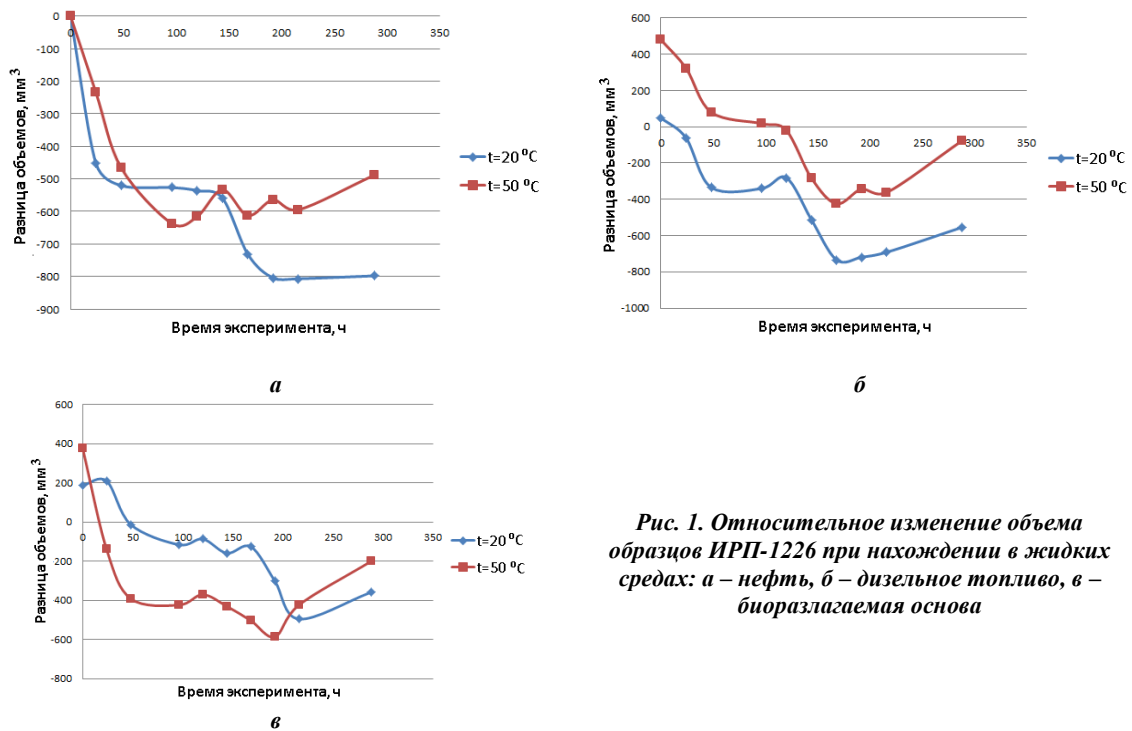


Рис. 1. Относительное изменение объема образцов ИРП-1226 при нахождении в жидких средах: а – нефть, б – дизельное топливо, в – биоразлагаемая основа

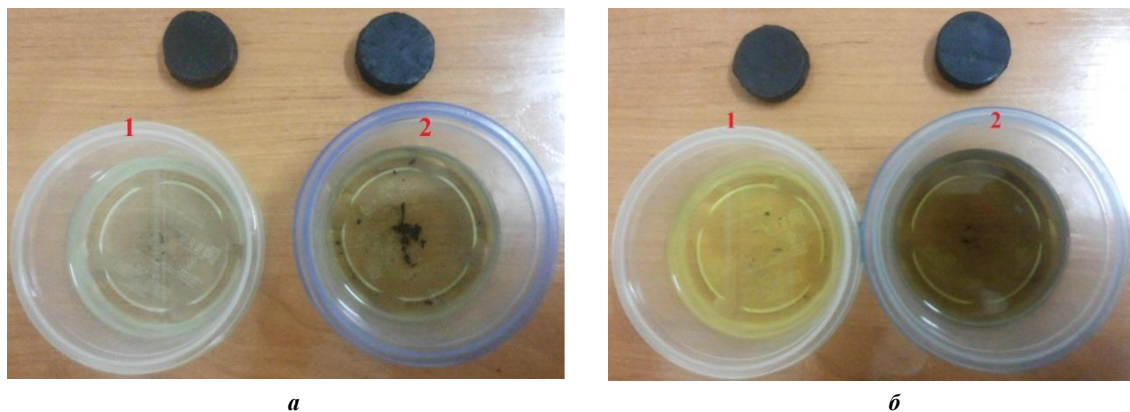


Рис. 2. Внешний вид образцов и жидких сред по окончании эксперимента: а – дизельное топливо; б – биоразлагаемая основа; 1 – t = 20 °С; 2 – t = 50 °С

По результатам проведенных испытаний было подтверждено влияние температуры эксперимента на объем образцов ИРП-1226 при нахождении их в растворах являющихся основой буровых растворов на углеводородной основе. Отмечено, что наиболее интенсивный износ идет в среде биоразлагаемой основы и дизельного топлива, что выражается в интенсивном отслаивании образцов. Закономерность влияния температуры жидкости на интенсивность изменения объема образца наиболее характерна для биоразлагаемой основы, в то время как для нефти и дизельного топлива она не была замечена. Сделан вывод о том, что причиной этого является высокоинтенсивное испарение летучих фракций углеводородов из указанных жидкостей и снижение уровня агрессии среды по отношению к образцам. Выбраны направления для следующих исследований:

- исследование влияния температуры в диапазоне от -30 °С до +90 °С;
- оценка изменения массы образца и его прочности;
- оценка абразивного износа промывочной жидкости на эластомер;
- оценка абразивного действия ротора ВЗД на образцы ИРП-1226, как в присутствии различных жидкостей, так и после их длительного воздействия на образцы.

Литература

1. Коротаяев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. ... доктора технических наук : 05.02.08 / Коротаяев Юрий Арсеньевич. – Пермь, 2003. – 386 с.
2. Голдобин Д.А. Разработка и исследование винтовых забойных двигателей с облегченными роторами и армированными статорами: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Голдобин Дмитрий Анатольевич. – Пермь, 2011. – 22 с.
3. *Исмаков Р.А. Исследование влияния различных реагентов на работу силовой секции винтовых забойных двигателей//Нефтегазовое дело, №1. – 2015. – С. 64-78.*
4. Двойников М.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин модернизированными винтовыми забойными двигателями: диссертация. ... доктора технических наук : 25.00.15 / Двойников Михаил Владимирович. – Тюмень, 2011. – 371 с.
5. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Двойников М.В. Конструкторские решения в области совершенствования рабочих органов винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2013-02/10>.
6. Двойников М.В. Исследование износостойкости рабочих органов винтовых забойных двигателей. Бурение и нефть, 2009. – №5. – С. 15-19.
7. Овчинников В.П., Двойников М.В., Совершенствование конструкции винтовых двигателей для бурения скважин. Бурение и нефть, 2007. – №3. – С. 52-54.
8. Игнатов, Д. Н. Показатели надежности винтовых забойных двигателей // Молодёжь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2012. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section18.html>
9. 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.
10. 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>.
11. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с.
12. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // GazPB.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zaboinyx-dvigateli.html>.

БЛОК-СХЕМА СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Р.С. Михалев, А.В. Епихин

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для современного бурения скважин закономерными являются: увеличение объемов строительства скважин с горизонтальными участками ствола [2]; увеличение средней глубины скважин: за последние 15 лет средняя глубина скважин возросла на 100–500 м в зависимости от области применения [4]; рост средней протяженности скважин по стволу [4]. Анализ тенденций развития буровой отрасли по статистическим данным [1-4], позволяет сделать предположение об исключительной важности развития техники и технологий бурения, которые позволят обеспечить качественную проводку спроектированного ствола в кратчайшие сроки. Это подчеркивает актуальность постоянного развития систем интеллектуального контроля и управления процессом бурения.

В ранних исследованиях была сделана выборка отечественных производителей систем контроля и управления процессом бурения, в которую вошли КУБ-2, Леуза-2, АПК «Волга», КИБР-М1, СКУБ-М1, МСУ. Эта выборка была проанализирована согласно требованиям ГОСТ 14169-93 «Системы наземного контроля

процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний», которые определяют минимальный перечень параметров, которыми должны обладать эти системы [5]. Согласно этому анализу были сделаны основные выводы, которые заключаются в том, что ГОСТ 14169-93 к настоящему моменту потерял свою актуальность, поскольку ни одна из рассмотренных систем не выполнила всех требований стандарта, при этом все они (системы) активно применяются в буровой практике.

Кроме того, лишь одна из рассмотренных систем, АПК «Волга», обладает механизмом накопления информации в базе данных, ее анализа и «самообучения» системы. Как показывает анализ, остальные системы нацелены не на активное участие в управлении процессом бурения, а на роль «пассивного наблюдателя». Эти системы регистрируют и сохраняют информацию, чаще всего, без обработки. То есть, имея значительный объем получаемой информации, эти системы не выдают управленческих решений, что автоматически снижает их полезный эффект. Чаще всего они используются для разбора ситуаций связанных с авариями и инцидентами, что подчеркивает не полное задействование их возможного функционала.

Следовательно, вопрос создания современной системы интеллектуального контроля и сопровождения процесса бурения является актуальным. В связи с этим, было решено разработать блок-схему подобной системы для современных условий бурения, отвечающей следующим требованиям:

- наличие пополняемой базы данных с элементами «самообучения» системы;
- прецедентный тип работы;
- выдача рекомендательных управленческих решений оператору с учетом проектных и фактических показателей процесса бурения;
- система записи с возможностью записи информации на носитель и на сервер в сети Интернет;
- контроль технологических параметров режима бурения;
- контроль технического состояния оборудования;
- оценка экономического эффекта буровых работ;
- учет обратной связи от буровой бригады и инженерного состава;
- контроль эффективности работы буровой бригады;
- наличие системы видеонаблюдения за основными блоками буровой.

При этом сама система должна отвечать условиям: надежности; минимальности (минимум дополнительного оборудования и минимум вмешательства в технологический процесс); эргономичности; скорости анализа и выдачи решений.

Для правильной постановки задач исследования была построена блок-схема стандартной системы интеллектуального контроля и управления процессом бурения (рис. 1). Прототипом стали результаты аналитического сравнения выборки отечественных систем согласно требованиям ГОСТ 14169-93. Блок-схема этой схемы включает в себя, чаще всего, одностороннюю связь. Контрольно-измерительные приборы на буровой измеряют технологические параметры, а затем передают их в базу данных, которая может либо храниться на носителе, либо быть использована для получения информации оператором. В некоторых случаях, например, при использовании АПК «Волга» блок-схему усложняется благодаря появлению возможности анализа системой полученной информации и выдачи каких-либо заключений и рекомендаций (на рисунке такой вариант рассматривается, если учитывать штриховые линии). Представленная блок-схема подчеркивает скудность использования возможностей информации, генерируемой процессом бурения, опыта буровой бригады и инженеров.

Далее была разработана альтернативная блок-схема системы интеллектуального контроля и управления процессом бурения (рис. 2). В данной системе можно выделить 4 функциональных блока:

- блок регистрации технологических параметров;
- блок оценки технического состояния бурового оборудования;
- блок сбора обратной связи и оценки эффективности работы буровой бригады;
- блок общей оценки экономической эффективности процесса бурения.



Рис. 1. Блок-схема стандартной системы интеллектуального контроля и управления процессом бурения

Блок регистрации технологических параметров, как и его современные аналоги, собирает информацию от контрольно-измерительной аппаратуры в процессе бурения. После этого параметры обрабатываются и сравниваются с проектными данными, которые задаются в формате исходных данных. После сравнения и с учетом прецедентного принципа работы с базой имеющихся данных (по уже пробуренным скважинам) система выдает варианты управленческих решений оператору, который в свою очередь передает эту информацию инженерному составу и буровой бригаде.

Блок технического состояния оборудования для анализа собирает информацию из следующих источников: динамика изменения технологических параметров при прочих равных условиях, оперативная видеозапись основных рабочих узлов буровой, обратную связь от буровой бригады. Производится анализ полученной информации с нормами износа бурового оборудования, которые задаются в виде исходных данных. На основе прецедентного опыта бурения система также выдает свои рекомендации, на основе которых оператор передает возможные решения буровой бригаде и инженерному составу для окончательного утверждения.

Блок сбора обратной связи и информации об эффективности работы персонала буровой подразумевает выполнение двух задач. Персонал буровой способен выдавать полезную информацию для системы и оператора о состоянии бурового оборудования и условиях бурения, причем регистрация и правильная интерпретация информации является обязанностью оператора системы. Оценка эффективности работы членов буровой бригады может быть организована благодаря установке, например, в каждой каске датчика перемещения. Это позволит системе производить анализ эффективности использования рабочего времени сотрудником и улучшать условия труда.

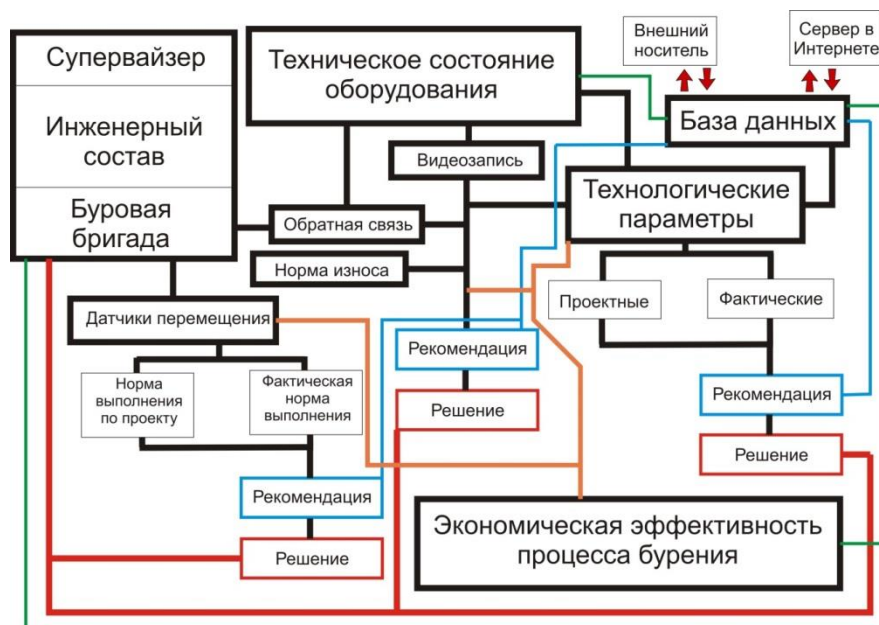


Рис. 2. Запроектированная блок-схема системы интеллектуального контроля и управления процессом бурения

Блок оценки экономической эффективности процесса бурения является обобщающим. В его задачи входит сбор и анализ информации из описанных выше составляющих системы. Результатом является динамика изменения экономической эффективности в реальном режиме времени (в условных единицах). Возможность принятия управленческих решений в рамках заданного проекта на скважину позволяет оценить их влияние на эффективность сооружения скважины и корректировать работу буровой бригады, управлять процессом бурения и работой бурового оборудования.

Вся информация записывается в базу данных, которая работает по прецедентному принципу и выдает рекомендации по принятию управленческих решений. Данные сохраняются на сервере в интернете с возможностью получения отчета представителями компании-заказчика и сохраняются дополнительно на носителе в пределах буровой площадки.

Предложенная схема интеллектуальной системы контроля и сопровождения процесса бурения позволит повысить скорость и качество сооружения скважин благодаря наличию системы рекомендательной связи, возможности учета и применения опыта уже успешно сооруженных скважин. Данная система сложна на уровне проектирования и построения связей, определения зависимостей и закономерностей процесса бурения. Следующим этапом исследования является построение алгоритмов работы каждого из блоков системы с описанием характера и уровня связей..

Литература

1. Добыча нефти [Электронный ресурс]// Все о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/>.
2. Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И. Нефть, газ, энергия, мир, Россия: состояние и перспективы [Электронный ресурс]//ProAtom. Информационный сайт, 2006. Режим доступа: <http://www.proatom.ru/>.
3. Горизонтальное бурение RPI [Электронный ресурс]//Rogtec. Russianoil&gastechologies. Информационный сайт. – 2014. Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com>.
4. Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // *Бурение и нефть*, 2013. - №3. – С. 3-7.
5. ГОСТ 14169-93 Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]//Помощь по ГОСТам. Информационный сайт. Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST1416993Sistemnazemno.html>.

**АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ И ВЫБОР АКТУАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ**
Д.И. Новосельцев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение объемов добычи углеводородов связано с вводом в эксплуатацию новых площадей, а также доработкой ранее открытых месторождений. Решение этих задач невозможно без строительства наклонно-направленных скважин, отработки методик проектирования и корректирования их траектории, совершенствования техники и технологии направленного бурения. При проектировании скважин операторы все чаще закладывают сложные траектории для вскрытия удаленных объектов, разработки нескольких залежей из одной скважиной, проникновения вглубь пласта и преодоления разрывных нарушений. Сложность бурения подобных скважин компенсируется повышенной эффективностью извлечения углеводородов из них за счет увеличенной площади контакта с продуктивным пластом. Одной из перспективных технологии в наклонно-направленном бурении на сегодняшний день является применение роторных управляемых систем (РУС). Их использование значительно упрощает проводку скважин сложной траектории, в том числе с протяженным горизонтальным участком.

Роторные управляемые системы были разработаны в середине 1990-х как альтернатива традиционным методам искривления траектории скважины, таким как, отклонение управляемым двигателем (совмещение забойного двигателя и кривого переводника), использование клинового отклонителя, изменение положения стабилизаторов. Эти методы имеют ряд недостатков: необходимость многочисленных спускоподъемных операций (смена компоновки низа буровой колонны, установка клина-отклонителя), сложность контроля азимута, некачественный ствол скважины.

Последние десятилетия в большинстве случаев используется искусственное искривление с помощью управляемого двигателя, которое вполне удовлетворяет требованиям заказчика. Однако бурение скважин с увеличенным горизонтальным участком управляемым двигателем имеет практически неустраняемые недостатки, причиной которых является «скользящий» режим бурения. В этом режиме вращается только долото, а буровая колонна просто следует за направляющей компоновкой. Сам переход после вертикального участка с вращательного режима на скользящий является сложной задачей, так как буровику необходимо ориентировать изгиб забойного инструмента в направлении необходимой траектории, при этом крутящие силы заставляют буровую колонну вести себя как сжатая пружина. Основные сложности в этом случае вызваны недостатком вращения колонны труб. В процессе проходки буровая колонна скользит по лежачей стенке скважины, промысловая жидкость движется вокруг нее неравномерно, что уменьшает выносящую способность раствора и способствует повышению риска прихвата колонны. Также из-за скольжения снижается полезная мощность, затрачиваемая на вращение долота, что в сочетании с трением скольжения уменьшает скорость проходки. Иногда осевой нагрузки просто недостаточно для преодоления трения колонны о стенки скважины. Кроме того, бурение управляемым двигателем характеризуется низким качеством ствола, волнообразными неровностями и резкими изгибами (рис. 1) [1].

Часть перечисленных проблем могут быть устранены применением роторных управляемых систем (РУС). Ключевой особенностью РУС является непрерывное вращение буровой колонны, исключающей наличие интервалов, где ведется бурение со «скольжением».

В настоящее время применяются две концепции РУС: с отклонением долота («push-the-bit») и с направлением долота («point-the-bit»). В системе с отклонением долота ориентация буровой колонны в желаемом направлении производится путем нажатия на стенку скважины. В такой РУС используется блок отклонения с тремя выдвигаемыми башмаками, приводимыми в движение буровым раствором и расположенными возле долота для создания бокового усилия на стенки скважины. Для увеличения угла соответствующие башмаки нажимают на лежачую стенку скважины, а для снижения угла – на висющую стенку скважины. Текущее значение координат ствола и другие рабочие параметры РУС от забоя к поверхности, а команды от оператора с поверхности на забой, передаются при помощи телеметрических систем по гидроимпульсному каналу связи, определяют время и мощность срабатывания башмака. Блок управления, расположенный над блоком

отклонения, приводит в действие поворотный клапан, который открывает или перекрывает подачу бурового раствора на выдвижные башмаки в соответствии с поворотом буровой колонны. Система синхронно изменяет амплитуду и силу давления башмаков, когда каждый из них проходит определенную ориентирующую точку [1].



Рис. 1 Сравнение качества ствола скважины, построенного по данным каверномера: сверху – забойный двигатель с кривым переводником, снизу – роторная управляемая система [1]

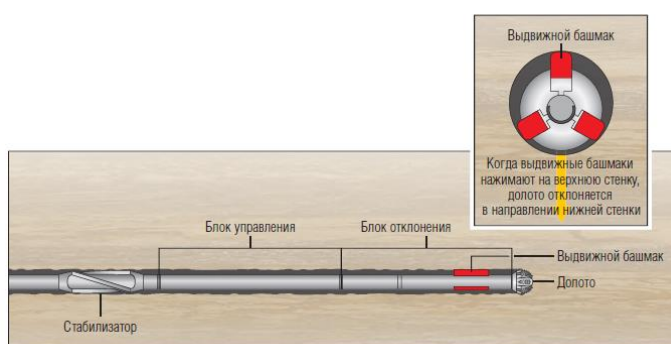


Рис. 2 Роторная управляемая система с отклонением долота [1]

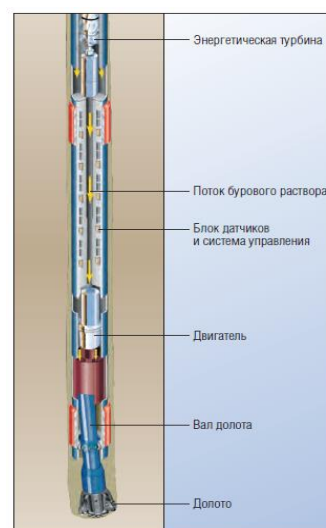


Рис. 3 Роторная управляемая система с направлением долота [1]

В системе с направлением долота используется внутренний изгиб для отклонения оси снаряда от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в утяжеленной буровой трубе (УБТ) сразу над долотом. Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента относительно забоя скважины. Траектория изменяется в направлении изгиба. Ориентация изгиба контролируется при помощи серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что и буровая колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранять геостационарную ориентацию торца бурильного инструмента при вращении УБТ [1].

Одной из последних разработок в области управляемых систем является гибридная РУС – устройство, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением долота и с направлением долота. Примером такой РУС является PowerDrive Archer производства Schlumberger. В этой системе не используются выдвижные наружу башмаки для оказания давления на стенки скважины. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ нажимают на цилиндрический поворотный хомут, который вращается на универсальном шарнире, ориентируя долото в желаемом направлении. Кроме того, четыре лопасти стабилизатора, расположенные на внешней части хомута над универсальным шарниром, оказывают боковое усилие на долото при контакте со стенкой скважины, что заставляет РУС работать в режиме системы с отклонением долота. Такая РУС имеет более низкий риск отказа или повреждения, поскольку все подвижные детали находятся внутри, что защищает их от воздействия

неблагоприятной внутрискважинной среды. Такая конструкция также способствует увеличению срока эксплуатации РУС.

Практический опыт применения РУС обширен не только за рубежом, но и в отечественной практике бурения. Наибольшее количество РУС предлагают сервисные компании Baker Hughes INTEQ (10 наименований), Halliburton Sperry Drilling (17 наименований) и Schlumberger (9 наименований) [2].

В США на месторождении Алпайн Северного склона Аляски с использованием новых роторных управляемых систем было пробурено более 180 тысяч метров (порядка 100 скважин с горизонтальным участком ствола). Диаметр ствола этих скважин варьировался от 120,6 до 222,2 мм. Почти 300 тысяч метров с использованием РУС было пробурено на Северном склоне Аляски, что позволило успешно бурить скважины с большим отходом забоя от вертикали и установить рекорды по длине горизонтальных участков стволов скважин. Глубина скважин по вертикали в среднем составляла 2100 м, отход – от 2700 до более 6000 м [2].

Компания Ultra Petroleum выбрала РУС Power Drive Archer для бурения скважин на месторождении сланцевого газа Марселлус (Marcellus Shale) более высокими темпами и для точного ориентирования участка скважины в интервале продуктивного пласта. Компания пробурила первую (контрольную) скважину на месторождении Марселлус с использованием управляемого объемного двигателя. Следующие 10 скважин были пробурены при помощи РУС PowerDrive Archer. В некоторых из них боковые стволы зарезали с изменением азимута на 90 и более градусов для выхода на уровень проектного горизонта при одновременном наращивании зенитного угла с интенсивностью искривления до 8 град/30 метров [1]. Все скважины, пробуренные после контрольной, обеспечили существенную экономию времени бурения и, благодаря увеличению площади вскрытия продуктивного пласта, было обеспечено двойное увеличение дебита. Кроме того, все обсадные колонны были спущены без осложнений.

В сентябре-октябре 2009 года на Верхнечонском месторождении стартовал пилотный проект по строительству скважин с использованием систем РУС, предусматривавший бурение четырех горизонтальных секций диаметром 152,4 мм [3]. Благодаря применению более агрессивных долот, средняя механическая скорость проходки с использованием РУС на четырех скважинах составила 16 м/ч (рекорд – 21,85 м/ч), что вдвое выше, чем при использовании винтовых забойных двигателей. Это позволило сократить цикл бурения горизонтальных секций на три дня – до 3,62 суток. Кроме того, применение РУС позволило качественнее вскрывать продуктивный пласт с достижением эффективной длины горизонтальной секции до 70 %, в то время как на скважинах, пробуренных с использованием винтовых забойных двигателей, этот показатель составляет всего 30%. В результате, дебиты скважин увеличились вдвое – до 200-250 т/сут [3, 4].

Компанией «Газпром нефть» ведется бурение с использованием технологии роторных систем на Романовском, Вынгапуровском и Северно-Янгтинском месторождениях, пробурены уже 11 скважин. Скважины, пробуренные с применением технологии РУС, позволили увеличить дебит по сравнению с проектным. На Вынгапуровском месторождении скважина № 6634 при запланированном дебите 125 т/сут дала 140 т/сут, дебит скважины № 6635 при плане в 80 т/сут составил 151 т/сут; на Северо-Янгтинском месторождении при запланированном дебите 60 т/сут – полученный дебит составил 200 т/сут. При строительстве скважин по технологии с применением РУС удалось добиться сокращения цикла бурения в среднем на 2–3 суток [5].

Не смотря на проведенный анализ, следует отметить, что РУС не обделены недостатками. Ключевым из них является – высокая стоимость эксплуатации. Например, если РУС будет потеряна в скважине во время бурения, стоимость замены данного оборудования может превысить 1 млн. долларов, в то время как замена ВЗД обойдется примерно в 200 тыс. долларов [6-7]. Если согласно геологическим данным основные осложнения связаны с неустойчивостью ствола скважины, что может привести к потере компоновки низа бурильной колонны, то более обоснованным станет выбор именно забойного двигателя. Кроме того, РУС в отличие от забойных двигателей совместимы не со всеми типами и классами долот. В случае неправильного выбора долота может снизиться механическая скорость проходки. При эксплуатации РУС требуется проектировать буровую установку с ротором соответствующей мощности, поэтому небольшие буровые установки не могут обеспечить скорость, необходимую для максимальной эффективности роторной управляемой системы, сводя на нет ее преимущества. Моторизованная РУС (роторная управляемая система, совмещенная с забойным двигателем) может использоваться для обеспечения необходимой скорости вращения, но это увеличит общую стоимость работ. Высокая скорость вращения роторной управляемой системы может вызвать износ обсадной колонны и повреждение бурильной колонны [6-7].

Согласно анализу данных практического применения РУС выделены следующие положительные аспекты их применения для сооружения нефтяных и газовых скважин: улучшение качества сооружаемой скважины с последующим облегчением спуска обсадной колонны; сокращение сроков бурения; улучшение расположения ствола в продуктивном пласте, позволяющее повысить дебит скважины; возможность бурения скважин с большим отходом от вертикали и сооружения протяженных горизонтальных участков ствола. Анализ литературы позволил выделить перспективные направления разработок в области РУС: создание гибридных систем, сочетающих в себе преимущества различных подходов к отклонению скважины, оптимизация и удешевление конструкции управляемых систем, обеспечение совместимости с различными типами долот.

Литература

1. Фелцак Э., Торре А., Годвин Н., Мантл К., Нагнатан С., Хокинс Р., Ли Ке, Джонс С., Слейден Ф. Гибридная роторная управляемая система бурения – сочетание лучшего // Нефтегазовое обозрение, 2012. – Т.23. – №4. – С.60-52.
2. 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.
3. 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.
 4. 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.
 5. Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть, 2012. – №9. – С. 36-41.
 6. Kelly K. Rotary steerable. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA, 2012. - №6. – P. 44-46.
 7. 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.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

С.К. Пандей

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта - это технология интенсификации нефтедобычи путем создания высокопроводящей трещины в продуктивном пласте. Гидравлический разрыв пластов (ГРП) в настоящее время является одним из самых эффективных методов разработки низкопроницаемых терригенных отложений. Более 50% остаточных извлекаемых запасов нефти Западной Сибири сосредоточено именно в низкопроницаемых пластах. По оценкам экспертов применение ГРП позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и газа до 10-15%, а дебит скважин в 2-3 и более раз [1, 2]. В настоящее время около трети запасов углеводородов могут быть извлечены только с использованием этой технологии [3].

Технология ГРП в настоящее время обеспечивает более 40% дополнительной добычи нефти. На долю других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков - гидродинамических, физико-химических - также приходится до 40% дополнительной добычи нефти. Бурение горизонтальных скважин и резка вторых стволов обеспечивают до 3%, на долю прочих технологий приходится 17% дополнительной добычи нефти.

Применение технологии гидравлического разрыва пласта достаточно обширно: от низкопроницаемых до высокопроницаемых коллекторов в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах. С помощью этой технологии можно решать специфические задачи: ликвидировать пескопроявления в скважинах, получать информацию о фильтрационно-емкостных свойствах объектов испытания в поисково-разведочных скважинах и др. [4]

Одним из сдерживающих факторов повышения эффективности применения ГРП является отсутствие четких представлений о том, в каких отложениях и каких пластах приемлемо применять ту или иную технологию ГРП [5]. Учитывая сложность технологии и возможность возникновения экологических последствий при неправильном проектировании и проведении ГРП актуальными являются исследования по ее комплексному совершенствованию. Таким образом, задачей исследования является определение проблемных направлений и оценка возможности их успешного совершенствования.

Впервые ГРП был применен в 1947 году в США компанией [Halliburton](#). В качестве жидкости разрыва в тот момент использовалась техническая вода, в качестве расклинивающего агента — речной песок. В СССР ГРП стал производиться с 1953 года. Разработчиками теоретической основы явились советские учёные [Христианович С. А.](#), Желтов Ю. П. [2]. Впервые в мире гидроразрыв угольного пласта (для добычи [метана из угольных пластов](#)) был произведён в [1954 году](#) в [Донбассе](#). В настоящее время ГРП используют также для добычи газа из уплотненных песчаников, а также [сланцевого газа](#) и [нефти](#) [3]. В Западной Сибири, впервые в России, ОАО «Лукойл» успешно применил многостадийный ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины по уникальной технологии гидроспекоструйной перфорации и ГРП [6]. Для ООО «Ямбурггаздобыча» в 2002 году ОАО «Лукойл» было предложено проведение ГРП с целью интенсификации неокрепших газоконденсатных скважин [4].

Технология осуществления ГРП при добыче углеводородов включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота) при давлениях выше давления разрыва продуктивного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии, как правило, в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент — пропант, в карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины. Однако и в карбонатных коллекторах может быть использован пропант [3].

ГРП в вертикальных скважинах может увеличить площадь контакта скважины с пластом в сотни раз, а в горизонтальных – в десятки раз (рис.1). ГРП в наклонно-направленных скважинах с большим отходом от вертикали дает обнадеживающие результаты, однако, во многих случаях оказывается бессилем обеспечить ожидаемый прирост рентабельности или добычи. Причиной тому являются методы заканчивания, не позволяющие обеспечить эффективное взаимодействие продуктивного пласта со стволом скважины. Чтобы максимизировать их контакт скважины, в которых планируется ГРП, традиционно заканчиваются открытым стволом, либо в их продуктивные зоны вставляются щелевые или предварительно перфорированные хвостики.

Создание поперечных трещин в горизонтальных скважинах значительно увеличивает площадь контакта с глинистым газоносным пластом. Поперечные трещины (сиреневые области рис. 2) – это трещины, направление которых перпендикулярно стволу скважины. Они создаются путем бурения в направлении наименьших горизонтальных напряжений. Продольные трещины (зеленые области рис. 2) параллельны стволу и возникают в результате гидроразрыва скважин, пробуренных в направлении наибольших горизонтальных напряжений [7]. Другими словами, положение плоскости раскрытия трещины при проведении ГРП зависит от распределения напряжений в массиве горных пород.

ГРП является технологией радикального воздействия на залежь и имеет ряд граничных условий, когда применение разрыва возможно и оправдано. К ограничивающим геолого-техническим условиям относятся: близкое расположение водоносных горизонтов и отсутствие надежных геологических экранов; отсутствие или низкое качество цементного кольца за обсадной колонной. При принятии решения о производстве ГРП в условиях близких к граничным условиям в каждом конкретном случае учитывается возможность проведения альтернативных технологий интенсификации, риски и масштабы ГРП, возможные сценарии развития трещин и их последствия [4].

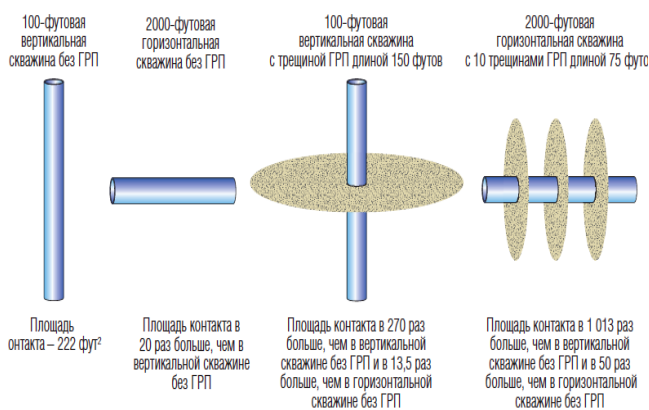


Рис. 1. Увеличение площади дренирования в вертикальных и горизонтальных скважинах [7]

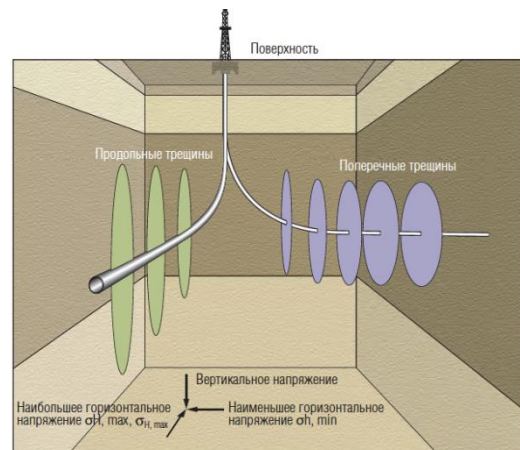


Рис. 2. Расположение трещин в зависимости от направления ствола скважины [7]

При проведении ГРП должен быть обеспечен типовой набор оборудования: емкости для рабочей жидкости и пропанта; блендер (смесевой агрегат); насосные установки, в том числе для закачки углекислого газа и азота; станция управления и контроля; колтюбинговая установка, контрольно-измерительная аппаратура (расходомеры; плотномер; датчики давления) [8]. На рис. 3 показана типовая схема расстановки оборудования при проведении ГРП [9].

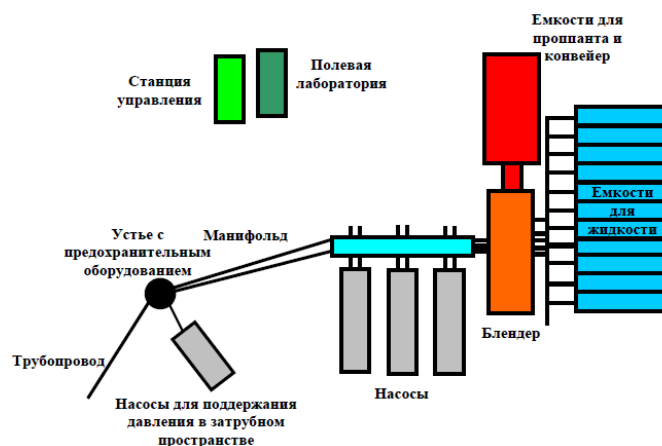


Рис. 3. Схема расстановки оборудования при проведении ГРП [9]

Во время проведения гидроразрыва в скважину закачивается специальная смесь. Обычно она на 99% состоит из воды и песка (либо пропанта), и лишь на 1% – из химических реагентов. Химический состав реагентов обычно представлен следующими составляющими: ингибиторы коррозии; понизители трения; стабилизаторы глин; ингибитор образования отложений; гелеобразующие агенты; добавки для контроля уровня pH, понизители водоотдачи; разрушители; температурные стабилизаторы; поверхностно-активные вещества; деэмульгаторы;

разжижители; бактерициды; загустители; газы для облегчения выноса жидкости на поверхность после ГРП (азот, углекислый газ) [3, 8].

Жидкости ГРП предназначены для выполнения следующих функций: создание трещины; развитие трещины до желаемых параметров; транспортировка пропанта в созданную трещину. Кроме того, они должны отвечать следующим требованиям: достаточная способность транспортировать пропант; достаточная эффективность жидкости или ограниченная водоотдача; низкие потери давления на трение в трубах; совместимость с горными породами и пластовыми жидкостями; легкость удаления из пласта; оптимальность затрат; безопасность в обращении. Жидкости, применяемые при ГРП, подразделяются на классы: на водной основе; на нефтяной основе; многофазные смеси (эмульсии, пены) [8].

Таким образом, анализ литературных источников позволил выделить актуальные направления для проведения научно-исследовательских работ для совершенствования техники и технологии операции ГРП:

- разработка импортозамещающих рецептур жидкостей гидроразрыва, отвечающих заданному перечню требований [8];

Одним из актуальных направлений является разработка солейстойких жидкостей, а точнее повышение устойчивости полимерных сшивающих реагентов.

- разработка новых типов пропантов, которые бы обладали малой плотностью для легкого закачивания и достаточной прочностью для удержания трещины в раскрытом состоянии [10];

- разработка новых технологий закачки пропанта в трещину, например, как метод несплошных пропантных набивок, позволяющих снизить количество закачиваемого материала в пласт и, соответственно, снизить себестоимость операции, уменьшить экологические риски [11]

- разработка нового оборудования по различным направлениям: увеличение мощностей для проведения масштабных ГРП на больших глубинах и создания высокопроводящих трещин; совершенствование систем управления и контроля процесса ГРП, позволяющее снизить риски осложнений и аварийных ситуации при его проведении;

- комплексное проектирование ГРП под заданные горно-геологические условия [5].

Дальнейшие исследования будут посвящены сравнению методик проектирования ГРП для различных горно-геологических условий.

Литература

1. Загуренко А.Г. Комплексный подход к планированию, оптимизации и оценке эффективности гидроразрыва пласта : автореферат дис. ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Загуренко Алексей Геннадьевич; [Место защиты: Науч. центр нелинейной волновой механики и технологии РАН]. - Москва, 2011. – 25 с.
2. Акулич А. В. Взаимное влияние растущей трещины гидроразрыва и природного разлома коллектора пласта: дис. ... кандидата физико-математических наук : 01.02.05 / Акулич Анна Валерьевна. – Москва, 2011. – 169 с.
3. Гидроразрыв пласта [Электронный ресурс] // Википедия: информационный портал. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/>
4. Гидроразрыв пласта [Электронный ресурс] // Нефтегазотехнология: информационный сайт. Режим доступа: <http://n-gt.ru/services/technology/hydraulic-fracturing/>
5. Казанцев П.Ю. Исследование технологий воздействия гидроразрывом пласт на поздней стадии разработки месторождений: дис. ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Казанцев Павел Юрьевич. – Тюмень, 2004. – 115 с.
6. Гидроразрыв пласта Inc [Электронный ресурс]// Rogtec: Russian Oil&Gas Technologies. Официальный сайт. Режим доступа: www.rogtec.ru
7. Индивидуальный подход к проектированию гидроразрыва пласта [Электронный ресурс] // Schlumberger Inc: официальный сайт. Режим доступа: <http://www.slb.ru/>
8. Jennings A.R., Enhanced Jr. P.E. Well Stimulation, Inc. Применение гидравлического разрыва пласта //Twirpx.com: информационный сайт. Режим доступа: <http://www.twirpx.com/>
9. Щербаков А.А. Российский мобильный комплекс для гидроразрыва пласта // Нефть.Газ.Новации. - №12. – 2013.
10. Пропант MonoProp [Электронный ресурс] // Halliburton Inc: официальный сайт: <http://halliburton.ru/services>
11. Гидроразрыв пласта с созданием открытых каналов: быстрый путь к добыче [Электронный ресурс] // Schlumberger Inc. Режим доступа: <http://www.slb.com/>

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ

Д.Ю. Русинов, А.А. Куницких

Научный руководитель доцент С.Е. Чернышов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г.Пермь, Россия

Состояние цементного кольца за обсадной колонной влияет на герметичность разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и изоляцию обсадных колонн от пластовых флюидов [1, 3]. Разрушение тампонажного камня приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам, преждевременному обводнению продукции нефтедобывающих скважин и т.п. Поэтому тампонажный камень должен обладать, во-первых, низкой проницаемостью, во-вторых, хорошей адгезией к горным породам и

обсадной колонне, в-третьих, высокими прочностными показателями [2]. Перспективным направлением повышения прочности цементного камня является ввод в тампонажную смесь ультрадисперсных минеральных добавок [4]. Тонкомолотые минеральные добавки-уплотнители могут активно участвовать в процессах структурообразования и заполнять пространство между частицами цемента, уплотняя тем самым его структуру.

В работе [5] были исследованы следующие минеральные добавки: кварцевая мука марки КМ-0,05 (ОАО ТД «Кварц»); метакаолин марки MetaCem 85С (ООО «ХимПартнеры»); микрокремнезем неуплотненный марки МК-85; пудра оксида кремния (ПОК) (ООО «МАН»).

Испытания проводились на цементе марки ПЦТ-I-G-CC-1 (ОАО «Сухоложскцемент»). Химический состав цементного порошка: трехкальциевый силикат – 52%, трехкальциевый алюминат – 2,4%, и четырехкальциевый алюмоферрит – 14,9%, 30,7% остальное. В качестве базовой рецептуры использовался цементный раствор с В/Ц=0,49, в который кроме цементного порошка входили гидроксизтилцеллюлоза (0,2% от массы вяжущего) и силиконовый пеногаситель (0,03% от массы вяжущего). Минеральные добавки вводились в сухую смесь в количестве 1, 1,5, 2, 3, 5, 7, 10% от массы цементного порошка. Исследования прочности камня на изгиб проводились на образцах-призмах размером 20х20х80 мм, выдерживаемых при температурах 24 и 70°С в ванне с пресной водой. Прочность камня определялась по результатам испытаний на изгиб как среднее арифметическое трех лучших результатов из четырех. Испытания проводились через 24, 48 и 72 часа твердения.

Анализ результатов проведенных исследований позволил определить оптимальные концентрации минеральных добавок для достижения максимальной прочности, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Изменение прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу при оптимальных концентрациях минеральных добавок

Добавка	Температура, °С	Концентрация, %	Прирост прочности, %
Кварцевая мука	24	1	8,2
	70	2	23,7
Метакаолин	24	7	21,4
	70	10	22,6
МК-85	24	10	10,1
	70	3	9,1
ПОК	24	5	39,1
	70	10	50,4

Оптимальный объем добавки кварцевой муки составляет 1% для температуры 24°С и 2% для температуры 70°С. Прочность на изгиб увеличилась на 8,2% и 23,7% в условиях низких и умеренных температур соответственно. Повышение прочности цементного камня при умеренной температуре объясняется увеличением активности кварца (кварц становится активной добавкой при температурах выше 60°С) и соответственно его участием в структурообразовании, то есть происходит химическое взаимодействие кристаллов портландцемента с частицами кварца.

Хорошие прочностные показатели на изгиб с добавкой метакаолина были получены при его содержании в смеси 10% и 7% соответственно для «горячих» и «нормальных» условий (таблица 1). Прирост прочности на изгиб составил 22,6% и 21,4% для 70°С и 24°С соответственно. По химическому составу метакаолин представляет собой аморфный силикат алюминия ($Al_2O_3 \cdot SiO_2 \cdot nH_2O$), что обуславливает его участие в формировании структуры камня. Обладая высокой удельной поверхностью и высокой пуццолановой активностью, метакаолин повышает плотность структуры твердеющего раствора и связывает гидратную известь, что улучшает прочностные параметры камня.

Эффективно повышает прочность тампонажного камня добавка микрокремнезема марки МК-85 (таблица 1). Лучшие показатели с добавкой МК-85 достигнуты при его содержании в тампонажной смеси в количестве 3% и 10% для 70°С и 24°С соответственно. Повышение прочности составило 9,1% для «горячих» и 10,1% для «нормальных» условий. Ввиду высокой дисперсности, микрокремнезем обладает хорошей водопоглощающей способностью. Для сохранения необходимой подвижности тампонажного раствора при содержании микрокремнезема более 5% дополнительно вводили поликарбоксилатный пластификатор в количестве 0,08% от массы цемента. Основным компонентом микрокремнезема является диоксид кремния аморфной модификации. Рост прочности камня объясняется мелким гранулометрическим составом (2 мкм) и высокой пуццолановой активностью микрокремнезема, что способствует его взаимодействию с гидроксидом кальция, образующимся при затворении цемента, и значительному уплотнению структуры камня.

Максимальные значения предела прочности на изгиб достигнуты при вводе в тампонажную смесь 5% и 10% добавки пудры оксида кремния соответственно для температур 24°С и 70°С. Относительно базового состава прочность выросла на 39,1% для «нормальных» и 50,4% для «горячих» условий. ПОК представляет собой ультрадисперсный порошок, состоящий из наносферических частиц размером менее 0,5 мкм. В его составе содержится не менее 85% аморфного оксида кремния. Увеличение прочности тампонажного камня на изгиб связано с малым размером частиц и повышением активности ПОК при умеренных температурах. Пудра обладает высокой водопоглощающей способностью, поэтому для обеспечения требуемых значений растекаемости тампонажного раствора при содержании ПОК более 5% дополнительно вводился поликарбоксилатный пластификатор в количестве 0,16% от массы цемента.

Предполагается, что для достижения максимальной прочности тампонажного камня в цементе должны присутствовать добавки различного гранулометрического состава. Поэтому дальнейшие исследования

проводились с комбинацией добавок, показавших лучшие результаты. Были проведены исследования со следующими комбинациями минеральных добавок для повышения прочности цементного камня: метакаолин/ПОК; кварцевая мука/метакаолин; МК-85/кварцевая мука, с соотношением компонентов 20/80 соответственно, установленным посредством моделирования.

В качестве базовой рецептуры использовался аналогичный цементный раствор. Минеральные добавки вводились в сухую смесь в количестве 3, 5, 7 и 10% от массы цементного порошка.

По данным проведенных опытов установлено, что оптимальный объем добавки состава метакаолин/ПОК 10% для «нормальных» и «горячих» условий, увеличение прочности составило 28% и 9,1% соответственно (таблица 2). Однако при добавке чистой пудры оксида кремния наблюдался больший прирост прочности, поэтому применение данной комбинации минеральных добавок в этом соотношении нецелесообразно.

Таблица 2

Величина изменения прочности тампонажного камня при изгибе по отношению к базовому составу при вводе минеральных добавок.

Температурные условия, °С	3%	5%	7%	10%
Добавка метакаолин/ПОК				
24	11,8	19,3	20,8	28
70	0,3	7,8	8,5	9,1
Добавка кварцевая мука/метакаолин				
24	-9,2	7,5	12	24
70	2,5	11	17	19
Добавка МК-85/кварцевая мука				
24	13	15	2,8	9,6
70	6,8	12	2,9	11,3

Оптимальное содержание добавки кварцевой муки/метакаолина в растворе составило 10% для 24°С и 70°С. Повышение прочности составило 24% и 19% соответственно для 24°С и 70°С. Сочетание этих добавок уступает прочности отдельных добавок в «горячих» условиях, но в «нормальных» данная комбинация увеличивает прочность на изгиб по отношению, как к кварцевой муке, так и к метакаолину.

По результатам исследования прочностных показателей цементного камня с добавкой комбинации МК-85/кварцевая мука лучший эффект получен при вводе 5% добавки. Прирост прочности составил 15 и 12% соответственно для «нормальных» и «горячих» условий. Для 24°С использованием такого сочетания минеральных добавок удалось добиться повышения прочности, по отношению как к кварцевой муке, так и МК-85, однако, при добавке кварцевой муки в условиях умеренных температур достигнута большая прочность.

В процессе проведения опытов было выявлено увеличение прочности при использовании комбинаций добавок по отношению, как к базовому цементному камню, так и к цементному камню с использованием отдельных минеральных добавок. Поэтому дальнейшие исследования будут направлены на изучение влияния комбинаций представленных минеральных добавок в различных соотношениях с моделированием актуального гранулометрического состава.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/004.9 от 12.01.2015 г.

Литература

1. Крапивина Т.В., Крысин Н.И., Чернышов С.Е., Куницких А.А. Основные направления повышения качества заканчивания скважин на месторождениях и площадях Пермского края // Нефтяное хозяйство, 2014. - №8. - С. 26 – 28.
2. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н. Тампонажные составы для проведения изоляционных работ на нефтедобывающих скважинных // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2011. - №1. - С. 53 – 61.
3. 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 – 37.
4. Мелехин А.А. Тампонажные работы в нефтяных и газовых скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2011. - №1. - С. 62 – 67
5. Чернышов С.Е., Куницких А.А., Русинов Д.Ю. Влияния минеральных добавок на прочностные показатели цементного камня // Нефтяное хозяйство, 2014. - №8. - С. 20 – 23.

**ИССЛЕДОВАНИЕ САПРОПЕЛИ В КАЧЕСТВЕ ДИСПЕРСИОННОЙ ФАЗЫ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ (ОЗЕРО КИРЕК)**

Р.Р. Сагитов, К.М. Минаев

Научный руководитель профессор К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровой раствор представляет собой сложную, многокомпонентную систему суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, дисперсной фазой которого являются глинопоршки. В зависимости от предъявляемых свойств к буровому раствору применяют бентонитовые, каолиновые, гидрослюдистые и палыгорскитовые глинопоршки. Кроме бентонитового все эти порошки получили название от глинистого минерала, который преобладает в составе.

Бентонитовый порошок более востребован чем порошки других марок, связано это с высоким качеством и большим выходом получаемого бурового раствора. Но, к сожалению на территории Российской Федерации не осталось месторождений бентонитовых глин для производства качественного глинопоршка. В связи с этим открыт вопрос об использовании новых материалов, которые бы смогли выступить дисперсионной фазой бурового раствора, и на основе которых возможно было приготовить качественные буровые растворы. Перспективным замещающим сырьём может выступить сапропель. Предпосылками к исследованию явились труды сотрудников кафедры бурения скважин ТПУ С.М. Долгих, П.С. Чубика, Е.Б. Годунова, которые в 90-е годы показали перспективность их применения для создания малоглинистых буровых растворов, реагентов на основе активированного торфа [1].

Сапропели представляют собой донные отложения пресноводных водоемов, образующихся в анаэробных условиях в результате физико-химических и биологических преобразований остатков отмершей водной растительности, остатков живых организмов, планктона, также частиц почвенного перегноя. Кроме того на состав отложений большую роль оказывают минеральные и органические компоненты терригенного стока. На формирование отложений большое значение имеет фактор проточности озер[2].

Озерные отложения сапропеля имеют различный возраст, но не превышают 12000 лет, все отложения относятся к периоду голоцена. Содержание органических веществ более 15%, при меньшем содержании отложения рассматриваются как донные осадки. Химический состав и свойства сапропелей из различных залежей колеблются достаточно в широких пределах, что обусловлено различными условиями осадконакопления, продуктивностью материнского водоема, особенностями поверхностного стока и климатическими условиями [2]. Все это способствует обширным исследованиям материала и большой перспективе использования в различных отраслях промышленности.

Одним из факторов возможности применения сапропеля в качестве дисперсионной фазы буровых растворов являются хорошие коллоидные свойства. Данный материал представляет собой многокомпонентную, сложную по химическому составу систему биогенного происхождения, которая включает в себя природные органические (гуминовые и сульфокислоты, битумы, углеводные и белковые биополимеры, полисахариды) и неорганические вещества (высокодисперсные окислы металлов, карбонатные и аллюмосиликатные породы и др.). В сапропелях присутствуют все необходимые минеральные и органические вещества, биополимеры и природные поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые обеспечивают высокую агрегативную устойчивость сапропелевых суспензий.[3]

Как в России, так и за рубежом проводятся исследования, область применения различных продуктов получаемых из сапропели обширна, начиная от удобрений, получения сорбентов и сырья для химической промышленности, заканчивая производством кормовых добавок, биостимуляторов и медицины. Только в Томской области геологические ресурсы (с учетом высокоминерализованных разностей) оценены в 3,98 млрд. т [4]. Томская область расположена в достаточно благоприятной природно-климатической зоне позволяющей образовывать крупные залежи сапропели. Однако в настоящее время сапропели в области изучены слабо и используются в очень ограниченных количествах, преимущественно в медицине и в качестве удобрений. Вовлечение незадействованных ресурсов в эксплуатацию является перспективным направлением в недропользовании. Это предопределяет необходимость всестороннего геологического изучения сапропелевых месторождений для последующего их лицензирования и освоения[4].

Одна из самых крупных оцененных залежей, расположенной в Томском районе, является залежь озера Кирек. Озеро находится в 60 км на юго-западе от города Томска, рядом с деревней Кирек. Площадь озера составляет примерно 49 га, длиной 1,45 км, шириной 0,4 км, средняя глубина 2,7 метра и имеет вытянутую с северо-востока на юг форму. Вода озера слабощелочная, солевой состав представлен гидрокарбонатами, минерализация составляет 0,2 г/л. Вид отложений сапропеля известковый, органо-железистый, торфянистый с мощностью 0,2 до 8,5 [4]. Запасы сапропели в нулевом контуре составляют 2242,6 тыс. м³. Сапропель озера Кирек обладает тонким механическим помолом, слабощелочной средой pH 7-7,6. Лицензиями на право пользования недрами, а именно месторождение сапропелей оз. Кирек, согласно перечню предприятий-недропользователей за период 1994 - II квартал 2010 гг. по состоянию на 01.07.10, имеют ООО "Санаторий Синий Утес" лицензия № ТОМ 00923 ТЭ 08.11.05 действительна до 05.12.19 и ООО ПК Фортуна лицензия № ТОМ 00901 ТЭ 29.07.05 действительна до 01.10.15. Запасы являются наиболее перспективными, для геологического изучения, кроме того объемы залежи относятся к промышленным масштабам, что немаловажно в перспективе использования, разработке месторождения.

Исследования сапропелевой суспензии, на основе сырья полученного из озера Кирек, в качестве промывочной жидкости при бурении скважин на нефть и газ не проводились. На базе лаборатории промывочных жидкостей кафедры Бурения скважин ТПУ (БС ТПУ), были разработаны рецептуры и проведены исследования сапропели в качестве возможной альтернативы бентонитовому порошку в качестве дисперсной фазы буровых растворов. Исследованное сырье закупалось у компании ООО «Адонис». Методика приготовления сапропелевых суспензий заключалась в следующем: навеску влажного сапропеля определенной массы, помещали при перемешивании в 0,6л воды в течении 10 минут при частоте вращения 10000 об/мин, содержащей различные концентрации гидроксида натрия (NaOH). После чего проводили измерения технологических параметров полученной суспензий.

На первом этапе исследований были проведены эксперименты с различной концентрацией сапропели, результаты полученных параметров после приготовления представлены в табл. 1.

Основной задачей на данном этапе исследований было выявить оптимальную концентрацию сапропели, которая максимально будет соответствовать глинопорошку, согласно ТУ 39-0147001-105-93 «Глинопорошок для буровых растворов» [5], одной из марок, применяемых на производстве. Кроме того выбранная рецептура должна быть с минимальным содержанием твердой фазы. Технологические свойства приготовленных суспензий замерялись в течение 7 дней. Наиболее вариационным свойством во времени, была условная вязкость рис. 1. Рост условной вязкости происходит за счет флокуляции частиц сапропеля. В результате данного процесса происходит уменьшение эффективной площади частиц дисперсной фазы, что негативно отражается на качестве бурового раствора.

Таблица 1

Технологические свойства исследуемых суспензий

Свойства	Концентрация сапропели г/л				
	400	500	600	650	750
Плотность, г/см ³	1,07	1,07	1,07	1,08	1,08
Условная вязкость, с	20	22	25	28	31
Пластическая вязкость, (API)	13	14	17	18	19
Динамическое напряжение сдвига, (API)	2	5	6	9	12
Объем фильтрата, (API) мл/30мин	39,4	38	36	32	28

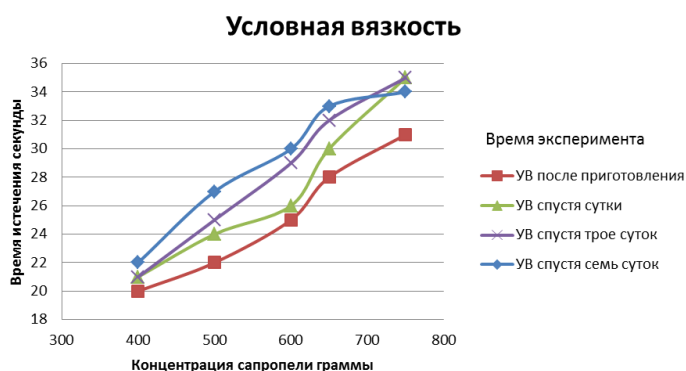


Рис. 1 Условная вязкость (УВ) суспензии с различной концентрацией сапропеля

С целью изучения возможности получения более качественного бурового раствора из сапропеля изучено воздействие щелочи на суспензию. Для данного исследования выбрана суспензия с концентрацией сапропеля 500 г/л., влажность исследуемой сапропели составила 64%, соответственно выход бурового раствора при использовании изучаемого сапропеля составляет 8 м³, что соответствует глинопорошку марки «ПБМГ» согласно ТУ 39-0147001-105-93 «Глинопорошок для буровых растворов» [5].

Результаты исследований представлены на (рис. 2). Увеличение концентрации щелочи не приводит к повышению условной вязкости. Однако наблюдается уменьшение роста вязкости с увеличением времени выдержки. Кроме того в щелочной среде происходит взаимодействие органических и неорганических веществ, что способствует увеличению выхода и качества бурового раствора.

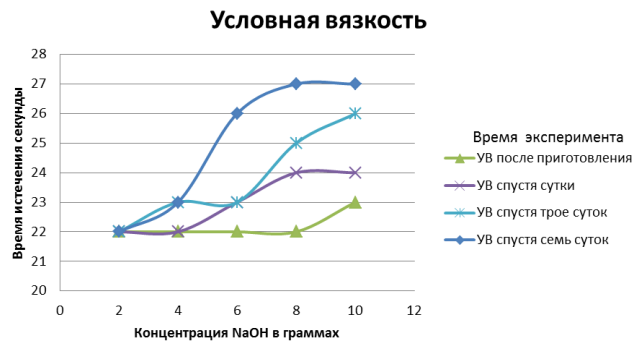


Рис. 2 Условная вязкость (УВ) суспензии с различной концентрацией гидроокиси натрия (NaOH)

Но полученные суспензии обладают высокими показателями фильтрации. С целью улучшения показателя была проведена термическая активация суспензии (табл.2). Суспензию с содержанием 300г. сапропели, 6г. NaOH и 600 г. воды, нагревали до температуры 90°C, и в течении 60 минут перемешивали его при данной температуре. После термической обработки показатель фильтрации снизился практически в два раза (рис. 3).

Таблица 2

Технологические свойства исследуемой суспензии

Свойства	До термической обработки	После термической обработки
УВ (с)	22	22
PV (API)	16	17
JP (API)	3	1
Ф (мл)	40	15
PH	12,5	13,5

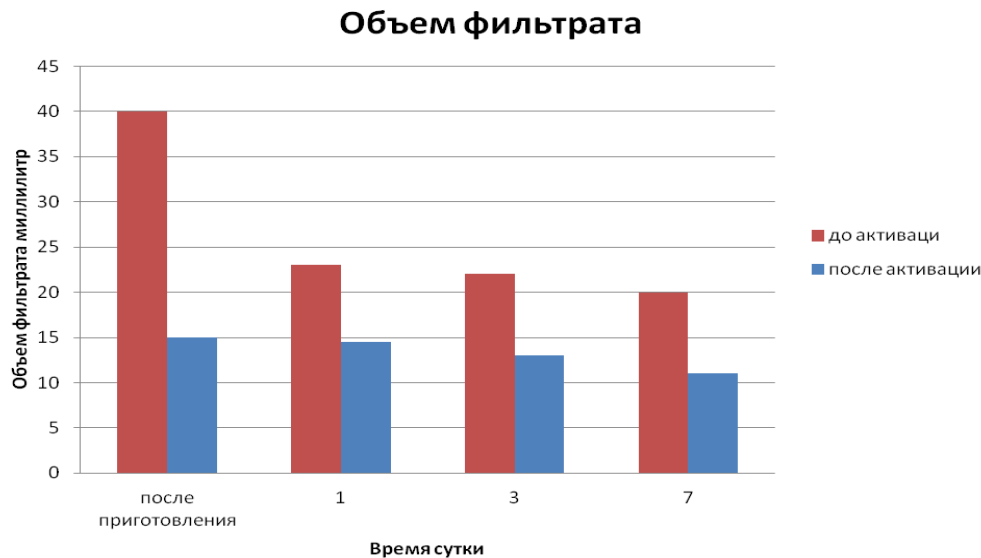


Рис. 3 Объем фильтрата после термической активации

Исследования показали перспективность использования сапропеля в качестве дисперсной фазы буровых растворов. В дальнейшем будут продолжены исследования суспензий на основе сапропеля, их модификация, и активация, будет производиться работы по созданию рецептур буровых растворов на основе сапропелей пониженной влажности. Потребуется изучить особенности процессов структурообразования таких дисперсий в зависимости от степени высушивания, концентрации твердой фазы, химических добавок и других факторов.

Литература

1. С.Г. Маслов, С.М. Долгих, П.С. Чубик, Е.Б. Годунов Влияние типа и группового состава торфа на свойства буровых растворов // Химия растительного сырья. 2003. №3. С. 57–67
2. И.В. Топачевский Сапропели пресноводных водоемов Украины // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2011, №1 С. 66-72
3. Л. А. Беляева Эффективность модификаций бурового раствора на основе органо-минерального сырья // Природопользование: экология, экономика, технологии материалы международной научной конференции, Минск 6-8 октября 2010 г., С. 26-30
4. И.Г. Кудашев, Сапропели Томской области: геология, генезис, ресурсы и перспективы их использования // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук Томск 2004 г.
5. ТУ 39-0147001-105-93 «Глинопорошок для буровых растворов» », — Введ. 1994.

**ПРИМЕНЕНИЕ КАОЛИНОСОДЕРЖАЩЕГО МАТЕРИАЛА В КАЧЕСТВЕ
УПРОЧНЯЮЩЕЙ ДОБАВКИ К ТАМПОНАЖНОМУ РАСТВОРУ (ТУГАНСКОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ)**

Р.Р. Сагитов, А.А. Виканов

Научный руководитель профессор К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение скважин является одним из основных способов добычи нефти и газа из недр Земли. Полнота извлечения этих полезных ископаемых во многом зависит от качественного строительства и эксплуатации скважин. Качество строительства скважин, и их долговечность во многом определяется завершающим этапом строительства скважины - креплением скважин.

Одним из наиболее распространенных способов повышения прочности цементного камня является ввод активных минеральных добавок (АМД). Их вводят в цементные системы для экономии цемента, увеличения степени гидратации и направленного формирования структуры. При этом все большее внимание исследователей привлекает такая АМД как метакаолин – метастабильный продукт дегидратации каолина, получаемый обжигом при 600–800 °С.

Исследователи [1–2] отмечают, что метакаолин снижает расход цемента в бетоне, ускоряет гидратацию и твердение цементных композиций, приводит к получению высокой ранней и конечной прочности бетона и обладает повышенной водопотребностью.

Метакаолин ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$) – продукт обезвоживания (дегидроксилирования) минерала каолинита – относится в настоящее время к одной из самых высокоэффективных пуццолановых добавок для цементов, бетонов и растворов. Представляет собой порошок от белого до серовато-бежевого или розового цвета со средним размером частиц от 1 до 15 мкм, состоящий из смеси аморфного глинозема и кремнезема практически в равных количествах: массовая доля Al_2O_3 составляет от 39 до 44 %, SiO_2 – от 53 до 55 %. Частицы метакаолина имеют пластинчатую форму с высокой удельной поверхностью, достигающей 30000 м²/кг (рис. 1) [3].

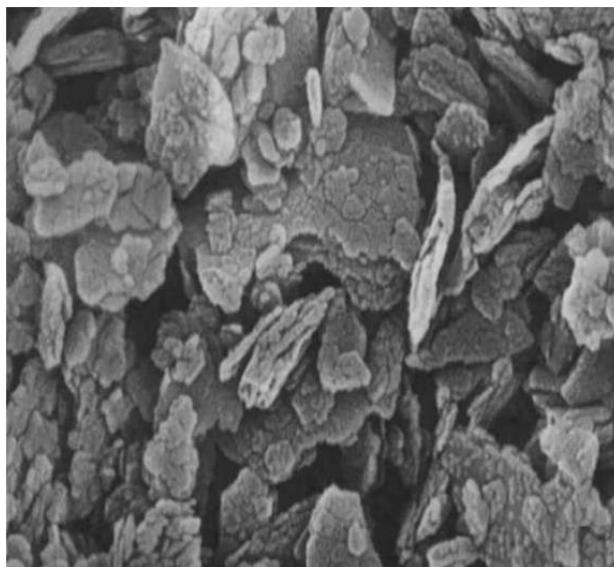


Рис. 1. Морфология частиц метакаолина [3]

Суть данной работы состоит в исследовании изменения прочности цементного камня при введении активных минеральных добавок. В качестве АМД был взят метакаолин, который был добавлен в цементное тесто в концентрации от 2 до 6%. Так же было выбрано 3 диапазона обжига каолиновой глины: 600, 700 и 800 °С.

Для проведения экспериментов были выбраны глины Туганского месторождения Томской области. Туганское месторождение расположено в 32 км. к северо-востоку от г. Томска, в Туганском районе Томской области. Каолинит - основной минерал иловой фракции сырья Туганского месторождения. Во фракции 15 мм. его содержится более 80%. Особенно богата им фракция 5 мм. Некоторые исследованные в базовой лаборатории пробы сырья Туганского месторождения имели не белую или розовую, как обычно, окраску иловой фракции, а темную, что явилось следствием заражения этой фракции гумусовыми веществами. Содержание каолинита в россыпях различно по разным участкам месторождения и составляет в среднем около 20% [4].

При проведении исследований был использован ППЦ-100. Из теста нормальной густоты [5] готовили образцы – кубы размером 40х40х160 мм, которые твердели и набирали прочность при температуре 70 ± 2 °С с влажностью 80%. Физико-механические свойства цементного камня на тесте НГ оценивали по изменению прочности на изгиб [6].

Для повышения прочности в цементное тесто вводилась добавка каолина и метаксаолина от 2 до 6%. Обжиг каолина производился в интервале температур от 600 до 800°С в течение 0,5...6 ч., данные температурные режимы были выбраны на основе проведенных исследований В.В. Голубков, З.В. Стафеева. Так при температуре 600°С каолин полностью переходит в метаксаолин только через 5 ч, в то время как при обжиге при 800 °С – через 0,5 ч. Каолин полностью аморфизован, кристаллическая фаза представлена реликтовыми слюдой и кварцем, кристаллических новообразований (муллита и кристобалита) нет [7].

Обжиг каолина выявил закономерную последовательность по потере массы готового продукта (табл. 1). Так же было замечено, что при повышении концентрации каолиносодержащего материала в цементном растворе уменьшается растекаемость. Были проведены исследования с разным содержанием метаксаолина на конусе АЗНИИ. Температура обжига не влияет на изменение растекаемости (табл. 2).

Таблица 1

Режимы обжига каолина

Температура, °С	Потеря массы, %	Время обжига, ч
600	2,2	5
700	3,46	3
800	7	0,5

Таблица 2

Растекаемость тампонажного раствора

Температура, °С	Концентрация метаксаолина, %	Растекаемость, см
600	2	25
	4	24
	6	21.5
700	2	25
	4	23.5
	6	21.5
800	2	25
	4	24
	6	22

Для проведения экспериментов были изготовлены цементные балочки размером 40х40х160 мм. Формы для изготовления цементных балочек, подготовленные по ГОСТ 310.4 наполняют цементным тестом в два приема при непрерывном ручном перемешивании его в чаше. Через 1 ч после наполнения формы избыток цементного теста срезают ножом вровень с краями формы.



Рис 2. Цементные балочки 40х40х160 мм.

Для каждого установленного срока испытания изготавливают по три цементных образца. Формы с образцами из цемента для низких и нормальных температур помещают в шкаф воздушно-влажного хранения. Через (24 ± 1) ч с момента изготовления образцы вынимают из шкафа, осторожно расформовывают, маркируют и помещают в ванну с водой, температура которой (20 ± 2) °С, где хранят до проведения испытаний.

За образец были изготовлены балочки из цемента марки ПЦТ-100 без добавок. Дальнейшее сравнение прочности с введением добавок будут сравниваться с данным образцом. Результаты исследований приведены в таблице 3.

Таблица 3

Прочность цемента марки ПЦТ-100

Процент добавки	Макс. нагрузка, кН	Макс. Напряжение, МПа
0	3,2	7,5

Добавка каолина значительно увеличивает прочность цементных балочек. Максимальное упрочнение заметно при 2% добавке, дальнейшее увеличение концентрации каолина пагубно влияет на прочностные качества цемента. Результаты исследований приведены в таблице 4.

Таблица 4

Прочность цемента марки ПЦТ-100 с добавкой каолина

Процент добавки	Макс. нагрузка, кН	Макс. Напряжение, МПа
2	4	9,35
4	3,7	8,65
6	3,2	8,1

Добавка метаксаолина обожжённого при температуре 600°С практически полностью повторяет прочностные свойства цемента с добавкой каолина и даже уступает в прочностных характеристиках при концентрациях 4 и 6%. Результаты исследований приведены в таблице 5.

Таблица 5

Прочность цемента марки ПЦТ-100 с добавкой метаксаолина 600°С

Процент добавки	Макс. нагрузка, кН	Макс. Напряжение, МПа
2	4	9,4
4	3,6	8,5
6	3,2	5,5

Цемент с добавкой метаксаолина обожжённого при температуре 700°С имеет максимальные прочностные характеристики. Данная добавка превзошла прочность образцов цемента марки ПЦТ-100 на 30% и на 15% образцы с добавкой каолина и метаксаолина обожжённого при 600°С. Максимальные прочностные характеристики наблюдаются при 2% добавке метаксаолина. Результаты исследований приведены в таблице 6.

Таблица 6

Прочность цемента марки ПЦТ-100 с добавкой метаксаолина 700°С

Процент добавки	Макс. нагрузка, кН	Макс. Напряжение, МПа
2	4,6	10,85
4	3,55	8,25
6	3,5	8

Цементное тесто с добавкой метаксаолина обожжённого при температуре 800°С имеет схожие характеристики с предыдущим образцом. Прочностные характеристики данного образца примерно на 5% ниже, чем у предыдущего образца. Добавка 2% метаксаолина обожжённого при температуре 800°С повысила прочность цемента марки ПЦТ-100 почти на 30%. Результаты исследований приведены в таблице 7.

Таблица 7

Прочность цемента марки ПЦТ-100 с добавкой метаксаолина 800°С

Процент добавки	Макс. нагрузка, кН	Макс. Напряжение, МПа
2	4,4	10,35
4	3,6	8,4
6	3,25	7,5

Исследования показали перспективность использования метаксаолина в качестве активной минеральной добавки в тампонажных растворах. Наилучшие результаты были достигнуты при 2% добавке метаксаолина при температурах 700°С и 800°С. Требуется дальнейшие исследования каолиносодержащего материала в качестве упрочняющей добавки к тампонажному раствору, проведение более долговременных опытов для получения максимального упрочнения тампонажного раствора и разработки рецептуры наиболее эффективной каолиновой добавки.

Литература

1. Л.И. Дворкин, Н.В. Лушникова, Р.Ф. Рунова и др. Метакаолин в строительных растворах и бетонах / – Киев: Изд-во КНУБіА, 2007. – 215 с.
2. Т.В. Кузнецова. Алюминатные и сульфо-алюминатные цементы / М.: Стройиздат, 1986. – 208 с.
3. Лукутцова Н.П., Пыкин А.А. Теоретические и технологические аспекты получения микро- и нанодисперсных добавок на основе шунгитосодержащих пород для бетона: Монография. – Брянск: Изд-во БГИТА, 2013. – 231 с.
4. Методика разведки Туганского цирконо-ильменитового месторождения / Томский политехнический университет. – Томск, 2006.
5. ГОСТ 26798.1-96 «ЦЕМЕНТЫ ТАМПОНАЖНЫЕ Методы испытаний», — Введ. 1996.
6. ГОСТ 310.4-81 «Цементы. Методы определения предела прочности при изгибе и сжатии», — Введ. 1981.
7. В.В. Голубков, З.В. Стафеева Применение каолина месторождения «Журавлиный лог»/ Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева. – Москва, Россия

**АКТУАЛЬНОСТЬ И АЛГОРИТМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ САМОХОДНОГО ПНЕВМОУДАРНОГО
БУРОВОГО СТАНКА ДЛЯ УГМК РУДГОРМАШ**

Д.С. Танаков

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке месторождений полезных ископаемых широко используются взрывные скважины, бурение которых осуществляется в основном буровыми станками с погружными пневмоударниками. Использование энергии удара позволяет передавать забою скважины значительные по величине силовые нагрузки, приводящие к деструкции горной породы [1].

Исторически разработка способа бурения с погружными пневмоударниками началась еще в 1939 году. А с 1949 года на подземных рудниках в СССР уже начинается испытание станков, работающих по принципу пневмоударного бурения [2].

Пневмоударное бурение считается наиболее эффективным способом бурения скважин диаметром 150–190 мм в крепких породах и, поэтому, уже с шестидесятых годов XX столетия погружные оно стало активно применяться в зарубежной и ответственной практике [3].

Ударный способ обладает наименьшей энергоемкостью разрушения пород средней и высокой крепости, позволяет снизить энергозатраты при производстве работ, дает возможность применения более легких станков, отличающихся высокой производительностью, надежностью, а также простотой обслуживания. Конструкция погружного пневмоударника обеспечивает наилучшую передачу энергии удара на забой, позволяет увеличить скорость бурения и глубину скважины. Сжатый воздух используется как энергоноситель и очистной агент, что делает технологию бурения более рациональной. Важно отметить, что скорость бурения не зависит от глубины скважины. Эти обстоятельства, а также простота и относительная дешевизна погружных пневмоударников, делает привлекательным применение таких машин, как в подземных условиях, так и на открытых горных работах, позволяет успешно конкурировать с другими видами бурового оборудования. [4-6].

Несмотря на достаточно высокую экономичность, ударно-вращательный способ бурения не лишен недостатков. В первую очередь это касается буровых коронок. Около половины рабочего времени на полный цикл буровых работ теряется на остановки из-за поломки любого элемента коронки или узла его крепления [7].

Кроме того, на сегодняшний день отечественная промышленность существенно отстает в пневмоударном бурении от зарубежного уровня. Главная причина – невозможность обеспечить высокое давление сжатого воздуха. Выпуск станков для бурения пород повышенной прочности погружными пневмоударниками диаметром 160–190 мм не налажен из-за неудачной компоновки моделей станков: несамходное шасси, автономно расположенный компрессор, оснащение маломощными погружными пневмоударниками и лезвийными долотами с низкой стойкостью. Из-за чего их производительность в 1,5–2 раза ниже, чем у аналогичных зарубежных станков [6, 8].

Как следствие, все большее распространение в России получают зарубежные буровые станки, работающие на высоком давлении сжатого воздуха. Фирма Atlas Copco поставляет станки ROC L6, ROC L7, ROC L8, ROC L9, Mustang A-32 в комплекте с погружными пневмоударниками COP 34, COP 54, COP 64 и системой ODEX. Использование энергоносителей высокого давления позволяет получить требуемые энергетические параметры и, как следствие, повышение производительности. Стоит отметить высокую стоимость импортных пневмоударников, имеющую тенденцию к дальнейшему увеличению. Обобщение конструкций устройств современных пневмоударников выявило тенденцию их развития на ближайшие годы, которая заключается в создании универсальных машин, способных при незначительных изменениях конструкции осуществлять проходку широкого диапазона диаметров скважин при рабочем давлении сжатого воздуха, отвечающего требованиям зарубежного рынка буровых станков [6].

При разработке бурового комплекса есть возможность установить наиболее эффективные условия разрушения горной породы, сконструировать для этой цели надежную буровую коронку, а затем вложить во вновь создаваемую машину необходимые режимные параметры [6, 9]. А параметры бурового инструмента целесообразно выбирать таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность передачи удара разрушаемой среде [1]. Все это в совокупности подтверждает актуальность проведения работ по разработке новых модификация оборудования для пневмоударного бурения.

Рядом отечественных предприятий горнодобывающей промышленности было принято решение о разработке собственных моделей станков для пневмоударного бурения не уступающих по своим характеристикам зарубежным аналогам. Поэтому ЗАО «УГМК Рудгормаш» сделало заказ на разработку проекта станка для пневмоударного бурения (аналог Atlas Copco ROC L8) рабочей группе кафедры бурения Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Технические параметры для проектирования самоходного гидрофицированного бурового станка легкого типа с погружным пневмоударником (аналог Atlas Copco ROC L8) приведены в таблице 1. На рисунке 1 представлен общий вид и функциональные возможности проектируемого станка.

Таблица 1

Технические параметры проектируемого станка

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Диаметр скважины, мм	110-203	Частота вращения, об/мин	20-80
Диаметр штанги	В зависимости от диаметра пневмоударника и условия гарантированного выдува шлама	Крутящий момент, Н*м	3000-6500
Длина штанг, мм	6000	Длина со сложенной стрелой, мм	11500
Глубина скважины, м	20-50	Ширина, мм	2500
Мощность двигателя при 2000 об/мин, кВт	300-400	Высота со сложенной стрелой, мм	3900
Емкость топливного бака, л	800	Масса, кг	18000-22000
Рабочее давление компрессора, бар	20-30	Кабина	Регулируемое, виброзащищенное кресло оператора
Производительность компрессора, л/с	400		Удобство в управлении.
Скорость передвижения, км/ч	0-3,5		Видимость зоны бурения.
Тяговое усилие, кН	110-160		Контроль основных параметров бурения.
Преодолеваемый уклон, град.	20-25	Дополнительные требования	Возможность установки системы сухого пылеподавления либо водяного бака для подачи водо-воздушной смеси.
Скорость подачи, м/с	0,9		Централизованная система смазки.
Усилие подачи, кН	40		Возможность установки оборудования как российских, так и зарубежных производителей (двигатель, компрессор, погружной пневмоударник, гидравлика).

По мнению Г.В. Арцимовича, Е.П. Поладко, И.А. Свешникова и др. [6, 9-10], общая схема разработки бурового комплекса должна быть реализована следующим образом:

- а) анализ свойств разрушающей породы и существующих для этого инструментальных материалов;
- б) выбор на этой основе рационального способа разрушения, обеспечивающего необходимую производительность;
- в) исследование механизма процесса разрушения пород принятым способом с целью изыскания наиболее эффективной породоразрушающей схемы проектируемого инструмента;
- г) разработка конструкции коронки, реализующей выбранный способ разрушения;
- д) создание промежуточного звена (штанги), обеспечивающего передачу инструменту необходимых силовых параметров;
- е) создание буровой машины, осуществляющей в выбранном рациональном режиме принятый способ разрушения.

Как видно из схемы разработки, в данном случае последовательно осуществляется пошаговый путь «от породы к инструменту» и далее «к буровому комплексу». Такой путь является наиболее результативным, поскольку обеспечивает получение качественного скачка в развитии буровой техники при одновременном повышении эффективности самого процесса бурения [6].

Согласно исходным данным (техническое задание ЗАО «УГМК Рудгормаш» и, учитывая предложенную выше схему разработки, авторами был предложен следующий алгоритм проектирования станка:

- декомпозиция модели станка Atlas Copco ROC L8 на составляющие и узлы с заданными техническими параметрами;
 - анализ отечественного рынка на предмет наличия узлов полной комплектности;
 - анализ рынка на предмет наличия дополнительных деталей для комплектации узлов станка;
 - разработка технической документации на производство недостающих деталей и узлов (которые не представлены на отечественном рынке);
 - оценка совместимости узлов и соответствия их требованиям технического задания;
 - разработка технической документации на разрабатываемый станок с описанием перечня требуемых узлов и деталей, мест их изготовления и транспортных схем доставки.
- Разработанный алгоритм графически продублирован на рисунке 2.

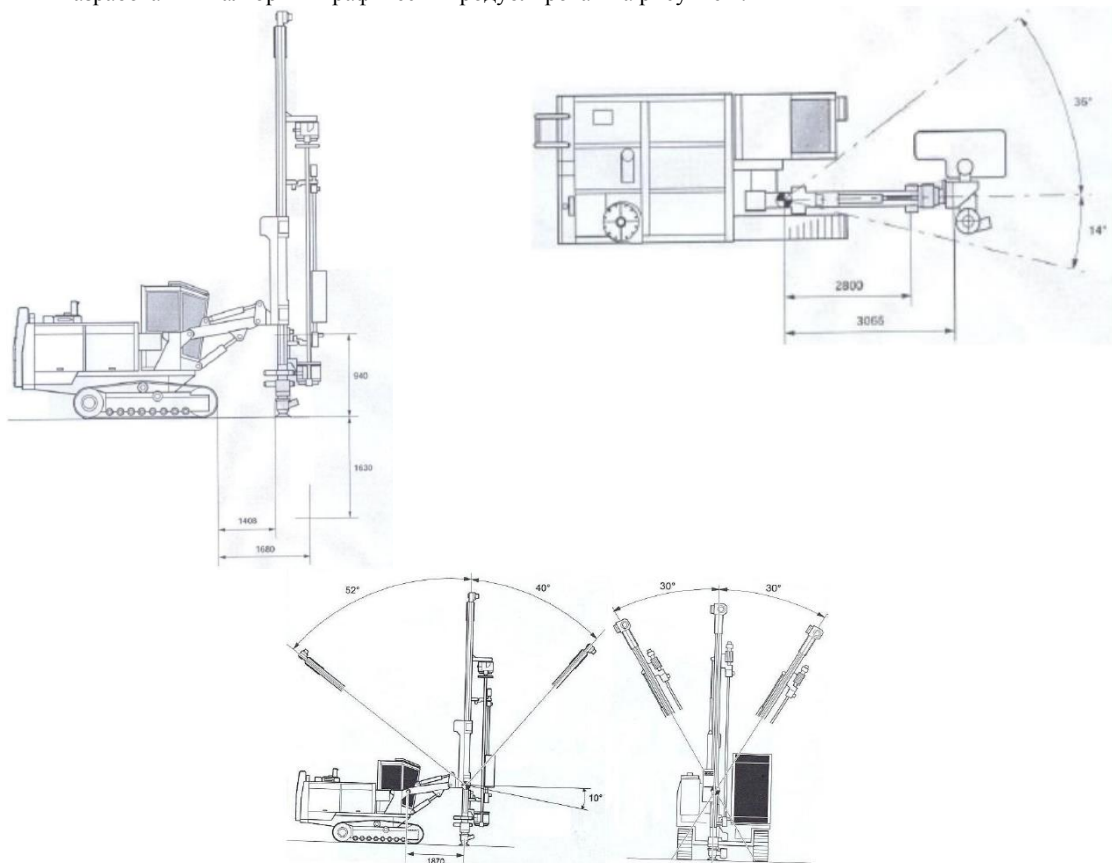


Рис. 1. Общий вид и функциональные возможности проектируемого станка

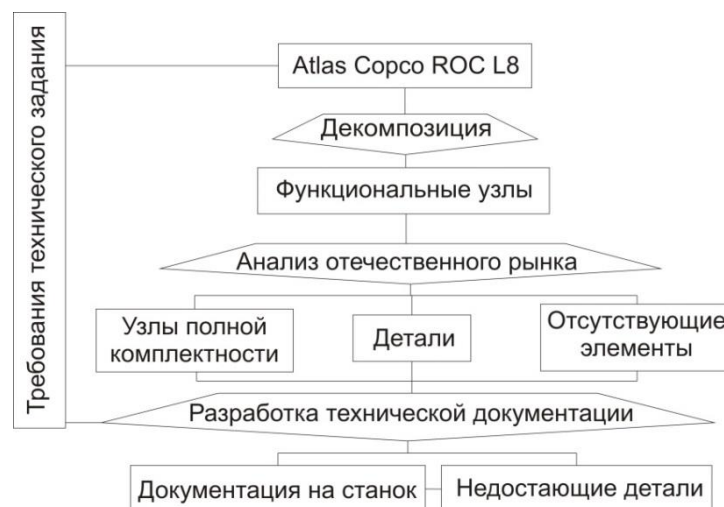


Рис.2. Алгоритм проектирования станка для пневмоударного бурения (аналог Atlas Copco ROC L8)

В рамках проделанной работы обоснована актуальность проектирования новой серии станков для пневмоударного бурения (аналог станка Atlas Copco RoC L8). Проанализирован опыт отечественных исследователей по проектированию станков для пневмоударного бурения, определены основные проблемы и недостатки отечественных станков по сравнению с импортными аналогами. Разработан универсальный алгоритм проектирования, ориентированный на полное импортозамещение и комплектацию буровых станков нового поколения, на основе которого будет сформирована проектная документация.

Литература

1. Божко В.Г., Сычев А.А. Теоретические исследования и разработка буровой коронки для погружных пневмоударников с целью повышения ее стойкости//Горный информационно-аналитический бюллетень. – №12, 2005. – С. 219-220.
2. Пневмоударное бурение [Электронный ресурс] / Яндекс. Словари. Информационный сервис. Режим доступа: m.slovari.yandex.ru.
3. Катанов Б.А. Направления дальнейшего развития буровой техники угольных разрезов//Вестник Кузбасского государственного технического университета. - №1, 2007. – С. 33-36.
4. Релин А.А., Алексеев С.Е., Кокаулин Д.И. Бурение глубоких точно направленных скважин// Технология и безопасность взрывных работ: материалы научно-технической конференции «Развитие ресурсосберегающих технологий во взрывном деле», прошедшей в рамках IV Уральского горнопромышленного форума 12–14 октября 2011 г. – Екатеринбург: ИГД УрО РАН, 2012. - С. 24-31.
5. Куликов И.В., Воронов В.Н., Николаев И.И. Пневмоударное бурение разведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 235 с.
6. Павлов Е.В. Исследование конструкторско-технологических особенностей базовых деталей пневмоударников и породоразрушающего инструмента// Известия Юго-Западного государственного университета. - №3, 2013. – С. 68-76.
7. Масленников И.К., Матвеев Г.И. Инструмент для бурения скважин: справочное пособие. – М.: Недра, 1981. – 207 с.
8. Арцимович Г.В., Свешников И.А., Явтушенко Н.М. Исследование условий работы инструмента при ударновращательном бурении // Горный породоразрушающий инструмент. Киев: Техника, 1966. – С. 100–106.
9. Арцимович Г.В., Поладко Е.П., Свешников И.А. Исследование и разработка породоразрушающего инструмента для бурения. – Новосибирск: Наука, 1978. – 181 с.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ С ИСКУССТВЕННЫХ ЗАБОЕВ В НЕОБСАЖЕННЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН

М.А. Тряпичкин

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Ликвидация аварий и осложнения, возникающих при бурении скважин, часто связана с резкой и бурением новых направлений стволов скважин. Данная задача является одной из наиболее сложных при бурении разведочных, а также многоствольных (МСС) и многозайбойных (МЗС) скважин.

Наиболее актуальными для решения поставленной задачи являются методы бесклинового забуривания, основанные на многократном использовании технологических средств направленного бурения, при применении которых требуются минимальные затраты на цикл резания и снижаются риски возникновения аварийных ситуаций. К таким технологиям относятся методы забуривания с различных искусственных забоев, образованных в основном отверждением вяжущих материалов или близких к ним по своим свойствам искусственных пробок-забоев.

Основная проблема формирования нового направления ствола скважины возникает при проведении работ в твердых породах, так как условия забуривания в этом случае усложняются. В таких породах процесс искривления скважин затруднен, а при забуривании нового направления ствола скважины задача усложняется возникновением отклоняющих сил со стороны стенок скважины. Решение задачи надежного забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев с использованием отклоняющих компоновок позволяет существенно сократить время на забуривание дополнительных стволов. Наличие в интервале забуривания прочной пробки из искусственного материала, надежно закрепленного и при необходимости легко разбуриваемого позволит существенно повысить успешность резания нового направления ствола скважины.

Технология резания дополнительного ствола заключается в следующем. На выбранном интервале ствола устанавливается цементный мост, верхняя часть которого становится искусственным забоем. После этого в скважину спускается отклоняющая компоновка (как правило, это компоновка на базе винтового забойного двигателя (ВЗД)), которой в специальном режиме производится формирование нового ствола. Забуривание уступа отклонителями на базе ВЗД производится следующими основными способами [2,3]:

- задержкой долота в одной точке над искусственным забоем. Время задержки может составлять 1 - 3 часа в зависимости от соотношения твердости горных пород и материала забоя. При этом осевая нагрузка в начальный момент равняется нулю и по мере забуривания нарастает. Скорость забуривания дополнительного ствола в момент отклонения от искусственного забоя может составлять не более 0,3-0,4 м/ч;

- возвратно-поступательным перемещением инструмента над забоем на расстояние 0,5-0,6 м. При этом при забуривании уступа в относительно мягких породах рекомендуется формировать уступ без вращения долота, в твердых породах с вращением долота забойным двигателем. В дальнейшем, после образования уступа, бурение

ведется при минимальной осевой нагрузке с постепенным её повышением. Контроль процесса забуривания осуществляют по соотношению в выносимом шламе породы и материала искусственного забоя.

При проведении зарезания в мягких и средних по твердости горных породах после успешного формирования уступа нового направления ствола скважины для дальнейшего бурения может применяться та же самая компоновка низа бурильной колонны (КНБК) и дополнительная спуско-подъемная операция (СПО) не требуется.

При забуривании нового ствола в твердых и крепких горных породах для успешного забуривания нового направления ввиду малой прочности цементного моста (в сравнении с горной породой) применяются специальные резные долота, обладающие большой фрезерующей способностью. Указанные породоразрушающие инструменты используются исключительно для формирования уступа в стенке ствола скважины, но не подходят для дальнейшего бурения ввиду специфической формы торцевой части и недостаточностью вооружения. В результате после формирования уступа необходима смена долота для последующего бурения, что требует дополнительных временных затрат на СПО.

Таким образом, в рамках проблемы сокращения затрат на ликвидации аварий и осложнений, а также сокращения продолжительности строительства МСС и МЗС задача разработки технологии зарезания и бурения новых стволов в настоящее время приобретает важное значение.

На сегодняшний день при забуривании дополнительных стволов скважин с искусственных забоев применяются портландцементы, а также их аналоги. Однако прочность получаемого искусственного забоя будет соответствовать II–III категории пород по буримости, что будет вызывать дополнительные затраты на формирование уступа в стенке скважины при резке в довольно прочных горных породах.

Исходя из вышеизложенного, возникает проблема создания искусственной пробки максимальной твердости, близкой по своим прочностным характеристикам горным породам в интервале забуривания.

Для решения подобной проблемы [2] предлагается использовать для создания искусственных забоев эпоксидные композиции из смол с различными отвердителями для водной среды. По данным лабораторных исследований применение указанных материалов позволяет повысить прочностные характеристики искусственных забоев более чем в 10 раз в сравнении с высокопрочными цементами. Однако процесс приготовления и доставки в скважину, особенно на значительную глубину является сложным, трудоемким, требующим высокой квалификации исполнителей, и поэтому сопровождающийся нестабильными результатами.

Другой способ повышения эффективности формирования уступа в стенке скважины – достижение равенства энергоемкостей разрушения искусственного забоя и горной породы. В случае зарезания с искусственного забоя, скорость бурения является результирующей скоростей разрушения породы и цементного камня и зависит от механических характеристик горной породы, материала искусственного забоя, типа породоразрушающего инструмента, характера разрушения и степени очистки забоя. Учитывая тот факт, что скорость разрушения горных пород обратно пропорциональна энергоемкости их разрушения, то можно утверждать, что для успешного забуривания бокового ствола необходимо стремиться к равенству энергоемкостей разрушения искусственного забоя и горных пород, слагающих стенки скважины. В данном случае процесс зарезания будет происходить в изотропной среде, и он будет мало чем отличаться от бурения с естественного забоя. Следовательно, для повышения эффективности забуривания дополнительного ствола, могут применяться следующие методы:

- применение различных материалов в качестве искусственного забоя. Материал подбирается таким образом, чтобы энергоемкость разрушения искусственного забоя соответствовала и энергоемкости разрушения горной породы. Одним из вариантов таких забоев может служить деревянная пробка-забой;

- выбор определенного типа породоразрушающего инструмента. Осуществляется подбор такого типа долота (вооружения долота), которое при формировании нового направления ствола скважины, особенно в крепких горных породах, давало бы минимально возможную скорость разрушения искусственного забоя, но одновременно с этим показывало бы высокую фрезерующую способность стенки скважины.

Специальные долота для забуривания дополнительных стволов могут иметь особую схему установки породоразрушающих элементов на торце. Например, известно долото с установкой резцов на торце по спирали Архимеда, направление которой противоположно направлению вращения долота, что позволяет при вращении долота в момент забуривания обеспечить появление активной поперечной силы, действующей в направлении забуривания [2,3]. При работе таких долот возникает эффект «винтовой нарезки», за счет которого долото подтягивается в направлении формирования нового ствола.

Еще одним направлением в данной области – покрытие торца породоразрушающего инструмента - шарошечного долота напайванием латунного или оловянного припоя [2,3]. Породоразрушающие вставки на торце долота покрываются припоем частично и по высоте, и по площади торцевой части, что снижает эффект дробления-скалывания материала искусственного забоя и снижает скорость его разрушения.

Процесс искривления отклонителями фрезерующего типа зависит от соотношения скоростей фрезерования стенки скважины $v_{\text{ф}}$ и углубления забоя $v_{\text{г}}$ ($v_{\text{ф}}/v_{\text{г}}$). Таким образом, для интенсификации процесса забуривания на первом этапе следует понижать скорость бурения забоя и повышать скорость фрезерования породы стенки скважины. Именно это удастся достигать, «прикрывая» часть породоразрушающих вставок на торце шарошек.

Последним, и, пожалуй, одним из самых главных способов повышения эффективности формирования нового направления является подготовка ствола скважины перед процессом забуривания бокового ствола. В данную операцию входят: выбор интервала зарезания и установки искусственного забоя, анализ и опыт забуривания новых направлений в схожих горно-геологических условиях, подготовка забоя перед спуском

отклоняющей компоновки. Одним из актуальных способов подготовки забоя является расширение ствола скважины в интервале забуривания нового направления с целью создания уступа в стенке скважины. Данная операция позволит сократить временные затраты на формирование уступа отклоняющей КНБК, а также минимизировать риски возврата долота в старый ствол. В качестве технических средств для формирования уступа могут использоваться гидравлические расширители ствола скважины, бицентричные долота, а также специальные гибридные долота со смещенным центром вращения, которые позволяют формировать ствол скважины больше номинального диаметра самого породоразрушающего инструмента.

Исходя из вышеизложенного, повышение качества забуривания нового направления ствола скважины достигается следующими методами:

- подготовка ствола и забоя скважины. На данном этапе выбирается оптимальный интервал резания и формируется первоначальный уступ для упрощения дальнейших работ по забуриванию нового направления;
- выбор подходящего материала для искусственного забоя. Оцениваются физико-механические свойства горных пород, слагающих ствол скважины в интервале резания и подбирается материал для искусственного забоя исходя из равенства энергоемкостей разрушения горной породы и искусственного забоя;
- выбор и подготовка породоразрушающего инструмента для резания нового ствола. Выбирается долото, обладающее максимальной фрезерующей способностью, а также исходя из несоответствия типа вооружения и материала искусственного забоя. Если данный способ неосуществим, то выполняется специальная подготовка долота путем покрытия вооружения специальными сплавами (латунь, олово).

Литература

1. Калинин, А.Г. Бурение наклонных скважин: Справочник/ А.Г. Калинин, Н.А.Григорян, Б.З.Султанов; под общей ред. А.Г.Калинина.- М.: Недра, 1990. – 348 с.
2. Нескоромных, В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев/ В.В. Нескоромных - М.: МГП «Геоинформмарк», 1993. – 55 с.
3. Нескоромных, В.В. Направленное бурение и основы кернометрии/ В.В. Нескоромных - Иркутск: Изд. ИрГТУ, - 2010. – 328 с.
4. Нескоромных, В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ/ В.В. Нескоромных - Красноярск: изд. СФУ, 2012. – 298 с.
5. Шенбергер, В.М. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 496 с.

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.В. Ушаков, А.В. Епихин

Научный руководитель: старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее распространенными способами бурения являются роторный и с применением забойных двигателей. В первом случае вращение к породоразрушающему инструменту передается от поверхности к забою скважины посредством вращения всей бурильной колонны. Во втором случае вращается только призабойная часть компоновки низа бурильной колонны, расположенная между двигателем и забоем скважины. Каждый из способов обладает своими достоинствами и недостатками, но следует отметить, что в современных актуальных для наклонно-направленного бурения условиях (увеличение средней протяженности скважин по стволу, усложнение их траекторий, увеличение количества и протяженности интервалов искусственного набора параметров кривизны), объемы бурения с применением забойных двигателей постоянно растут (рис. 1). К настоящему времени разработаны различные комбинированные системы совмещенного роторного и турбинного бурения, но они находятся более на стадии разработки и полевых исследований, в различных пилотных проектах.

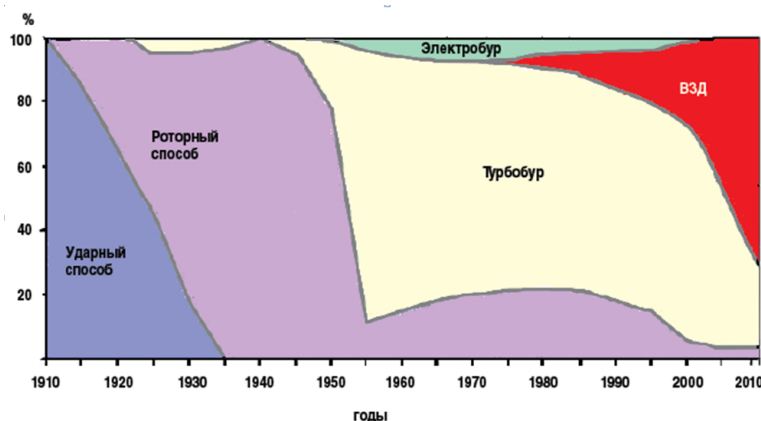


Рис. 1. Соотношение объемов и способов бурения по годам [1]

Забойный двигатель – это погружная машина, преобразующая гидравлическую, пневматическую или электрическую энергию, подводимую с поверхности, в механическую работу породоразрушающего инструмента (долота) при бурении скважин. Энергия к забойному двигателю подводится от источника по колонне бурильных труб или кабелю. Преобразование подведенной энергии в механическую работу осуществляется в рабочих органах забойного двигателя, в качестве которых выступает пара «ротор-статор» [2].

По типу движения, сообщаемого породоразрушающему инструменту, различают – вращательные и ударные забойные двигатели; по виду энергоносителя — гидравлические, пневматические и электрические; по особенностям породоразрушающего инструмента — для бурения сплошным и кольцевым забоем; по конструкции — одинарные, секционные, шпindelные, редукторные [3].

Первый забойный двигатель был изобретен в 1922-1923 гг. в СССР М.А. Капелюшниковым, С.М. Волохом и Н.А. Корнеевым. Первый прототип винтового забойного двигателя (ВЗД) был изобретен в 1934-1935 гг. в экспериментальной конторе турбинного бурения АзНефти (ЭКТБ) советскими инженерами П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесьяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом [4]. А в 70-х годах прошлого века во ВНИИБТ и его Пермском филиале впервые в мире был создан ВЗД с многозаходными рабочими органами. С момента своего изобретения забойные двигатели стали активно модернизироваться и развиваться, вытесняя с рынка роторный способ бурения. В свою очередь турбобуры со временем стали уступать место на рынке строительства нефтяных и газовых скважин место ВЗД. Успешное продвижение последних, связано, в наибольшей степени, с тем, что они отвечают требованиям современного породоразрушающего инструмента и технологии бурения, благодаря своим уникальным техническими и энергетическими характеристиками (высокий удельный момент, жесткая зависимость крутящего момента от частоты вращения) [1].

Модернизация ВЗД ставит перед собой две основных цели: повышение управляемости характеристиками двигателя и увеличение срока его эксплуатации. Во втором случае исследователями рассматривается целый спектр возможных направлений улучшения конструкций ВЗД и одним из самых актуальных направлений является выбор разработки новых форм и конструкций эластомеров для формирования обкладки статора двигателя [1]. Используемая для этих целей резина ИРП-1226 стала терять свою актуальность по нескольким причинам:

- высокая вязкость и недостаточное времени подвулканизации, что не позволяет ее качественно использовать в новых модификациях статоров забойных двигателей;
- низкая для современных энергетических характеристик ВЗД усталостная выносливость (порядка 100 тыс. циклов при знакопеременном изгибе);
- неустойчивость в забойных условиях – деструкция и набухание эластомеров статоров под воздействием высоких температур и при работе в агрессивной среде современных буровых растворов, в том числе, на углеводородной основе.

Рассматривая проблему эластомеров статоров ВЗД, можно выделить два направления проведения исследований:

- совершенствование состава резины эластомеров и технологии ее вулканизации к статору;
- разработка присадок к буровым растворам, либо актуальных рецептур буровых растворов, позволяющих снизить агрессивное воздействие среды на эластомер. По этому направлению с осени 2014 года на кафедре бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета ведутся инициативные научные исследования.

На первом этапе было решено исследовать влияние различных сред на образцы резины ИРП-1226. ИРП-1226 представляет собой маслостойкую резиновую смесь повышенной износостойкости, с температурным 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. В первой серии экспериментов оценивалось влияние предельных сред (насыщенный соляной раствор, щелочной раствор (рН=14), нефть, дизельное топливо), на объем образцов при их длительном нахождении во взаимодействии. Выбор жидких сред для исследований обусловлен необходимостью обоснования уровня агрессии по отношению к ИРП-1226 различных основ бурового раствора. В дальнейших исследованиях это позволит оценить эффективность функционирования разрабатываемых присадок к буровым растворам. Оценка производилась по одному параметру: геометрические размеры образца, поскольку, в работах исследователей наиболее часто упоминают неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам в виде набухания или уменьшения габаритных размеров [1, 4, 5]. При обработке результатов эксперимента оценивалось изменение всех параметров образца (длина, высота, ширина) и его объема от времени нахождения в жидкой среде. Образцы изготавливались в форме параллелепипеда размерами ~ 34÷39 x 53÷60 x 11÷12 мм. Образцы выдерживались в пластиковых контейнерах на протяжении всего эксперимента с полным погружением в жидкость при комнатной температуре и атмосферном давлении. Для оценки воспроизводимости результатов исследования проводились с 3-5 образцами для каждой из сред. Длительность эксперимента составила 15 суток – это обусловлено тем, что время работы винтового двигателя составляет от 200 до 600 часов со средним значением в 240-300 часов [6].

На рис. 1 представлены результаты первой серии экспериментов. В качестве критерия для сравнения был выбран объем образца, поскольку он позволяет оценить процессы, происходящие с образцом: «набухание» или «уменьшение габаритных размеров». При анализе графиков отмечено, что все исследуемые жидкости оказали влияние на образцы ИРП-1226 со схожей динамикой изменения объема образцов: на первом этапе (50-100 часов) происходит стабильное набухание (соляной раствор) или уменьшение габаритных размеров (нефть, дизельное топливо, щелочной раствор) образцов. Затем динамика изменения объема образцов сменяется противоположной и за следующие 100-150 часов эксперимента объем образца достигает значения, которое затем

стабильного значения. Кроме того, для всех исследуемых жидкостей было получено итоговое изменение образца на конец эксперимента, достигавшее 0,5-1 см³ (увеличение объема для соляного раствора, дизельного топлива и щелочного раствора; уменьшение объема образца при его нахождении в нефти). Наибольшее изменение объема между начальным и конечным измерениями отмечено для эксперимента с щелочным раствором. Эксперимент проводился без дополнительных условий на образцы в виде механических нагрузок, повышенных температуры и давления. Это подчеркивает, что в забойных условиях изменения параметров (форма, размер) эластомера и, как следствие, его износ будут идти динамичнее.

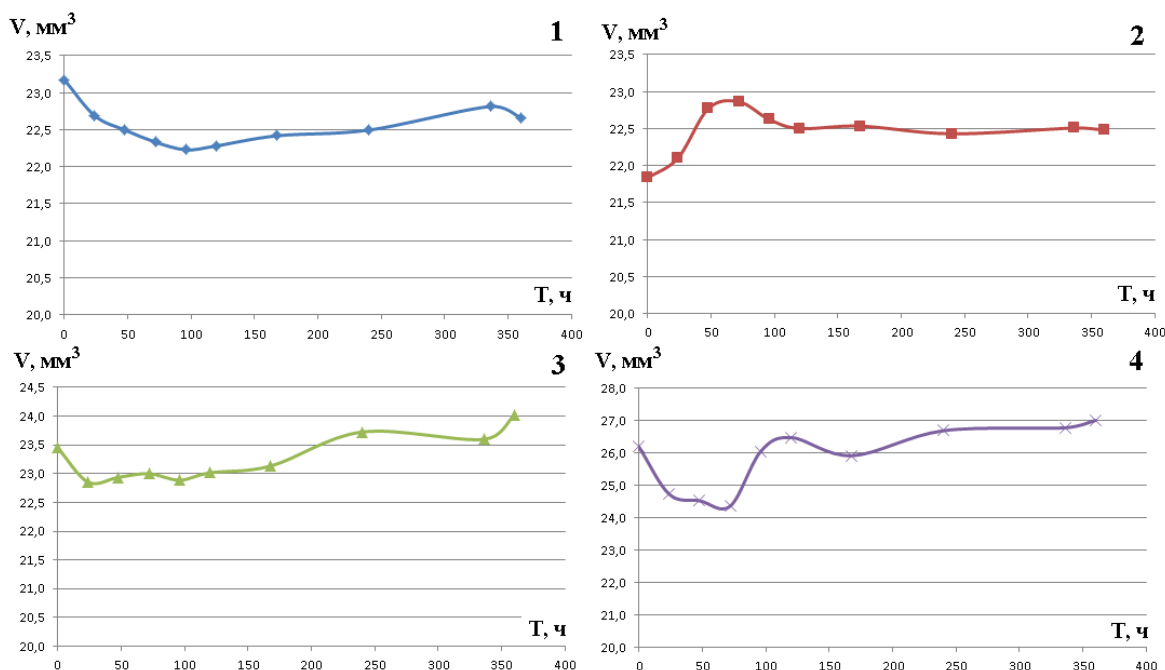


Рис.1. Зависимость объема образца ИРП-1226 от времени его нахождения в жидкости: 1 – нефть, 2 – насыщенный соляной раствор, 3 – дизельное топливо, 4- щелочной раствор

В ходе исследований было оценено влияние различных предельных жидкостей (как основы буровых растворов) на геометрические размеры образцов резины ИРП-1226, используемой в качестве эластомеров ВЗД. Доказано, что под их длительным воздействием идет динамичное изменение объема образца резины, которое в течение 200-250 часов стабилизируется. Изменение объема образца по итогам составляет 2-3% относительно исходного. Полученные результаты зарегистрированы в условиях отсутствия забойных температур и давлений, а также механического воздействия рабочих элементов ВЗД на эластомер, что позволяет прогнозировать более интенсивное влияние основы бурового раствора и его компонентов на элементы ВЗД, представленные ИРП-1226. В дальнейших исследованиях планируется оценить влияние температуры на характеристики образцов, а в качестве критериев сравнения дополнительно ввести анализ изменения массы образцов и их прочности.

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. Забойный двигатель [Электронный ресурс] // Горная энциклопедия. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/z/zabojnye-dvigatel/>.
3. Винтовые забойные двигатели [Электронный ресурс] // NEFTEGAZ.RU. Официальный сайт. Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/2607.
4. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с.
5. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // GazPB.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnnoj-tekhniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatelej.html>.
6. Игнатов, Д. Н. Показатели надежности винтовых забойных двигателей // Молодёжь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2012. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section18.html>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ОСЦИЛЛЯТОРА-ТУРБУЛИЗАТОРА

Ш.Х. Фахрутдинов

Научный руководитель профессор Л.Б. Хузина

Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, Россия

На сегодняшний день добыча нефти на зрелых месторождениях Татарстана имеет падающую тенденцию, существует большой запас трудноизвлекаемой нефти. При существующих условиях приобретает большую актуальность бурение наклонно-направленных (НН) и горизонтальных скважин (ГС).

Горизонтальные технологии несут в себе перспективу решения проблем разработки трудноизвлекаемых запасов, в том числе реанимации старого фонда скважин, повышения индекса доходности, как показателя снижения капитальных вложений в сравнении с бурением скважин по обычным технологиям.

В связи со значительной силой трения бурильной колонны о стенки скважины и образования шламовых подушек при бурении горизонтальных скважин, механическая скорость бурения снижается [1]. Для эффективного бурения на горизонтальных участках был сконструирован осциллятор-турбулизатор, который приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, способствующие созданию динамической нагрузки на долото, что приводит к увеличению механической скорости бурения, а также повышает степень выноса выбуренной породы. [2].

Ниже представлена конструктивная схема осциллятора-турбулизатора (рис.1)

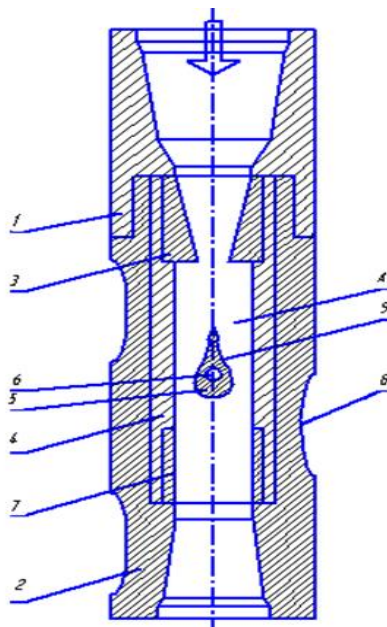


Рис.1 Конструктивная схема осциллятора-турбулизатора

При бурении осциллятор-турбулизатор работает следующим образом: буровой раствор проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору-турбулизатору. Через проходной канал А струя промывочной жидкости попадает на клапан, закрепленный на оси, который начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к стенкам втулки и создается пульсация промывочной жидкости большей амплитуды. В результате чего в определенные моменты времени проходной канал А оказывается перекрытым [3].

Компоновка низа бурильной колонны включает бурильные трубы, долото, осциллятор-турбулизатор, винтовой забойный двигатель (ВЗД) и телесистему. Осциллятор-турбулизатор устанавливается в скважине в компоновке между долотом и винтовым забойным двигателем. За счет включения в компоновку низа бурильной колонны осциллятора-турбулизатора создаются малоамплитудные продольные колебания, которые приводят к доведению нагрузки на долото и соответственно к эффективному разрушению горной породы в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах а наличие на корпусе осциллятора-турбулизатора винтовых линий (пазов) способствует повышению степени выноса шлама буровым раствором в затрубном пространстве скважины.

На рисунке 2, мы видим данные полученные в ходе проведения опытно-промысловых испытаний осциллятора-турбулизатора на скважине №6053 Шереметьевского месторождения. При бурении скважины в интервале 305-800м использовалась следующая компоновка низа бурильной колонны: Долото(РДС)215,9 БТ7716SMA-013(новое)+ Осциллятор-турбулизатор №01 + Двигатель (ДР172) №4436 (новое)+ Центратор (л/ц-212+ УБТ-178 +ЛБТ+б/и.

Месторождение Шереметьевское				
	Без осциллятора			С осциллятором
Скважина №	6041	6031	6044	6053
Интервалы бурения (м):	685-921	328-650	495-712	305-800
Проходка за рейс (м):	236	322	217	495
Долото тип:	(PDC)215,9 БТ616 SMA009 №0010213	(PDC)215,9 БТ7716MR №0011113	(PDC)215,9 БТ7616МА-609№0011113	(PDC)215,9 БТ7716 SMA-013(нов)
ВЗД	ДР-195№1295	ДР-172№517	ДРУ172№337	ДР172№4436
Бур. инструмент	+л/ц 212 + 75МУБТ(178) + 18м ЛБ Т+ б/и			
Нагрузка на долото (тн)	9-11	10-12	10-13	9-10
Давление (атм):	90	80-90	100-115	100-110
Тип раствора	Тех. вода			
Мех.скорость: (м/ч)	19,4	21	24	30,8

Рис. 2. Результаты промысловых испытаний осциллятора-турбулизатора

Нагрузка на данном этапе составило 9-10 тонн, при циркуляции 32 л/с рабочее давление на линии показывало 100-110 атм. Сравнивая пробуренные без осциллятора аналогичные скважины мы видим увеличения проходки за один рейс на 128%, а также увеличение механической скорости на 28%.

Таким образом, применение осциллятора-турбулизатора способствует улучшению технико-экономических показателей бурения скважин. Однако, необходимо проведение дальнейших промысловых исследований по оптимизации конструкции и увеличения механической скорости бурения.

Литература

1. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Специальность: 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2012 – 42с.
2. Хузина Л.Б. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения буровой колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / Л.Б.Хузина, С.В.Любимова, // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал, 2012. – №2. – http://www.oqbus.ru/authors/LubimovaSV/LubimovaSV_2.pdf
3. Патент №131792 U1 RU, Е 21 В 7/00. Осциллятор-турбулизатор / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А. Еромасов А.В. (Россия) - № 2013114506/03; Заявлено 01.01.2013; опубл. 27.08.2013, Бюл. №24
4. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора. Материалы всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14-18 апреля 2014 г. Часть I. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. – С.187-191.
5. Хузина Л.Б. Использование новых технологических решений при бурении горизонтальных скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып.9. – С.25-26.

АНАЛИЗ АДЕКВАТНОСТИ МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОФИЛЯ МНОГОСТВОЛЬНОЙ (МНОГОЗАБОЙНОЙ) СКВАЖИНЫ

Е.Е. Шиверский

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений жидких углеводородов многоствольными и многозабойными скважинами представляет наиболее технически и экономически эффективный способ бурения. Эта технология обеспечивает выполнение геологического задания в результате сокращения объемов бурения, затрат времени и материальных средств при одновременном повышении качества проводки скважин по проектным трассам к заданным точкам вскрытия продуктивного пласта. При бурении многоствольно-кустовых скважин обеспечивается также и повышение надежности подсчета запасов полезных ископаемых. По сравнению с технологией многостадийного гидроразрыва пласта эта технология является «щадящей» и обеспечивает контролируемость и управляемость процесса приобщения удалённых от основного ствола нефтенасыщенных зон коллектора. При этом входной дебит многоствольной горизонтальной скважины выше подобных горизонтальных в 1,2–2,8 раз и обеспечивает более длительный период безводной эксплуатации [1-4].

Бурение многоствольных и многозабойных скважин может осуществляться для выполнения широкого круга геологических задач. В частности, при решении площадных геологических заданий, когда одна скважина выполняет разведку значительной площади рудного тела или нефтегазового коллектора, обеспечивая наивысшую скорость выполнения задания. Для выполнения таких задач многоствольные скважины должны проектироваться и буриться по наиболее оптимальным проектным трассам, а забуривание и последующая проходка дополнительных стволов осуществляется на основе учета естественного искривления и технических средств, которые обеспечивают эффективный процесс бурения. За время развития данной технологии было разработано несколько вариантов бурения многоствольных скважин [2-3].

Метод «снизу-вверх», при котором основной ствол бурится на предельную глубину для подсечения наиболее глубокозалегающего горизонта изучаемого объекта, а забуривание дополнительных стволов — для подсечения от нижних горизонтов к вышерасположенным. Такая методика рациональна при проведении работ по сгущению сети скважин, например, при переходе от предварительной разведки к детальной и повышению категорийности запасов полезного ископаемого. Она наиболее рациональна для разведки пологозалегающих пластов, крутопадающих зон сравнительно выдержанных по мощности на значительные глубины столбобразных, штокверковых и тому подобных тел и др. [2].

При использовании метода «сверху-вниз» осуществляется бурение основного ствола скважины до определенной глубины, на которой в результате резкого искривления забуривается первый дополнительный ствол для подсечения верхнего горизонта рудного тела или углеводородного горизонта. Далее продолжается бурение основного ствола до следующего интервала и на этой глубине забуривается второй и последующие дополнительные стволы, в том числе и из ранее пробуренных дополнительных стволов. При этом методе основной ствол остается свободным, что позволяет выполнять весь комплекс последующих геофизических исследований в процессе бурения каждого ствола. Данный метод рационален для поисков и разведки месторождений, имеющих сложное строение зоны полезного ископаемого: непостоянную, изменчивую мощность, крутое падение (более 40—50%), значительную протяженность по глубине, неравномерное содержание полезного ископаемого в изучаемом объекте и неравномерное распределение полезного компонента в блоках промышленного содержания и др. [2]

«Параллельный» метод представляет собой бурение основного ствола параллельно крутопадающей рудной зоне или пласту с висячего или лежащего бока, а дополнительные стволы сооружаются из него по I или II методу, в том числе с изменением по азимуту на 180 град. [2]

Конструктивно многоствольные и многозабойные скважины имеют основной ствол и несколько дополнительных стволов. Отличие многоствольной скважины от многозабойной в размещении точки разветвления ствола: у многоствольной скважины точка разветвления выше пласта, то есть скважина пересекает горизонт в нескольких местах; у многозабойной точка разветвления находится в пределах продуктивного горизонта, таким образом, скважина пересекает горизонт в одной точке [1].

Главное преимущество таких скважин состоит в увеличении площади контакта скважины с продуктивным пластом. В результате чего увеличивается производительность скважины, повышается коэффициент извлечения флюида, снижается депрессия на пласт (уменьшается вынос песка и приток воды). Наличие нескольких стволов приводит к уменьшению потребности в устьевом и насосном оборудовании при эксплуатации скважины, а также к снижению затрат на природоохранные мероприятия. Многоствольные скважины могут пересекать и соединять многослойные неоднородные залежи [3-6].

С другой стороны, эта технология не обделена недостатками: авария в основном стволе приводит к потере всех дополнительных стволов; возникает потребность в дополнительном оборудовании и инструменте для обеспечения данной технологии и, как следствие, удорожание буровых работ.

Известно, что технология бурения выбирается под запроектированный профиль скважины согласно горно-геологическим условиям. Следовательно, успешность и эффективность применения технологии многоствольных или многозабойных скважин определяется не только конкретным методом и наличием бурового оборудования у подрядчика, но также запроектированным профилем скважины. Анализ показывает, что в настоящее время профили скважин в большинстве случаев проектируются с применением специального программного обеспечения. В это же время обучение проектированию профилей при подготовке инженеров в вузах ведется с применением стандартных расчетных схем, основанных на тригонометрических законах. Это приводит к тому, что теория и практика для будущего инженера не согласуется. Логично, что внедрение в учебный процесс программного обеспечения может привести как к положительным результатам (практический аспект проектирования), так и к отрицательным (обучаемый не разбирается в сути процесса проектирования). Следовательно, актуальным вопросом становится потребность в разработке новой математической модели проектирования скважины, которая позволит обучать студента проектированию профиля в математическом виде, но с учетом практических аспектов и многолетнего опыта направленного бурения. Для достижения этой цели необходимо первоначально оценить адекватность существующих математических моделей расчета и определить перечень их недостатков.

В рамках работы было решено провести оценку адекватности методики расчета многоствольной (многозабойной) скважины представленной в пособии Калинина А.Г. [7]. В общем виде проектируемой профиль принимает вид, представленный на рисунке 1, а в таблице 2 приведен математический аппарат для расчета его параметров. Выбранная методика имеет несколько основных положений:

1. Многообразие профилей многозабойных скважин приводится к обобщённому профилю с характерными интервалами для всех типов;
2. Проектный профиль многозабойных скважин имеет пространственный характер;

3. Обобщённый профиль состоит из интервалов: вертикального (0-1), увеличения зенитного угла (1-2), условно-горизонтального ствола (2-7) и ответвлений условно-горизонтального ствола (3-4, 5-6);

4. Форма осей ответвлений представляют собой дуги окружностей с уменьшением или увеличением зенитного угла в плоскостях.

Для упрощения расчетов и сравнения было решено запроектировать на первом этапе плоский профиль многозабойной скважины.

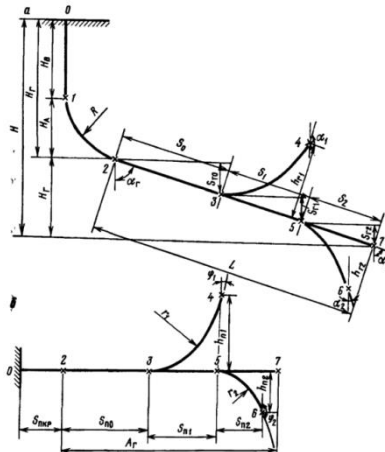


Рис. 1. Проекция профиля многоствольной (многозабойной) скважины [7]

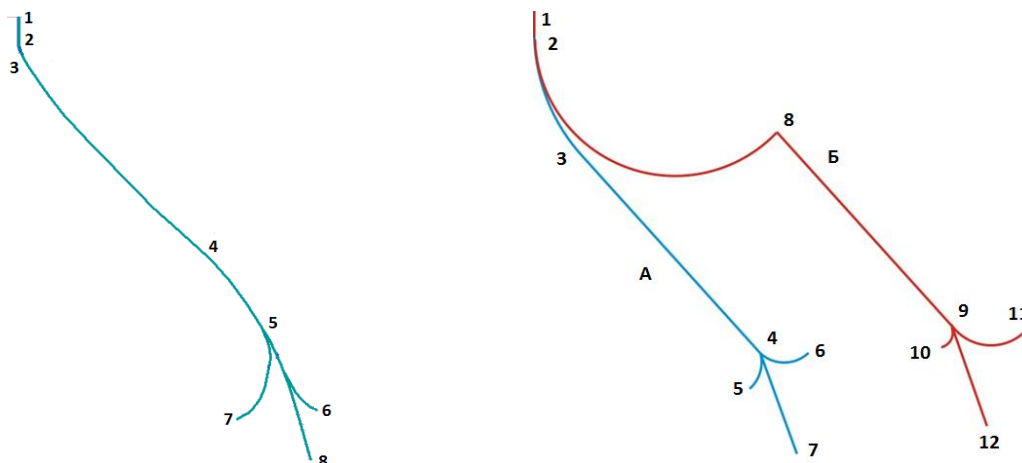


Рис. 2. Фактический профиль многоствольной скважины, пробуренной на Приобском месторождении

Рис. 3. Запроектированный плоский профиль скважины по методике из пособия Калинина А.Г.

В качестве объекта для сравнения был выбран фактический профиль многоствольной скважины, пробуренной на Приобском нефтяном месторождении (рис. 2). Все исходные данные для построения профиля по методике Калинина А.Г. были взяты в масштабе с рисунка 2. В результате расчета были получены численные параметры профиля скважины, приведенные в таблице 2, а также построен расчетный профиль скважины (рис. 3).

При расчете и построении проектного профиля возникли проблемы, которые отражают ключевые недостатки методики. Если при графическом построении профиля руководствоваться данными величин вертикальной и горизонтальной проекции профиля и относительно них подбирать дуги окружности на интервалах набора и падения зенитного угла, то профиль будет иметь вид, представленный на рис. 3Б. Логично, что его невозможно реализовать из-за точки «излома» №8 на рисунке. Кроме того, профиль на рис. 3Б не достигает проектного забоя ни в одной из точек, по сравнению с фактическим профилем скважины (рис. 2). Если в интервалах искусственного искривления абстрагироваться от проекций профиля и строить его по рассчитанной длине дуг с заданным радиусом кривизны и центральным углом, равным зенитному углу на участке, то профиль будет иметь вид, представленный на рис. 2А. Он наиболее приближен к фактическому профилю, но вопрос объективности расчетов проекций участков искривления остается открытым. Также заметно, что методика упускает расчет интервала падения зенитного угла для профиля скважины. Если рассматривать запроектированный на рис. 3А профиль, то визуально это не кажется серьезным упущением, но с технологической точки зрения интервалы 3-4 и 4-7 не согласуются – интервал стабилизации под одним зенитным углом переходит в интервал стабилизации под другим зенитным углом, а параметры перехода не

рассчитываются. В целом, заметна существенная разница между рисунком 2 и рис. 3Б. Рис. 3А больше схож с фактическим профилем скважины, но не в полной мере отражает требуемую информацию, в частности, точки вскрытия продуктивного пласта.

Таблица 1

Математический аппарат для расчета элементов профиля многоствольной (многозабойной) скважины [7]

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		Вертикальная	Горизонтальная
Вертикальный (0-1)	$H_r - R \cdot \sin \alpha_r$	$H_b = H_r - R \cdot \sin \alpha_r$	-
Набора зенитного угла (1-2)	$0,01745 \cdot R \cdot \alpha_r$	$H_a = (1 - \cos \alpha_r) \cdot R$	$S_{\text{пкр}} = R \cdot \sin \alpha_r$
Условно-горизонтальный (2-7)	L	$H_r = L \cdot \cos \alpha_r$	$A_r = L \cdot \sin \alpha_r$
2-3	S_0	$S_{r0} = S_0 \cdot \cos \alpha_r$	$S_{\text{п0}} = S_0 \cdot \sin \alpha_r$
3-4	$0,01745 \cdot r_1 \cdot \gamma_1$	$h_{r1} \cdot \sin \alpha_r$	$S_{\text{п1}}$
3-5	S_1	$S_{r1} = S_1 \cdot \cos \alpha_r$	$S_1 \cdot \sin \alpha_r$
5-6	$0,01745 \cdot r_2 \cdot \gamma_2$	$h_{r2} \cdot \sin \alpha_r$	$S_{\text{п2}}$
5-7	S_2	$S_{r2} = S_2 \cdot \cos \alpha_r$	$S_2 \cdot \sin \alpha_r$

Исходные данные: H_r – глубина по вертикали начала условно-горизонтального участка, R – радиус набора зенитного угла на втором участке, α_r – зенитный угол условно-горизонтального участка, ϕ_n – азимут условно-горизонтального участка, L – длина условно-горизонтального участка, S_i – расстояние между началом забуривания ответвления по длине горизонтального ствола, h_{ri} – смещение конца участков ответвлений относительно условно-горизонтального ствола в вертикальной плоскости, h_{ni} – смещение конца участков ответвлений относительно условно-горизонтального ствола в горизонтальной плоскости, r_i – радиус искривления ответвлений.

$$S_{ni} = \sqrt{k_i \cdot (2 \cdot r_i - k_i) \cdot \sin \alpha_r}; k_i = \sqrt{h_{ri}^2 + h_{ni}^2},$$

где γ_i – угол охвата соответствующего ответвления, градус.

$$\gamma_i = \arctg \frac{\sqrt{k_i \cdot (2 \cdot r_i - k_i)}}{r_i - k_i}$$

Вспомогательные коэффициенты:

$$l = \frac{k \cdot (r - k)}{\sqrt{k \cdot (2 \cdot r - k)}}; p = \sqrt{g^2 + d^2}; m = \sqrt{k \cdot (2 \cdot r - k)}$$

где α_r – зенитный угол условного горизонтального ствола, радиан; r – радиус искривления ответвления, м; h_r – смещение ответвления относительно условно-горизонтального ствола в вертикальной плоскости, м; h_n – смещение ответвления относительно условно-горизонтального ствола в горизонтальной плоскости, м; ϕ_n – проектный азимут, рад.

Таблица 2

Результаты расчета элементов профиля многоствольной скважины

Интервал	Длина, м	Проекция, м	
		вертикальная	горизонтальная
ИВ (0-1)	223,6	223,6	-
ИУВ (1-2)	2198,7	769,8	2006,6
Условно-горизонтальный (2-7)	3000	2230,2	2006,6
2-3	2130	1583,4	1424,7
3-4	871,8	377,2	468,1
3-5	293	275,3	100,2
5-6	637,9	83,4	300,6
5-7	578	543,2	197,6

Анализируя полученные результаты, приходим к выводу, что существующая методика расчета многоствольной скважины является не в полной мере объективной, в том числе ряд расчетов не согласуется между собой при проведении графической проверки. Это подчеркивает актуальность разработки нового подхода к проектированию скважин с обоснованным математическим аппаратом. Это позволит повысить качество подготовки инженеров за счет ясности понимания сути процесса и приближенности к реальным условиям проектирования профилей скважин.

Литература

1. Многоствольные скважины [Электронный ресурс] // Книга о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: <http://kniganefiti.ru/word.asp?word=296>.
2. Развитие технологий многоствольного бурения [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. Информационный сайт. Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/777>.

3. Бакиров Д.Л., Подкуйко П.П., Бабушкин Э.В., Фаттахов М.М. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство, 2011. – № 8. – С. 46 – 49.
4. Булатов, А.И. аканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика / А. И. Булатов, О. В. Савенок. — Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. — 539 с.
5. Гуторов Ю.А. Особенности технологии строительства, исследования и эксплуатации боковых и горизонтальных стволов в нефтегазовых скважинах/ Ю.А. Гуторов. – Уфа: УГНТУ, 2010. – 305с.
6. Иктисанов, В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин/ В.А. Иктисанов. – Москва: Плутон, 2007. – 123 с.
7. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин / А.Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – Москва: Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОИСКОВОГО ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

Е. О. Шишкина, П.Г. Петенев

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время, ускоренное открытие крупных и уникальных месторождений на территории Сибирской платформы возможно только параметрическими скважинами. Территории Сибирской платформы труднодоступные в транспортном отношении и недостаточно изученные для проектирования технологии бурения на глубины до 4500 м. Кригин В.А. [1] приводит данные о высокой стоимости строительства параметрической скважины, которая может составить величину около 1 млрд. руб. Поэтому при проектировании опорного бурения особо острой и актуальной является проблема создания эффективного оборудования и инструмента, который позволял бы бурить глубокие скважины малого диаметра с применением вязких растворов, одновременно стабилизируя скважину и обеспечивая высокую производительность при проходке скважин с применением съемных керноприёмников (ССК). Именно применение ССК позволит существенно сократить затраты и повысить качество керна, столь важного при изучении геолого-литологических особенностей перспективных площадей. Опыт бурения подобных скважин имеется при поисково-разведочном бурении на Талнахском рудном узле, а также Полярной ГРЭ на Таймыре [1]. Основные требования к буровым коронкам определяются особыми условиями бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, с применением относительно вязких и плотных буровых растворов. В данном случае крайне важными являются определенные увеличенные радиальные зазоры и зазоры между керном и коронкой, а также способность коронок к снижению искривления ствола скважины.

В СФУ В содружестве с ТулНИИГП разработана новая алмазная коронка, защищенная заявкой на полезную модель (патент №148333) [2], которую следует рассматривать как модель на основе которой может быть создан перспективный буровой инструмент удовлетворяющий требованиям бурения глубоких опорных скважин.

Матрица предлагаемой опытной коронки (рис.) состоит из узких и широких 1 промывочных пазов и алмазосодержащих секторов и равного размера. При этом пазы 1 расположены в матрице коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, а это достигается тем, что число секторов по обе стороны от промывочных пазов 1 различно, например, с одной стороны от широких промывочных пазов 1 секторов восемь, а с другой всего два.



Рис. Опытная коронка КИТ: 1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов; 2 – наплавки для наблюдения за механизмом движения коронки при бурении

Для изучения особенностей механизма работы опытной коронки было проведено экспериментальное бурение на буровом стенде. При проведении работ использовалась горная порода – долерит и импрегнированная коронка типоразмера NQ (наружный диаметр 76,2 мм) с тонкой матрицей (8 мм) – без изменения торцевой части (КНТ) и той же коронкой, но уже с измененным торцом матрицы (КИТ).

Экспериментальное исследование буримости стандартной – КНТ и опытной – КИТ коронками выполнено в соответствии с планом полного факторного эксперимента типа $N=2^k$, где N – число достаточных для получения достоверных результатов опытов; k – число учитываемых при эксперименте факторов. В качестве откликов были замерены: механическая скорость бурения v_m , м/ч; углубление за один оборот $h_{об}$, мм/об;

энергоёмкость бурения N/v_m , кВт ч/м; мощность на бурение N , кВт; диаметр керна d_k , мм; угол смещения точки контакта корпуса коронки со стенкой скважины, Δ , град.

В качестве влияющих на процесс бурения факторов приняты осевая нагрузка P_{oc} , даН, которая устанавливалась равной 1000 и 1400 даН и частота вращения ω , мин⁻¹ – 435 и 710 мин⁻¹. В результате обработки данных получены следующие эмпирические модели, отражающие основные аспекты процесса бурения долерита стандартной коронкой КНТ с применением в качестве очистного агента воды:

$$\begin{aligned} v_m &= 11,08 + 1,36 P_{oc} + 2,54 \omega + 0,32 P_{oc} \omega; \\ h_{об} &= 0,32 + 0,04 P_{oc} - 0,004 \omega - 0,0002 P_{oc} \omega; \\ N/v_m &= 1,02 - 0,025 P_{oc} - 0,13 \omega - 0,01 P_{oc} \omega, \end{aligned}$$

где P_{oc} , ω – значения параметров режима бурения (факторов) в закодированном выражении (-1 – для минимальных, +1 – для максимальных значений параметров факторов – P_{oc} и ω , в установленных планом эксперимента значениях).

После проведения эксперимента с коронкой КНТ, у данной коронки было удалено два рабочих алмазосодержащих сектора 1 (рис.) и осуществлено бурение долерита при использовании тех же параметров режима. В результате получены следующие эмпирические модели при использовании в качестве очистного агента воды:

$$\begin{aligned} v_m &= 12,08 + 2,12 P_{oc} + 2,49 \omega + 0,45 P_{oc} \omega; \\ h_{об} &= 0,355 + 0,062 P_{oc} - 0,013 \omega - 0,002 P_{oc} \omega; \\ N/v_m &= 1,0 - 0,083 P_{oc} - 0,1 \omega + 0,012 P_{oc} \omega. \end{aligned}$$

Сравнение полученных моделей показало, что в целом характер работы алмазной коронки после удаления секторов 1 не изменился. Механическая скорость бурения увеличилась, повысилось углубление за один оборот коронки на забое, энергоёмкость изменилась незначительно, что указывает на такие условия бурения, которые не приведут к снижению ресурса бурового инструмента.

С целью уточнения механизма работы алмазной коронки типа КИТ проведены наблюдения износа боковой наружной поверхности коронки. В данном случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности и матрицы коронки со стенкой скважины и изменение точки контакта при изменении параметров режима бурения. Для решения поставленной задачи на корпусе коронки были сделаны восемь наплавов 1 методом сварки (см. рис.). Пятно контакта буровой коронки со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавов.

Анализ результатов экспериментов показал, что место контакта матрицы и корпуса коронки КИТ со стенкой скважины наблюдается со стороны удаленных секторов матрицы. Обработка данных эксперимента по изучению влияния параметров режима бурения на миграцию точки контакта осуществлена с использованием полного факторного эксперимента, аналогичного при исследовании буримости долерита базовой и опытной коронками. В качестве отклика принят угол смещения пятна контакта Δ . За начало отсчета угла Δ принято положение наплавки №2, которое совпадает с краем первого по направлению вращения широкого промывочного канала 1 (рис.). В результате обработки данных получена модель зависимости угла смещения контакта матрицы и корпуса коронки от параметров режима бурения: $\Delta = 81,5 + 13,5 P_{oc} + 28,5 \omega - 3,5 P_{oc} \omega$.

Эмпирическая модель указывает на то, что влияние частоты вращения на смещение пятна контакта более чем в два раза значительнее в сравнении с влиянием осевого усилия. При этом полученный результат указывает, прежде всего, на повышение дисбаланса сил сопротивления резанию-скалыванию породы резами буровой коронки КИТ, что приводит к повышению силы прижатия матрицы и корпуса коронки к стенке скважины и на проворот коронки под действием изменяющихся внешних сил резания-скалывания породы и прижатия к стенке скважины.

Опытные работы показали, что опытная коронка показывает высокую работоспособность, а результаты испытаний позволяют выполнить дополнительные усовершенствования конструкции новой коронки. При этом выявлен механизм работы опытной коронки и в целом подтверждены результаты теоретического анализа.

Результаты испытаний опытной коронки позволяют провести усовершенствование конструкции данного бурового инструмента и предложить новые технические решения, которые бы отвечали следующим требованиям:

- дополнительная защита от изнашивания именно тех элементов коронки, которые испытывают наиболее значительные нагрузки при бурении;
- необходимо применить элементы, устраняющие повышенное фрезерование керна и стенки скважины;
- для бурения мягких горных пород и пород средней твердости целесообразно рассмотреть подобную конструкцию коронки с резами типа PDC;
- рассмотреть конструкцию коронки с увеличенным наружным диаметром рабочего торца для увеличения радиального зазора для условий бурения глубоких скважин вязкими буровыми растворами.

Литература

1. Кринин В. А. Опорное колонковое бурение – метод опережающего изучения недр новых территорий// Природные ресурсы Красноярского края, 2014. – №22. – С.29–31.
2. Пат. 148333. Алмазная буровая коронка Спирин В. И., Будюков Ю. Е., Нескоромных В.В. и др. Опубликовано 10.12.2014 г.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ С ПРИПАЙНОГО ЛЬДА ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ (НА ПРИМЕРЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ)

В.П. Аньчков

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение в прибрежно-морской зоне морей Восточной Арктики имеет глобальное значение, фундаментальной задачей исследования является изучение шельфовых морей, как потенциальных источников парниковых газов в атмосферу, а также изучение механизмов и темпов деградации подводной мерзлоты и массивированных выбросов метана в атмосферу морей Восточной Арктики.

Для получения кондиционного керна на морских акваториях применяют следующие способы бурения: ударно-забивное, колонковое, с гидротранспортом керна, и т.д. Ввиду того, что на прибрежных участках залегают грунты с резко отличающимися механическими свойствами, при бурении скважин часто применяют не один, а несколько способов, комбинируя их последовательно в соответствии со свойствами проходимых грунтов. На выбор способа бурения помимо свойств грунтов влияют также глубина скважины и моря и гидрометеорологический режим района. Выбранные способы бурения должны обеспечивать качественную геологическую документацию и достаточно высокую производительность [3].

Началу работ со льда должно предшествовать тщательное изучение прочности льда на участке буровых работ и на участках проезда техники, непосредственно к месту бурения. Механические свойства льда зависят от его солёности, температуры и плотности. Морской лёд менее прочен, чем пресный, так как его толща содержит капли морской воды.

Для сооружения скважин в прибрежных зонах морей с припайного льда обычно используют буровые установки, предназначенные для бурения с поверхности земли, т.к. бурение со льда схоже с бурением с суши.

Важнейшей принципиальной особенностью технологии бурения является необходимость крепления скважин опережающей или ходовой колонной обсадных труб в любом интервале или на всю глубину рыхлых отложений. Второй важной особенностью технологии бурения скважин является то, что буровые установки и комплексы, а также и комплекты инструментов должны быть широко универсальны и обеспечивать бурение в талых и многолетнемерзлых отложениях – от пльвунов, илов и глин до валунов и глыб самых твердых пород. Третья особенность заключается в том, что параметры процесса определяются в основном не достижением максимально высокой скорости бурения, а получением проб высокого качества, исключающих обогащение или разубоживание отбираемых проб образцов.

Технология работ основана на вращательном рейсовом бурении с использованием водоотделяющей колонны и пробоотборников различного типа (рис.). Методика рейсового вращательного бурения заключается в следующем. Через предварительно выполненную во льду майну $D=250$ мм на дно устанавливается водоотделяющая колонна – соединенные муфтами обсадные трубы $D=146$ мм. Внутри колонны спускается буровой снаряд, состоящий из скважинного пробоотборника и секции буровых труб. Вращение бурового снаряда запускается после постановки на забой скважины. Учитывая физико-механические характеристики отложений, предпочтительней использовать одинарный колонковый снаряд $D=89...131$ мм. Проходка интервала длиной 1-4 м (в зависимости от состава и свойств осадочной толщи) завершается подъемом колонны буровых штанг и бурового снаряда с керноприемником на поверхность. Извлечения керна из трубы производится с помощью подачи сжатого воздуха, затем осуществляется следующий спуск буровой колонны. Цикл повторяется до достижения заданной глубины. Бурение осуществляется с обязательным креплением скважины трубами и поинтервальным опробованием.

В рыхлых водонасыщенных породах бурение ведется с опережением забоя скважин обсадными трубами, оставляя в них после отбора керна предохранительный целик высотой 0,1...2,0 м, который предотвращает поступление пород с забоя в трубы под действием горного и гидростатического давлений. В устойчивых породах высота предохранительного целика может быть минимальной, а в илах и прочих неустойчивых породах – максимальной. При бурении в твердых породах допускается углубление на 15...20 см ниже башмаков обсадных труб с последующим заглублением труб и извлечением разрушенной породы [3].

Данный способ бурения является наиболее распространенным (после ударно-забивного). В основном, применяют его для проходки скальных пород и крупнообломочных грунтов, содержащих крупные обломки (валуны и глыбы крепких пород). Литологический состав пород морского дна относится к группе мягких (I-III категория), средней твердости (IV-V категория), твердых (VI-VIII категория), а иногда и крепких (IX-XII категория). Породы мягкие, средней твердости и твердые бурят твердосплавными коронками; крепкие и частично твердый – алмазными и гидроударниками.

При бурении твердосплавными коронками, в целях лучшей сохранности керна и обеспечения устойчивости стенок скважины, в слабых и неустойчивых породах применяют бурение «всухую» и безнасосным способом. Сущность этих способов заключается в том, что проходка ведется без подачи промывочной жидкости

насосом. Безнасосное бурение в отличие от бурения «всухую» предусматривает расхаживание бурового снаряда, благодаря чему происходит местная циркуляция воды между стенками скважины и наружной поверхностью колонкового снаряда, а также между керном и внутренней поверхностью коронки [2].

После завершения бурения, отбора всех проб и плановой привязки скважины необходимо произвести извлечение обсадной колонны.

Извлечение обсадной колонны из скважины можно производить с использованием традиционных способов и специальных, применимых только на море.

Извлечение обсадной колонны силой прилива или волновой энергией, возможно использовать только при бурении на приливных морях, не покрытых льдом.

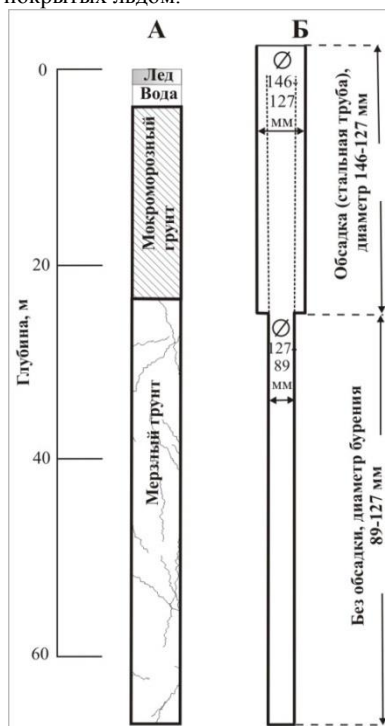


Рис. Геокриологическая схема разреза (А) и принципиальная конструкция (Б) буровой скважины

На фоне современных климатических изменений результаты выполненной работы представляются крайне важными для геоэкологического прогнозирования состояния природной среды арктического шельфа, как в ближайшее время, так и в обозримом будущем. Состояние подводной мерзлоты – ключевой фактор, контролирующей стабильность газгидратов, их дестабилизацию. Для получения более точной информации о состоянии подводной мерзлоты, необходимо разрабатывать и вводить в эксплуатацию новую технику и технологию бурения, обеспечивающие рациональное изучение в изменяющихся природных и геологических условиях акваторий. Также, главным требованием проведения буровых работ является комплексная механизация всех работ и их безопасность, при минимальных трудоемкости и затратах материальных средств.

Литература

1. Архангельский И.В. Бурение в прибрежной зоне морей. – Л.: Недра, 1975. – 146 с.
2. Асеев А.Г., Распопов В.М., Хворостовский С.С. Бурение разведочных скважин на шельфе. – М.: Недра, 1988. – 198 с.
3. Брылин В.И. Бурение скважин на россыпи: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2000. – 104 с.
4. Калинин И.С. Способы извлечения обсадных труб из скважин // Межвузовский сб. Технология и техника геологических работ. 1982. – №5. – 45–51 с.
5. Турский А.А. Техника морских геологических исследований: Учебное пособие. – Л., 1980. – 106 с.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Т.В. Арутюнов

Научный руководитель доцент О.В. Савенок

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Для исследования особенностей строения сланцевых отложений имеет смысл рассмотреть, какое место занимают нетрадиционные коллектора в общей классификации коллекторов.

В [1] представлена классификация коллекторов по типу, пористости и проницаемости (таблица 1).

Таблица 1

Общая классификация коллекторов

Типы коллекторов		Классы по емкостным и фильтрационным свойствам
Гранулярные в хорошо отсортированных обломочных породах		1 класс открытая пористость до 40 % и выше, проницаемость до 1000 мД и выше
Кавернозные в карбонатных и выщелоченных магматических и метаморфических породах		
Гранулярные отсортированные с малым количеством цемента, оолитовые известняки		2 класс открытая пористость более 20 %, проницаемость 100-1000 мД
Биопустотные рифовые и другие биогенные карбонатные породы		
Гранулярные олигомиктового и аркозового состава		3 класс открытая пористость 15-20 %, проницаемость 10-100 мД
Карбонатные органогенно-детритусовые		
Гранулярные полимиктового состава		4 класс открытая пористость 10-15 %, проницаемость 1-50 мД
Карбонатные пелитоморфные, мелкозернистые, комковатые		
Трещинные	тектоническая трещиноватость	5 класс трещинная пустотность 2-3 %, проницаемость до 1000 мД
	литогенетическая трещиноватость	6 класс трещинная пустотность 5-10 %, проницаемость до 10-100 мД

Как видно из таблицы 1, диапазон изменения проницаемости по всем классам составляет больше трёх десятичных порядков, пористости – от 10 до 40 %. Диапазон пористости и проницаемости в пределах одного класса может быть очень широк, поэтому в ряде случаев можно выделить подклассы. Так, в классе 2 можно выделять подкласс 2а с хорошо отсортированными малоцементными песчаниками и 2б – с песчаниками, содержащими повышенное количество цемента и соответственно со сниженной ёмкостью и особенно проницаемостью.

Нетрадиционные коллекторы относятся к малопроницаемым коллекторам.

В последние годы в связи с развитием сланцевых производств значительно активизировались исследования природы формирования сланцевой нефтегазоносности.

В [2] указано на ряд процессов, приводящих к образованию углеводородов – диагенез, катагенез и метагенез (рисунок 1).

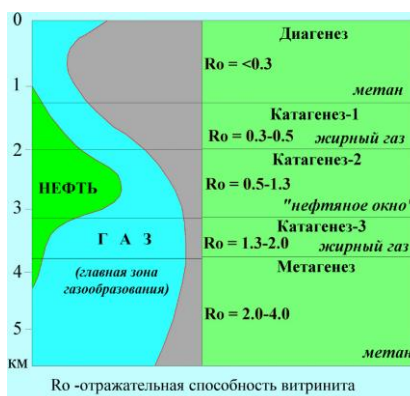


Рис. 1 Генерация углеводородов в стадии литогенеза

Согласно рисунку 1, зона интенсивного газообразования располагается на глубинах 3 и более км. В качестве критерия стадий литогенеза использована отражательная способность витринита.

Этот параметр (отражательная способность витринита) используется как мера степени зрелости органического вещества [3]. Созревание витринита – это необратимый термохимический процесс: значение R_o витринита не может уменьшаться.

В [4] при рассмотрении нетрадиционных коллекторов выделено две группы коллекторов – в одних нефтегазонасыщенность обычно сингенетична, а в других – связана с приходом углеводородов из соседних толщ.

Указано, что возникновение в глинистых породах природных резервуаров обусловлено катагенезом, в результате которого формируется как пустотное пространство, так и образуются нефтяные и газовые углеводороды. Один из характерных примеров таких коллекторов – толща глин баженовской свиты в Западной Сибири.

Отмечается особая роль коллоидного (коллоидного) кремнезёма, который создаёт оболочки над агрегатами глинистых минералов и формирует на их поверхности сложные комплексы с участием органического вещества и кремнезёма (возникают так называемые кремнийорганические «рубашки»).

В коллекторах межглобулярного типа процессы структурообразования идут в кремнистых толщах биогенного происхождения:

- сначала на ранних этапах диагенеза выстраивается «ажурная» органогенная структура из раковин кремнеобразующих организмов;
- затем происходит перестройка указанной структуры за счёт кристаллизации аморфизированного кремнезёма и формирование глобулярной микротекстуры – межглобулярный тип коллектора;
- генерация углеводородов идёт в условиях достаточной концентрации сапропелевого органического вещества в результате катализа на развитых поверхностях тонкодисперсного активного кремнезёма;
- на более поздних этапах катагенеза происходит обезвоживание и переход кремнезёма в другие формы – халцедон, а затем кварц.

Нефти в биогенно-кремнистых толщах относятся к нефтям раннего созревания, при этом пористость коллекторов очень высока и достигает 40 %. В породах развивается трещиноватость, что благоприятствует образованию резервуара пластового или массивного типа с коллектором трещинного типа.

Примеры кремнистых коллекторов – формация Монтерей (Monterey Shale deposits) на шельфе Калифорнии, где кремнистые породы промышленно нефтеносны. На Сахалине в аналогичных толщах открыто два месторождения. Сходным образом возникают резервуары в кремнисто-глинисто-карбонатных толщах, богатых органическим веществом (так называемых доманикоидных).

В нашей стране к сланцевым толщам помимо баженовской свиты относятся доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья [5].

В отношении определения и классификации доманиковых отложений существуют разные мнения. Так, в [6] отмечено, что залежи в породах доманикоидной формации приурочены как к породам доманиковой фации глинисто-кремнисто-карбонатного состава, часто битуминозным, так и к осветлённым глинисто-кремнистым породам фации глубоководного шельфа мендымского горизонта и верхнефранского подъяруса.

Относительно термина «доманик Волго-Уральской области» существует сложившееся мнение, что это высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи, стратиграфически приуроченные к отложениям семилукского (доманикового) горизонта. В то же время, это же определение используется для описания глинистых пород-коллекторов морского происхождения месторождений Западной Сибири, Прикаспийской впадины, Тимано-Печорского НГБ и др. Необходимо отметить, что состав пород, составляющих доманиковые отложения, весьма разнообразен с концентрацией органического вещества до 6 %.

В [7] предметом изучения были чёрные сланцы – водно-осадочные горные породы, обычно тёмные, пелитоморфные и сланцеватые, обогащённые сингенетичным органическим веществом преимущественно аквагенного и отчасти терригенного типов. Имея в виду терминологическую дискуссию по нетрадиционным ресурсам УВ и сланцевым породам, далее вместо термина «чёрные сланцы» будет использовано наименование «сланцы». Здесь осадочные породы представлены двумя группами: петрогенные и аквагенные. Петрогенные породы формируются из твёрдых частиц, появившихся в результате разрушения изверженных и метаморфических пород. Аквагенные породы образуются в бассейне седиментации в процессах осаждения из водных растворов и по отношению к месту седиментации являются в широком смысле автохтонными. Петрогенные породы – все песчано-глинистые, аквагенные – кремнистые, карбонатные, фосфатные, железистые и пр. Принципиальный подход авторов состоит в том, что чисто петрогенных или чисто аквагенных пород не существует, а имеет место сочетание механических и химических (биохимических) процессов.

В основу химической классификации сланцев положена гипотеза, что химические процессы – есть основа классифицирования, и механические процессы – производная химических факторов.

Литература

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учебник. – М., 2000. – 384 с.
2. Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья// Вестник ОНЗ РАН, ТОМ 2, NZ5001, doi:10.2205/2010NZ000014, 2010.
3. Дж. Хант. Геохимия и геология нефти и газа / Перевод с английского А.И. Конюхова, Г.В. Семерниковой, В.В. Чернышева; под редакцией Н.Б. Вассоевича, А.Я. Архипова. – М.: Издательство «Мир», 1982. – 704 с.
4. Серебряков А.О. Геология России. Региональная геология: учебник. – Астрахань: Астраханский государственный университет, Издательский дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.
5. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это? URL: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2014/qeol/012.pdf>
6. Илеменова О.Д. Геолого-геохимические особенности доманиковых фаций девона Башкирского Приуралья и их влияние на формирование нефтяных залежей. Дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Уфа, 2002. – 183 с.
7. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. – Л.: Наука, 1988. – 272 с.

ГИДРОИЗОЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ САМОНАБУХАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ

А.А.Бер, Д.А.Колмаков

Научный руководитель доцент К.М.Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На основании Санитарных правил и норм № 5.01.026-99 (СНП-ПВ-99) «Проектирование, строительство, эксплуатация, консервация и ликвидация добычных полигонов подземного выщелачивания радиоактивных руд» п. 3.15, конструкции всех типов скважин и технология их сооружения должны обеспечивать полную изоляцию продуктивного водоносного горизонта и других водоносных горизонтов друг от друга. Поэтому гидроизоляция (тампонирование) скважины является неотъемлемой операцией по сооружению технологических скважин.

В настоящее время при сооружении технологических скважин для подземного выщелачивания урана, применяется технология гидроизоляции затрубного пространства с помощью тампонажного раствора на цементной основе. Используются марка цемента: ПЦТ-1-СС-50 ГОСТ 1581-96 (портландцемент тампонажный, бездобавочный, сульфатостойкий для низких и нормальных температур) или ПЦТ-1-G-СС-1 ГОСТ 1581-96 (портландцемент тампонажный, бездобавочный, высокосульфатостойкий для низких и нормальных температур).

Для гидроизоляции рудного горизонта от вышележащих водоносных горизонтов в интервале верхнего водоупора устанавливается цементное кольцо (цементный камень). Установка цементного кольца в заданном интервале осуществляется путем подачи цементного раствора плотностью не менее $1,80 \text{ г/см}^3$ через гладкоствольный снаряд, опущенный параллельно обсадной колонне в затрубное пространство до интервала цементации. После подачи требуемого количества цементного раствора снаряд извлекается из скважины. По истечению времени ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента) проводятся ГИС для определения качества цементации и интервала установки цементного моста. Затем затрубное пространство скважины от цементного моста до устья скважины также через гладкоствольный буровой снаряд заполняется цементным раствором плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$ (гель-цемент). Сумма затрат времени на обсадку и цементацию при глубине скважины – 550м составляет 25 час.

Применяемая технология гидроизоляции затрубного пространства имеет ряд недостатков:

- принятая технология не гарантирует проникновение тампонажного раствора во все места затрубного пространства особенно при трещиноватых породах в глубоких скважинах. При наибольшей глубине кривизна скважины приводит к тому, что обсадная колонна изгибается по телу, это препятствует равномерному распределению тампонажного раствора, образуются мертвые зоны в местах соприкосновения обсадной колонны со стенками скважины и следовательно тампонирование происходит неравномерно;

- отсутствие адгезии (сцепления) цементного камня с полимерными материалами обсадных колонн из ПВХ и ПНД;

- затраты времени на приготовление и закачку цементного раствора;
- затраты времени на спуско-подъемные операции колонны буровых труб (КБТ);
- вынужденное увеличение диаметра скважины из-за необходимости спуска КБТ в затрубное пространство;

- затраты времени на промывку КБТ;
- значительным недостатком также является процесс спуска КБТ. Так как обсадная колонна состоит из труб, соединенных труба в трубу муфтовой частью наверх, то во время спуска буровой колонны в затрубное пространство скважины велика вероятность повреждения обсадных труб. Нарушение целостности обсадных колонн, чаще всего, наблюдается в зонах наибольших изгибов ствола скважины, в резьбовых соединениях и в зонах перехода труб с одного диаметра на другой.

Для устранения вышеперечисленных недостатков и повышения качества гидроизоляции, предлагается технология гидроизоляции затрубного пространства технологических скважин с помощью бентонитовых гильз.

Бентонитовая гильза является изделием трубчатой формы 400 мм длиной и от 125 мм в диаметре по внешнему контуру. Внешняя поверхность бентонитовой гильзы может иметь различный профиль рифления (рис.). Внутренняя часть гильзы имеет шероховатую поверхность, что улучшает адгезию к эксплуатационной колонне при монтаже.

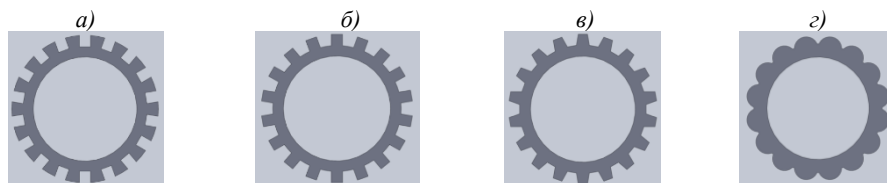


Рисунок. Различные внешние грани (рифление) бентонитовой гильзы.

а) *обратно трапецевидная*; б) *прямоугольная* в) *трапецевидная*; з) *округлая*

Рифленая форма наружной части гильзы уменьшает сопротивление к промывочной жидкости при спуске колонны в скважину, увеличивает площадь соприкосновения внешней части гильзы с буровым раствором и, следовательно, процесс набухания происходит быстрее. Не менее важен химический состав гильзы, так как от него зависит сам процесс набухания, скорость набухания и реакция со скважинными жидкостями. Химические

реагенты добавленные в состав бентонитового порошка обеспечивают возможность регулирования начала процесса набухания и его скорости.

В результате проведенных опытных работ в лаборатории и экспериментальных на полигоне, отработаны и определены химический состав, форма и технология изготовления гильзы. Основным постоянный параметр – это наличие щелочного натриевого бентонита в качестве агента процесса контролируемого набухания и полимерные составляющие для улучшения физико-химических свойств бентогильзы.

Изготовленные из модифицированного бентонитового порошка специальные гильзы, крепятся на поверхности обсадной трубы располагающейся в зоне герметизации. Число устанавливаемых гильз зависит от мощности интервала герметизации. Бентонитовые гильзы закрепленные на теле обсадной трубы опускаются в скважину до необходимого интервала, где в результате контакта гильз с буровым раствором происходит процесс гидратации. Для прочности гильзы изготавливаются в виде многослойной конструкции состоящей из полипропиленового волокна и бентонита. При попадании во влажную среду (буровой раствор), бентонитовая гильза начинает расширяться благодаря свойству бентонита набухать в разы по отношению к собственному объему в сухом виде. Таким образом происходит фиксация эксплуатационной колонны в скважине и надежная гидроизоляция продуктивных горизонтов от соседних водоносных пластов, что способствует сохранению природной экологической обстановки в районах добычи урана.

Время набухания – это основной параметр в контролируемом набухании. Временные интервалы между опусканием гильзы и достижением рабочего состояния до полного затворения на обозначенном участке ствола скважины должны быть измеримы и проверяемы. Унификация этих временных интервалов при заданных параметрах является основой правильного применения бентонитовой гильзы (таблица).

Таблица

Время затворения бентонитовой гильзы в воде и стандартном буровом растворе

время, час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
промывочная жидкость											
■ вода	0%	7%	22%	35%	52%	65%	80%	90%	100%		
■ буровой раствор	0	3%	15%	19%	25%	40%	55%	65%	80%	95%	100

После завершения обсадки скважины проводятся ГИС, в том числе определяется местоположение гильз в скважине с помощью метода индукционного каротажа. В результате, местоположение каждой бентогильзы в скважине контролируется ГИС с точностью до 0,5м.

Достоинства новой технологии:

- точность расположения гидроизоляционных средств в скважине;
- гидроизоляция продуктивных горизонтов;
- контроль времени гидроизоляции продуктивных горизонтов;
- надежность фиксации эксплуатационной колонны в скважине;

-защиты эксплуатационной колонны от сминающих усилий, вызванных горным давлением слабоустойчивых пород, вскрытых в процессе бурения скважин, когда в качестве обсадной колонны используются неметаллические трубы;

- снижение количества нарушений герметизации обсадных колонн и как следствие: перебурок скважин;
- увеличение скорости сооружения технологических скважин;
- снижение себестоимости буровых работ.

Испытания бентогильзы были проведены в АО «Волковгеология» на участках буровых работ: СП «Катко» - участок Ц. Мойынкум; ТОО «Каратау» - участок Буденовское; ТОО «РУ-6» - участок Ю.Карамурун . Бентогильзы, собранные в длину 12 м устанавливались в верхней части отстойника фильтровой колонны.

Данный метод гидроизоляции продуктивных горизонтов можно рекомендовать для гидроизоляции затрубного пространства при сооружении геотехнологических скважин методом подземного выщелачивания.

Литература

1. Брылин В.И. Технология бурения и оборудования эксплуатационных скважин при обработке месторождений урана методом подземного выщелачивания: учебное пособие – Томск.: Изд-во ТГУ, 2010. – 210 с.: ил.
2. Инновационный патент № 26618 от 01.11.2011, выданный Комитетом по правам интеллектуальной собственности Министерства Юстиции РК.
3. Сушко С.М., Асанов Н.С., Карманов Т.Д., Калиев Б.З., Кадыров Ж.Н., Кочетков А.В., Метод гидроизоляции затрубного пространства при сооружении геотехнологических скважин для подземного выщелачивания продуктивного горизонта // Международный журнал экспериментального образования, 2013. – № 11 – С. 118-122

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЙ ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКИ (ГРАВИЙ-ГИЛЬЗА) ПРИФИЛЬТРОВОЙ ЗОНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН**А.А.Бер, А.В.Курулюк**

Научный руководитель доцент К.М.Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Наиболее ответственной частью технологической скважины для подземного выщелачивания урана является фильтровая часть этой скважины независимо от ее назначения (нагнетания технологического раствора или откачки обогащенного раствора).

Требования предъявляемые к фильтрам геотехнологических скважин следующие:

- высокая химическая стойкость к химическим агрессивным средам;
- достаточная механическая прочность;
- стабильная работоспособность в период всего срока эксплуатации скважины;
- скважность фильтров должна быть достаточна для пропуска необходимого количества раствора в единицу времени при достаточных малых входных скосах и гидравлических сопротивлениях;
- «пескование» фильтров допускается только в период пробных и опытных откачек.

Вышеперечисленным требованиям наиболее полно отвечают гравийно-засыпные фильтры обладающие существенными преимуществами перед фильтрами других конструкций: стабильность работы, более высокие показатели приемистости закачных и дебита откачных скважин. Особенно они эффективны при наличии в продуктивном горизонте мелкозернистых песков.

Гравийные фильтры создаваемые на поверхности (кожуховые, корзинчатые, блочные) относительно малопродуктивны, достаточно быстро кольматируются, сложны и дороги при производстве и сложны при установке в скважине. Кроме того, после спуска фильтра в скважину, необходимо производить обсыпку второго слоя гравитационным способом, что увеличивает временные затраты.

Гравийные фильтры создаваемые на забое при всех достоинствах не всегда обеспечивают высокого качества гравийной обсыпки. При этом для обеспечения необходимой толщины засыпки требуется увеличение диаметра скважины и расширения фильтровой зоны скважины. [1]. Все это приводит к увеличению временных и финансовых затрат

С целью сокращения затрат для оборудования фильтровой части скважины при сооружении скважин методом ПСВ возникла необходимость в создании и разработке технических средств и технологий гравийной обсыпки (гравий-гильзы) при фильтровой зоне продуктивных пластов.

Основные преимущества применения гравий-гильзы перед другими вариантами гравийной обсыпки:

- надежность доставки гравийного фильтра;
- плотная и равномерная усадка гравия по высоте и периметру водопримной части фильтра (предотвращение образования пустот);
- невысокая стоимость и простота изготовления;
- снижение трудозатрат на сооружение скважины.

Объектом исследования является конструкция и состав гравийной гильзы.

Цель исследования – разработка технических средств и технологий гравийной обсыпки (гравий-гильза) при фильтровой зоне технологических скважин.

Задачи исследования:

1. Разработка конструкции гравий-гильзы, обладающей значительной прочностью и маленькими гидравлическими сопротивлениями при ее спуске в скважину.

2. [Разработка рецептуры состава для склеивания гравия в гравий-гильзе.](#)

Гравийная гильза (ГГ) – изделие, представляющее из себя смесь гравия, склеивающего реагента и(или) удерживающей оболочки, закрепленное на фильтровой трубе, которое по истечении заданного времени растворяется с последующим осыпанием гравия в зону продуктивного пласта.

Требования, предъявляемые к конструкции ГГ:

- растворение ГГ должно достигаться в пределах 5–10 часов после начала спуска в скважину;
- конструкция ГГ не должна нарушаться в процессе спуска обсадной колонны;
- обеспечение минимальных гидравлических сопротивлений при спуске ГГ в технологическую скважину;

- возможность легкой надежной сборки ГГ с обсадной колонной;

- осуществление качественного однородного уплотнения гравий-гильзы в фильтровой части скважины.

С учетом гидравлических сопротивлений при спуске ГГ в скважину были рассчитаны и предложены возможные формы ГГ.

Возможные формы гильзы – сплошной цилиндр, цилиндр с продольными ребрами, капсула, цилиндр с продольными отверстиями в теле для протекания жидкости, цилиндр переменного диаметра.

Идеальное техническое решение: гравий гильза должна обладать минимальным внешним диаметром и длиной, обеспечивая при этом доставку в фильтровую зону требуемое количество гравия

В результате проведенных лабораторных исследований было выявлено что оптимальным отношением диаметра гравий-гильзы к диаметру скважины является 0,8–0,9.

После проведения поиска склеивающих реагентов и анализа их свойств были смоделированы возможные рецептуры для изготовления ГГ, которые было необходимо исследовать экспериментальным методом[2].

В работе рассматривалось 3 возможных варианта конструкции гравий-гильзы:

1. ГГ с растворимой внешней оболочкой;
2. ГГ сформированная гравием со связующим составом;
3. ГГ со связующим составом и растворимой оболочкой.

В общем виде методика подготовки образцов выглядела следующим образом. Для изготовления ГГ приготавливалась смесь из гравия и связующих реагентов и расфасовывалась в металлические и пластиковые формы. Через сквозное отверстие в форме пропускался металлический стержень, имитирующий фильтровую колонну. Затем гравийная смесь утрамбовывалась. Затем образцы помещались в сушильный шкаф ШС-80-01 типа СНОЛ, где выдерживались при заданной температуре

Физико-механические свойства гравий-гильзы определяются временем выдержки и температурой сушки, а так же и составом и концентрацией склеивающего агента. Все эти параметры исследовались экспериментально.

Для осуществления визуальной фиксации процесса растворения использовались стеклянные мерные цилиндры емкостью 1л, выступающие в качестве модели скважины. Цилиндры заполнялись технической водой или раствором кислоты. Процесс растворения записывался на цифровую видеокамеру.

В качестве контролируемых параметров, от которых зависит время растворения ГГ использовались следующие: концентрация склеивающего реагента для ГГ $n_{ср}$, %; время высушивания $\tau_{выс}$, ч; температура высушивания $T_{выс}$, °С; концентрация склеивающего реагента для удерживающей оболочки $n_{во}$, %; толщина удерживающей оболочки, $h_{во}$, мм.

Экспериментальные исследования позволили сделать следующие основные результаты:

- предложены 3 варианта конструкции гравий-гильзы: с удержанием гравия при помощи склеивающих реагентов, за счет удерживающей оболочки и их комбинация;

- установлено, что для уменьшения гидравлических сопротивлений на гравий-гильзу во время спуска, но в тоже время без сильной потери эффективного объема гравий-гильзы, отношение ее диаметра к диаметру скважины должно быть в пределах 0,8-0,9.

- произведены выбор и обоснование возможных вариантов основы склеивающих реагентов и удерживающей оболочки;

- разработана методика проведения экспериментальных исследований;

- разработаны способы увеличения времени растворения гравий-гильзы.

- разработано и предложено 2 технологии формирования фильтровой части технологических скважин с использованием гравий-гильзы:

а) с одной бентонитовой гильзой, установленной на эксплуатационную колонну над отстойником фильтра;

б) с двумя бентонитовыми гильзами, одна из которых устанавливается на эксплуатационную колонну над фильтровой трубой, а другая – на отстойник под фильтровой трубой (см.рис.).

Схема б предпочтительней т.к дает:

- экономии гравийного материала;

- при этом нижняя бентогильза является опорой для гравий-гильзы, что увеличивает ее сохранность при спуске до требуемой глубины.

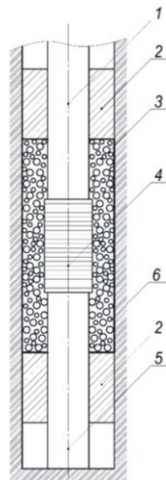


Рисунок. Конструкция фильтровой части с двумя бентогильзам: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – бентонитовая гильза; 3 – гравий-гильза; 4 – фильтровая труба; 5 – отстойник; 6 – удерживающая оболочка

Литература

1. Брылин В.И. Технология бурения и оборудование эксплуатационных скважин при отработке месторождений урана методом подземного выщелачивания. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 218 с.
2. Методы и средства исследования: учебное пособие / Н. Г. Квеско, П. С. Чубик; Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 124 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СНАРЯДОВ С ЦЕЛЬЮ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ ДЛЯ ИХ РАСЧЕТА

Т.Е. Константинов, Е.Д. Исаев

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Томском политехническом университете на кафедре бурения скважин проводятся исследования шароструйно-эжекторных буровых снарядов (ШЭБС). Ключевым вопросом является разработка геометрических параметров ШЭБС. Для этого были разработаны лабораторный стенд [1] и методика проведения экспериментальных исследований. При этом впервые для шароструйного бурения использовалась высокоскоростная съемка.

На рис. 1. представлена конструкция ШЭБС, с возможностью смены составных частей долота.

Ранее был проведен литературный обзор [2], который выявил значительное количество различных методик расчета струйных аппаратов. Одним из основных геометрических параметров скважины, характеризующий эффективность бурения является объем скважины $V_{скв}$. Объем скважины определяется по формуле:

$$V_{скв} = V_{ш} \cdot N \cdot t \cdot \rho, \quad (1)$$

где $V_{ш}$ – объем воронки разрушения при ударе одного шара; N – количество соударений шаров с забоем за единицу времени; t – время бурения; ρ – коэффициент, учитывающий снижение скорости разрушения в реальных условиях.

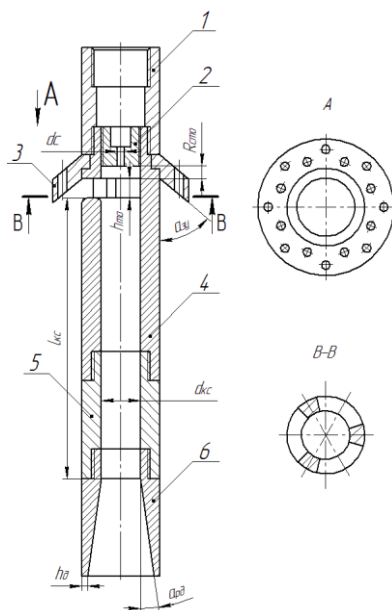


Рис. 1. Шароструйно-эжекторный буровой снаряд: 1 – переходник на нагнетательную магистраль; 2 – сопло; 3 – задерживающее устройство; 4 – камера всасывания; 5 – камера смешения; 6 – диффузор; d_c – диаметр сопла; $R_{смо}$ – расстояние между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон; $h_{мо}$ – высота технологических окон; $\alpha_{зп}$ – угол конусности задерживающего устройства; $l_{кc}$ – длина камеры смешения; $d_{кc}$ – диаметр камеры смешения; $\alpha_{до}$ – угол раскрытия диффузора; $h_{д}$ – толщина стенки диффузора.

Исследование влияния расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон на эффективность шароструйного бурения

При оптимальных значениях расстояния между долотом и забоем, диаметра и массы порции шаров было проведено исследование влияния расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхождением бурового снаряда при следующих исходных параметрах: $d''_{oc}=16$ мм, $d_{кc}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зп}=40^\circ$, $h_{мо}=4,2$ мм, $l_{кc}=60$ мм,

$\alpha_{pd}=10^\circ$, $h_0=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=20$ г, $R_{03}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{pac}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода

По окончании бурения замерялись геометрические параметры скважин (табл. 1). По таблице видно, что увеличение расстояния в исследуемом диапазоне мало влияет на диаметр скважины. Однако объем и глубина скважины при увеличении расстояния довольно интенсивно уменьшается.

Для выявления причин уменьшения эффективности шароструйного бурения при увеличении расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон при вышеописанных условиях проведена высокоскоростная съемка. Результаты обработки видеофайлов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Влияние расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон на эффективность шароструйного бурения. Расход и скорость шаров в камере смешения

Расстояние между соплом и верхним срезом окон, мм	Геометрические параметры скважины					Результаты высокоскоростной съемки	
	Объем скважины, мм ³	Диаметр скважины, мм	Глубина цилиндрической части скважины, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем, мм	Глубина скважины, мм	Расход шаров, ш/с	Скорость шаров в камере смешения, м/с
0	30800	25	57,2	65,8	70,8	1084	8,387
3	24100	24,9	46	54,5	58	1055	7,778
6	21370	24,8	39,1	48,1	51,2	1050	6,457

Полученные результаты показывают, что при увеличении расстояния при относительно постоянном значении расхода шаров их скорость в камере смешения уменьшается. Это связано с уменьшением коэффициента эжекции снаряда. Уменьшение скорости шаров ведет к уменьшению объема и глубины скважины, что подтверждается результатами, полученными при забурке скважины и бурении с расхаживанием бурового снаряда.

Исследование влияния высоты технологических окон на эффективность шароструйного бурения

Было проведено исследование влияния высоты технологических окон на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхаживанием бурового снаряда с шагом $1,25 \cdot d_{ш}$; $1,75 \cdot d_{ш}$; $2,25 \cdot d_{ш}$. Полученные результаты сведены в табл. 2. По таблице видно, что увеличение высоты окон в исследуемом диапазоне мало влияет на диаметр скважины, а объем и глубина скважины при увеличении высоты окон незначительно уменьшается.

Для интерпретации полученных результатов была проведена высокоскоростная съемка. Обработка полученных видеофрагментов позволила посчитать расход и скорость шаров в камере смешения при бурении снарядами с различной высотой окон (табл. 2).

Таблица 2

Влияние высоты окон на эффективность шароструйного бурения. Расход и скорость шаров в камере смешения

Высота окон, мм	Геометрические параметры скважины					Результаты высокоскоростной съемки	
	Объем скважины, мм ³	Диаметр скважины, мм	Глубина цилиндрической части скважины, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем, мм	Глубина скважины, мм	Расход шаров в камере смешения, ш/с	Скорость шаров в камере смешения, м/с
4,2	34180	25,4	62,9	70,1	74,1	1188	9,445
6,1	30800	25	57,2	65,8	70,8	1154	9,226
7,8	28900	25,2	53,3	60,6	65,2	1166	8,939
Исходные данные: $d_{bc}^H=16$ мм, $d_{kc}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{3y}=40^\circ$, $l_{kc}=40$ мм, $\alpha_{pd}=10^\circ$, $h_0=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=20$ г, $R_{03}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{pac}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода							

По таблице видно, что при увеличении высоты окон при относительно постоянном значении расхода шаров их скорость в камере смешения уменьшается. Анализ видеофрагментов показал, что с увеличением высоты окон в области под задерживающим устройством увеличивается количество скопившихся для

последующего всасывания шаров. Последнее приводит к уменьшению коэффициента эжекции снаряда, следовательно, уменьшению скорости шаров в камере смешения. Уменьшением скорости шаров объясняется уменьшение объема и глубины скважины.

Исследование влияния длины камеры смешения на эффективность шароструйного бурения

Для определения оптимальной длины камеры смешения в ряду длин $5 \cdot d_{кс}$; $7,5 \cdot d_{кс}$; $10 \cdot d_{кс}$; $12,5 \cdot d_{кс}$; $15 \cdot d_{кс}$; $17,5 \cdot d_{кс}$ предварительно были выявлены значения оптимальных масс порции шаров при забурке скважины. Стоит отметить, что оптимальная масса порции шаров при увеличении длины камеры смешения увеличивается, что связано с большим объемом бурового снаряда и затрубного пространства.

Экспериментальные исследования влияния длины камеры смешения на эффективность разрушения проводились при бурении скважин в образцах мрамора с расхаживанием снаряда.

Исходные данные: $d_{\sigma c}^{\prime}=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зв}=40^\circ$, $h_{мо}=6,1$ мм, $\alpha_{р\partial}=10^\circ$, $h_{\partial}=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $R_{\partial 3}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{рас}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода

По полученным данным построены графики зависимости диаметра, объема (рис. 2) и глубины (рис. 3) скважины от длины камеры смешения. Анализ графиков показывает, что с увеличением длины камеры смешения уменьшается диаметр скважины и ее объем. Максимальная глубина скважины зафиксирована при бурении буровыми снарядами с длиной камеры смешения, равной 40 и 60 мм.

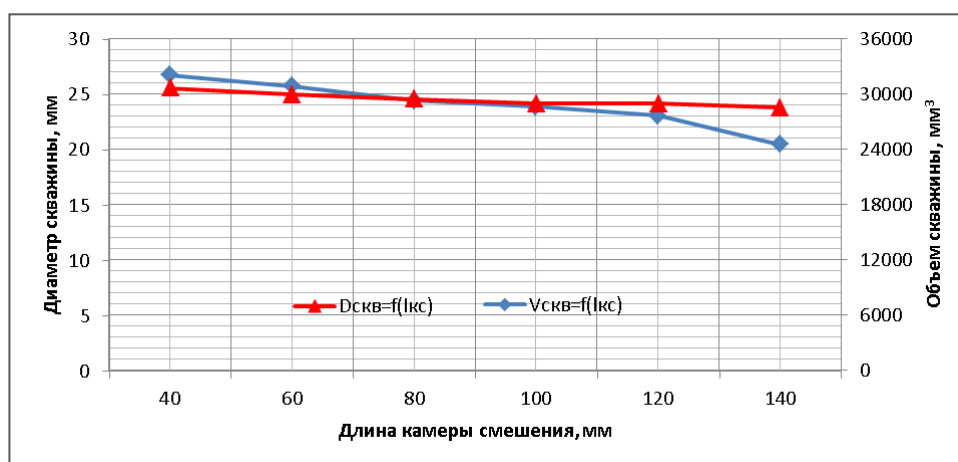


Рис. 2. Зависимость диаметра и объема скважины от длины камеры смешения

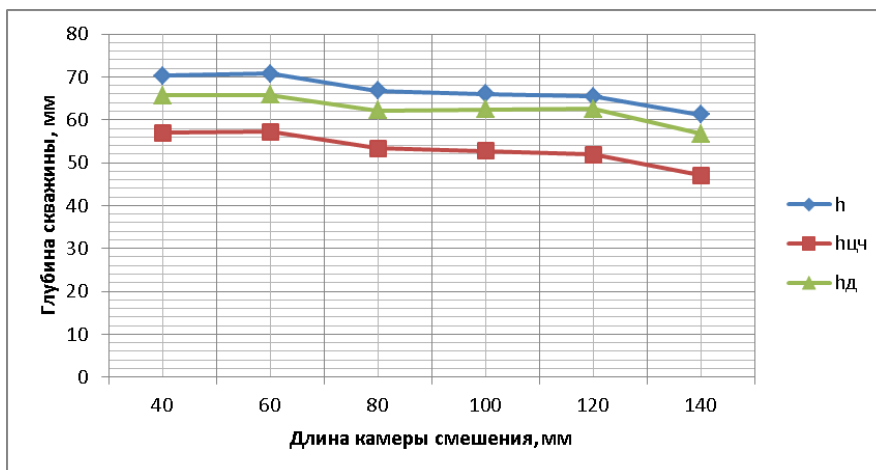


Рис. 3. Зависимость глубины скважины от длины камеры смешения

Для интерпретации вышеописанных результатов была проведена высокоскоростная съемка, результаты которой представлены в табл. 3.

Таблица 3

Расход и скорость шаров в камере смешения при разных значениях ее длины

Длина камеры смешения, мм	40	60	80
Расход шаров в камере смешения, ш/с	1084	1020	967
Скорость шаров в камере смешения, м/с	8,387	7,597	7,361

Анализ данных, представленных в табл. 3, указывает на уменьшение скорости шаров в камере смешения при увеличении ее длины, что поясняется большим количеством рикошетов о ее стенки. К тому же, согласно результатам американских исследователей, увеличение длины камеры смешения ведет к уменьшению коэффициента эжекции. Уменьшение скорости шаров в камере смешения приводит к уменьшению скорости их подъема в затрубном пространстве, тем самым, к меньшему расходу шаров.

Исследование влияния угла раскрытия диффузора на эффективность шароструйного бурения

Исследования влияния угла раскрытия диффузора на эффективность разрушения мрамора проводились при бурении скважин с расхаживанием снаряда с периодичностью $t_{рас}$ при следующих исходных параметрах: $d_{ос}^н=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зп}=40^\circ$, $h_{то}=4,2$ мм, $l_{ос}=60$ мм, $h_o=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=20$ г, $R_{дз}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{рас}=5$ мин, $t=30$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода. Форма забоя скважины представлена на рис. 4.

По экспериментальным данным видно, что при угле раскрытия диффузора, равного 10° диаметр, глубина и объем скважины максимален. Диаметр скважины в ряду $10^\circ-20^\circ-30^\circ-0^\circ$ уменьшается.

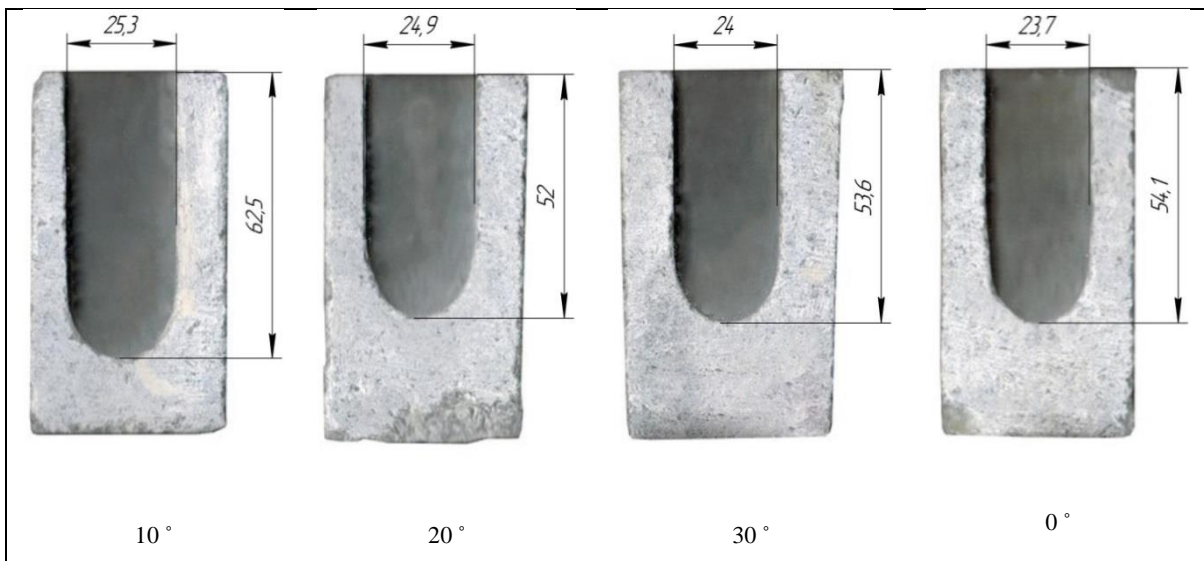


Рис. 4. Форма скважин при варьировании угла раскрытия диффузора

Была проведена видеорегистрация процесса бурения при варьировании угла раскрытия диффузора. Результаты высокоскоростной съемки представлены в табл. 4.

Таблица 4

Расход и скорость шаров в камере смешения при разных значениях углов раскрытия диффузора

Угол раскрытия диффузора, °	10	20	30	0
Расход шаров в камере смешения, шт/с	1084	1041	1011	890
Скорость шаров в камере смешения, м/с	8,387	7,668	6,884	6,728

Полученные данные показывают, что в ряду $10^\circ-20^\circ-30^\circ-0^\circ$ уменьшается расход шаров в камере смешения, что связано с образованием скоплений шаров между буровым снарядом и забоем скважины. Уменьшение скорости шаров в камере смешения связано с возрастанием количества рикошетов о стенки бурового снаряда в нижней области.

Исследование влияния диаметра сопла на эффективность шароструйного бурения

В табл. 5 представлены измеренные основные параметры струйного аппарата с первичными соплами разных диаметров при неизменном диаметре камеры смешения. Анализ данных показал, что при увеличении значения геометрического параметра струйного аппарата, т.е. при уменьшении диаметра сопла, увеличивается его коэффициент эжекции. В связи с использованием центробежного насоса с гибкой напорно-расходной характеристикой с уменьшением диаметра сопла увеличивается давление перед соплом, следовательно, уменьшается расход рабочего потока.

Таблица 5

Основные параметры струйного аппарата при варьировании диаметра сопла

Диаметр сопла d_c , мм	Давление перед соплом P_c , МПа	Расход рабочего потока Q_p , л/мин	Расход смешанного потока Q_c , л/мин	Основной геометрический параметр m	Коэффициент эжекции $n_{эж}$
2	1,1	6,7	30,6	16	3,563
2,5	0,95	9,8	32,824	10,24	2,349
3	0,8	12,8	35,5	7,111	1,773
3,5	0,75	15,8	42,12	5,224	1,659
4	0,65	16,9	30,3	4	0,791

На следующем этапе проводилось сравнение эффективности разрушения долотами с различными диаметрами сопел. В связи с необходимостью определения оптимальной массы порции шаров эксперименты проводились при ее варьировании. При этом производилась забурка скважины при следующих условиях: $d_{нбс}=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $\alpha_{зу}=40^\circ$, $h_{то}=4,2$ мм, $l_{кс}=40$ мм, $\alpha_{рд}=10^\circ$, $h_d=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $R_{дз}=5$ мм, $t=1$ мин, разрушаемый материал: керамическая плитка, промывочная жидкость: вода. По полученным экспериментальным данным построен график (рис. 5).

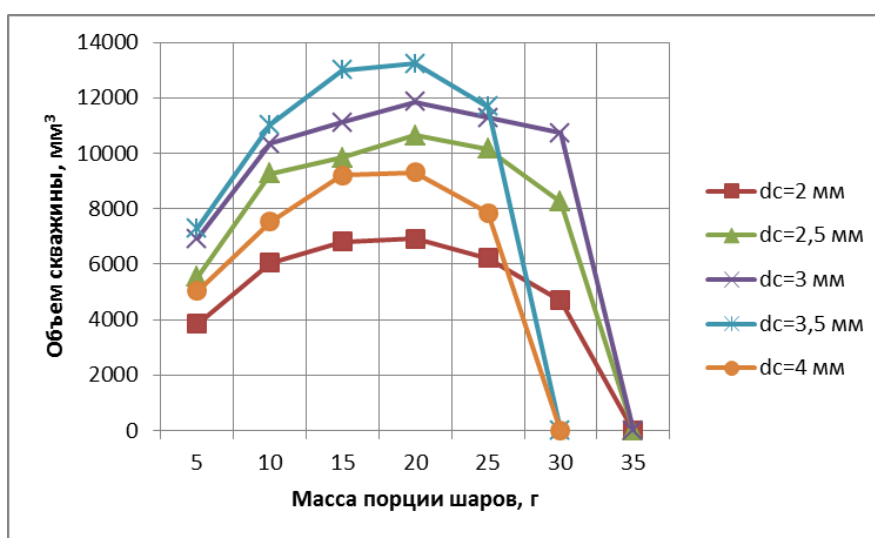


Рис. 5. Зависимость объема скважины от массы порции шаров при различных значениях диаметра сопел

Приведенный график показывает, что в ряду диаметров сопел 2–2,5–3–3,5 мм объем скважины возрастает, при диаметре сопла 4 мм – падает. Вместе с тем, критическая масса порции шаров при диаметрах сопел, равных 3,5 и 4 мм, падает, что связано с маленькими значениями коэффициента эжекции при этом. Важным является тот факт, что оптимальная масса порции шаров в исследуемом диапазоне изменения диаметра сопел является постоянной.

На следующем этапе была проведена высокоскоростная съемка. Обработка полученных видеофрагментов позволила посчитать расход и скорости шаров в камере смешения при бурении снарядами с различным диаметром сопел (табл. 6).

Таблица 6

Расход и скорость шаров в камере смешения, отношение скорости шаров к рассчитанной скорости жидкости без шаров при разных значениях диаметра сопла

Диаметр сопла, мм	2	2,5	3	3,5	4
Расход шаров в камере смешения, ш/с	1084	1118	1224	1368	1120
Скорость шаров в камере смешения, м/с	8,387	9,445	9,616	10,015	8,046
Рассчитанная скорость жидкости без шаров, м/с	10,151	10,889	11,777	13,973	10,05
Отношение скорости шаров к скорости жидкости	0,826	0,867	0,816	0,716	0,8

Анализируя данные съемок, можно заметить, что в ряду диаметров сопел 2–2,5–3–3,5 мм увеличивается скорость шаров в камере смешения, что объясняется увеличением скорости смешанного потока в камере смешения.

Увеличение скорости шаров в камере смешения приводит к увеличению их расхода. Таким образом, экспериментально определились предположения Увакова А.Б. [3] и Заурбекова С.А. [4]. Это связано с тем, что в момент подсосывания шаров в технологические окна при больших скоростях смешанного потока шары быстрее покидают верхнюю область бурового снаряда, не препятствуя поступлению других шаров.

На основе данных, представленных в табл. 5, удалось посчитать отношение скорости шаров к скорости промывочной жидкости в камере смешения (табл. 6). Следует отметить, что при диаметре сопла, равном 3,5 мм, наблюдается уменьшение отношения скорости шаров к скорости промывочной жидкости в камере смешения, что объясняется значительным увеличением расхода шаров при этом.

На основе проделанных экспериментов при проектировании буровых снарядов рекомендуется использовать следующие соотношения между геометрическими параметрами:

1. расстояние между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон принять равным 0 мм, так как при таком значении расстояния скорость шаров в камере смешения максимальна;
2. высоту технологических окон принять равным 4,2 мм, так как чем меньше высота технологических окон, тем больше коэффициент эжекции, следовательно больше скорость шаров в камере смешения;
3. длину камеры смешения принять равным 40 мм, так как с увеличением длины камеры смешения уменьшается скорость шаров за счет увеличения числа рикошетов, что так же приводит к уменьшению скорости подъема шаров в затрубном пространстве и расхода шаров;
4. угол раскрытия диффузора принять равным 10°, так как в ряду 10°–20°–30°–0° диаметр скважины уменьшается. Это связано с траекторией движения шаров в снаряде;
5. диаметр сопла принять равным 3,5 мм, так как при этом значении диаметра сопла расход жидкости и скорость шаров максимальны.

Литература

1. Патент № 143090, Е 21 В 7/18. Стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения / А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков и др. – № 2014106459/03; Заявлено 20.02.2014; Опубл. 10.07.2014.
2. Ковалев А.В., Симон А.А., Яцкив А.А., Исаев Е.Д. Исследование влияния геометрических параметров шароструйно-эжекторных буровых снарядов на эффективность их работ // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. - С. 408-411
3. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
4. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.

РАЗРАБОТКА УЛАВЛИВАЮЩЕ–ПОДПИТЫВАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РЕЙСОВОЙ СКОРОСТИ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

А.В. Ковалев, Е.Д. Исаев, В.В. Урниш

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета проводятся теоретические и экспериментальные исследования шароструйного способа бурения, который может дать значительный прирост скорости бурения в твердых и крепких горных породах, увеличить проходку на долото. Кроме того, шароструйный способ бурения легко вписывается в существующую технологию бурения механическими способами с промывкой и не потребует значительного переоборудования буровой установки.

Шароструйный способ бурения основан на разрушении горных пород посредством воздействия металлических шаров, обладающих большой кинетической энергией непосредственно перед контактом с породой и многократно циркулирующих в призабойной зоне скважины за счет струйного аппарата, положенного в основу конструкции шароструйно-эжекторного долота.

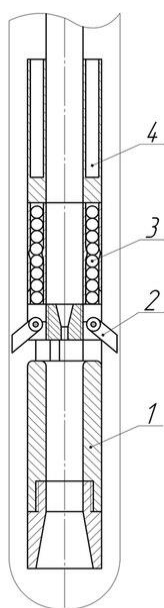


Рис. 1. Схема компоновки низа бурильной колонны с улавливающе-подпитывающим устройством:
 1 – буровой снаряд; 2 – задерживающее устройство;
 3 – забойный шаропитатель; 4 – забойный шароуловитель

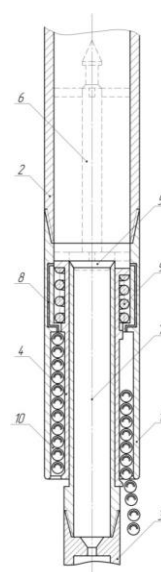


Рис. 2. Забойный шаропитатель: 1 – корпус; 2 – колонна бурильных труб; 3 – ШЭБС; 4 – подвижный элемент; 5 – седло; 6 – запорный клапан; 7 – центральный канал; 8 – перепускной канал; 9 – пружина; 10 – отсек для размещения шаров

Нами было доказано [1], что наиболее эффективной для разрушения твердых и крепких горных пород является конструкция шароструйно-эжекторного бурового снаряда с соплом и камерой смешения цилиндрической формы с их последовательным осевым расположением. При этом камера смешения должна заканчиваться диффузором, а для направления шаров из затрубного пространства непосредственно в камеру смешения в конструкцию снаряда должно включаться задерживающее устройство.

В процессе шароструйного бурения неизбежен износ шаров. Результаты американских исследователей свидетельствуют о том, что при бурении кварцита за 3,5 часа вес порции в 63,5 кг уменьшился на 1,13 кг [2]. По результатам промышленных испытаний Увакова А.Б. [3] в среднем за 100 ч бурения шары изнашиваются по диаметру на 4–5 мм.

Процесс бурения шароструйным способом складывается из определенных последовательных этапов: 1) спуск шаров на забой скважины; 2) спуск шароструйно-эжекторного бурового снаряда; 3) процесс бурения; 4) подъем снаряда из скважины; 5) улавливание шаров с забоя скважины.

По методикам расчета шароструйных снарядов различных авторов [2–5] диаметр используемых шаров больше диаметра первичного сопла, т.е. исключается возможность спуска шаров через колонну бурильных труб. Спуск шаров через зазор между бурильными трубами и стенками скважины является нерациональным вследствие высокой вероятности заклинивания шаров и их недоспуска до забоя скважины. В ходе производственных испытаний способа было опробовано два способа доставки шаров на забой. Первый способ заключался в доставке шаров в бумажных пакетах, сбрасываемых в скважину, которые после начала циркуляции бурового раствора размягчались и выносились на устье. Вторым вариантом доставки – с помощью контейнера, представляющего из себя колонковую трубу, суженную в нижней части и забитую глиной. Контейнер спускали на бурильных трубах, включением насоса под давлением промывочной жидкости шары выдавливались из контейнера, после чего он поднимался.

Для извлечения шаров с забоя скважины использовали шароуловители различных конструкций, спускаемые на забой скважины после подъема долота из скважины.

Высокая трудоемкость, низкая надежность и значительные потери времени на спуско-подъемные операции при выполнении операций по замене изношенных шаров новыми требуют разработки технических средств, обеспечивающих повышение рейсовой скорости бурения. Так, представляется возможной разработка устройства, способного наряду с заменой изношенных шаров новыми спускать шары на забой и поднимать их с забоя скважины вместе с буровым снарядом. Исходя из целевого назначения предлагаемого устройства, назовем его улавливающе-подпитывающим.

Разработанная схема компоновки низа бурильной колонны с улавливающе-подпитывающим устройством (УПУ) представлена на рисунке 1. При этом УПУ состоит из складывающегося задерживающего устройства 2 лепесткового типа, забойных шаропитателя 3 и шароуловителя 4.

Принцип работы УПУ заключается в выполнении следующей последовательности технологических операций:

1. спуск представленной компоновки низа бурильной колонны до забоя скважины (при этом задерживающее устройство находится в транспортном положении);

2. воздействие на забойный шаропитатель с целью подачи на забой первой порции шаров;
3. воздействие на задерживающее устройство (ЗУ), перевод его в рабочее положение;
4. процесс бурения до появления признаков чрезмерного износа шаров;
5. воздействие на ЗУ, перевод его в транспортное положение (при этом лепестки ЗУ перекрывают технологические окна бурового снаряда);
6. включение бурового насоса, подъем шаров до забойного шароуловителя, их улавливание;
7. воздействие на забойный шаропитатель, приводящее к высыпанию второй порции шаров на забой;
8. воздействие на ЗУ, перевод его в рабочее положение;
9. включение насоса, возобновление процесса бурения.

На первом этапе конструкторских работ нами разработан забойный шаропитатель [6], представленный на рисунке 2.

Забойный шаропитатель состоит из корпуса 1, соединенного в верхней части с колонной бурильных труб 2 и в нижней части с шароструйным аппаратом 3, и подвижного элемента 4, имеющего седло 5 для герметизированной посадки запорного клапана 6. В корпусе 1 имеется центральный 7 и перепускной канал 8. Между корпусом 1 и подвижным элементом 4 располагается пружина 9 и отсек для размещения шаров 10.

Принцип работы шаропитателя заключается в следующем. Перед спуском шаропитателя в скважину в отсек для размещения шаров 12 засыпаются шары. В процессе бурения через центральный канал 7 корпуса прокачивают буровой раствор. Подвижный элемент 4 удерживается в крайнем верхнем положении пружинной 9. Для осуществления подпитки шаров без остановки циркуляции бурового раствора с устья скважины в колонну бурильных труб 2 сбрасывают запорный клапан 6, который садится в седло 5 и перекрывает центральный канал 7. За счет роста давления бурового раствора на седло 5 пружина 9 будет сжиматься и подвижный элемент 4 переместится в крайнее нижнее положение, открыв перепускной канал 8. Благодаря воздействию сил гравитации и давления бурового раствора, подводимого через перепускной канал 8, шары высыпятся из отсека для их размещения 10 в затрубное пространство. После высыпания шаров останавливается циркуляция бурового раствора, при этом подвижный элемент 4 возвращается в исходное положение. Запорный клапан 6 извлекается из колонны бурильных труб 2 при помощи овершота, спускаемого на талевом канате. Далее включается буровой насос, процесс бурения возобновляется.

Разработана принципиальная схема улавливающе-подпитывающего устройства, способного осуществлять наряду с заменой изношенных шаров новыми спуск шаров на забой и их подъем с забоя скважины вместе с буровым снарядом. Также предложена конструкция забойного шаропитателя, позволяющего высыпать одну порцию шаров на забой скважины.

К числу дальнейших конструкторских работ следует отнести:

- разработка устройства и способа приведения задерживающего устройства в рабочее и транспортное положение;
- разработка конструкций забойных шаропитателей, обеспечивающих порционную подачу шаров на забой скважины;
- создание эффективных конструкций забойных шароуловителей;
- поиск альтернативных способов воздействия на элементы УПУ.

Литература

1. Kovalyov A.V. Designing the ejector pellet impact drill bit for hard and tough rock drilling [Электронный ресурс] / A.V. Kovalyov, S.Ya. Ryabchikov, Ye.D. Isaev, F.R. Aliev, M.V. Gorbenko, A.B. Strelnikova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2015. – Vol. 24. – Режим доступа: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012016>.
2. 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.
3. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
4. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
5. Kovalyov A.V. Pellet impact drilling operational parameters: experimental research [Электронный ресурс] / A.V. Kovalyov, S.Ya. Ryabchikov, Ye.D. Isaev, F.R. Aliev, M.V. Gorbenko, A.V. Baranova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24. – Режим доступа: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012015>.
6. Заявка на патент РФ № 2014148550, МПК E21B7/16. Забойный шаропитатель / Исаев Е.Д., Ковалев А.В. и др., заявл. 02.12.2014.

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ЗАКЛИНИВАНИЯ ШАРОВ ПРИ ШАРОСТРУЙНОМ БУРЕНИИ

А.В. Ковалев, И.О. Лисачев, Е.Д. Исаев

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Одним из перспективных гидродинамических способов разрушения пород является абразивный способ, реализуемый с помощью шароструйного бурения. Способ разрушения горных пород ударами шаров был предложен в 1955 г. Группой ученых американской нефтяной компании «Картер Ойл». Результаты этих исследований освещены в работах И.Э. Эскеля, Ф.Г. Дэйли, Л.У. Леджервуда. В результате проведенных

теоретических и экспериментальных работ был сделан вывод о возможности осуществления бурения данным способом. Дальнейшие исследования в данной области являются довольно перспективными, однако требуют проведение теоретических и экспериментальных проработок.

На кафедре бурения скважин ведутся исследования в данном направлении, был создан стенд, отработана методика проведения экспериментальных исследований.

Исследование влияния наличия и типа задерживающего устройства на эффективность шароструйного бурения

В ходе пробных испытаний было выявлено, что шары, поднимающиеся в затрубном пространстве, несмотря на разрежение поднимаются выше окон всасывания, потом, теряя скорость, опускаются и подсаживаются в камеру смешения. Заурбековым С.А. было предложено использование задерживающего устройства (ЗУ) цилиндрической формы, которое позволяет снять ограничения на производительность насосов при работе снаряда.

Нами спроектировано ЗУ цилиндрической формы, которое устанавливается над впускными окнами и центрирует буровой снаряд в стволе скважины. ЗУ было усовершенствовано путем создания в нем отверстий для выхода жидкости со шламом. Испытание показало, что при бурении шарами диаметром 2 и 2,5 мм образуются их скопления под ЗУ, а при использовании шаров диаметром 3 мм – их заклинивание в затрубном пространстве. Данная проблема была решена за счет создания ЗУ конусной формы с отверстиями для истечения жидкости со шламом, одновременно выполняющее роль центриатора. Лабораторные испытания показали эффективность данного ЗУ при использовании шаров всех используемых диаметров. Все поднимающиеся шары направляются от ЗУ к технологическим окнам, далее – непосредственно в камеру смешения снаряда.

При прочих равных условиях было проведено бурение струйным аппаратом без ЗУ, с ЗУ цилиндрической и конусной формы. Результаты показали, что наибольшая эффективность разрушения наблюдается при использовании ЗУ конусной формы. Так же нами было разработано еще несколько форм ЗУ, которые еще не были испытаны экспериментально (Рис.1).

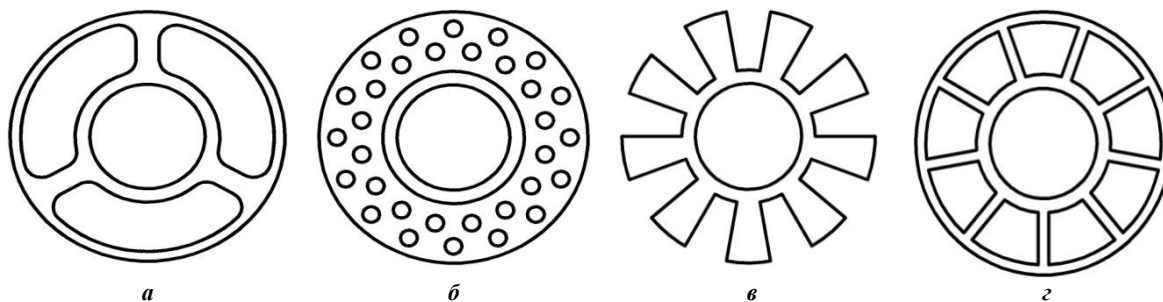


Рис.1 Виды задерживающих устройств

Исследование влияния массы порции шаров на эффективность шароструйного бурения

На следующем этапе было проведено исследование влияния массы порции шаров на эффективность разрушения керамической плитки при забурке скважины (Рис.2). Установлено, что при увеличении массы порции шаров диаметр скважины слабо зависит от массы порции шаров. При увеличении массы порции шаров объем скважины вначале увеличивается, а потом уменьшается, что говорит о наличии оптимального значения массы порции шаров для конкретных условий бурения. Вследствие меньшего количества ударов шаров в начале эксперимента наблюдается меньший объем скважины. При увеличении массы порции шаров до оптимального значения наблюдается увеличение объема скважины до определенного предела. Дальнейшее повышение массы порции шаров приводит к снижению объема скважины, а при достижении критической массы порции шаров бурение вовсе прекращается в связи с заклиниванием шаров в затрубном пространстве под задерживающим устройством.

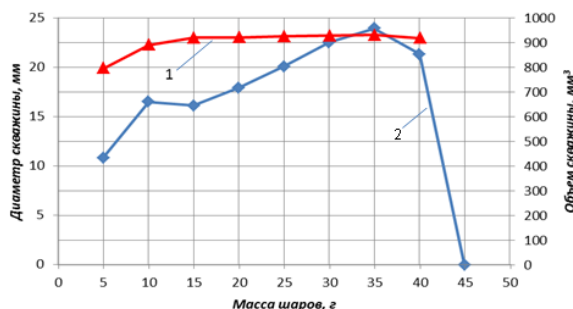


Рис.2 Зависимость диаметра (1) и объема (2) скважины от массы порции шаров

С помощью высокоскоростной съемки проведено исследование причин заклинивания шаров в затрубном пространстве при их критическом количестве. Под заклиниванием шаров подразумевается скопление шаров перед впускными окнами, приводящее к прекращению их циркуляции, следовательно, остановке процесса

бурения. Заклинка происходит в начальный момент бурения при большом количестве шаров, реже – в процессе бурения. Стоит отметить, что причина заклинки связана с применением задерживающего устройства. На рисунке 5 представлены кадры, характеризующие этапы, предшествующие заклиниванию шаров.

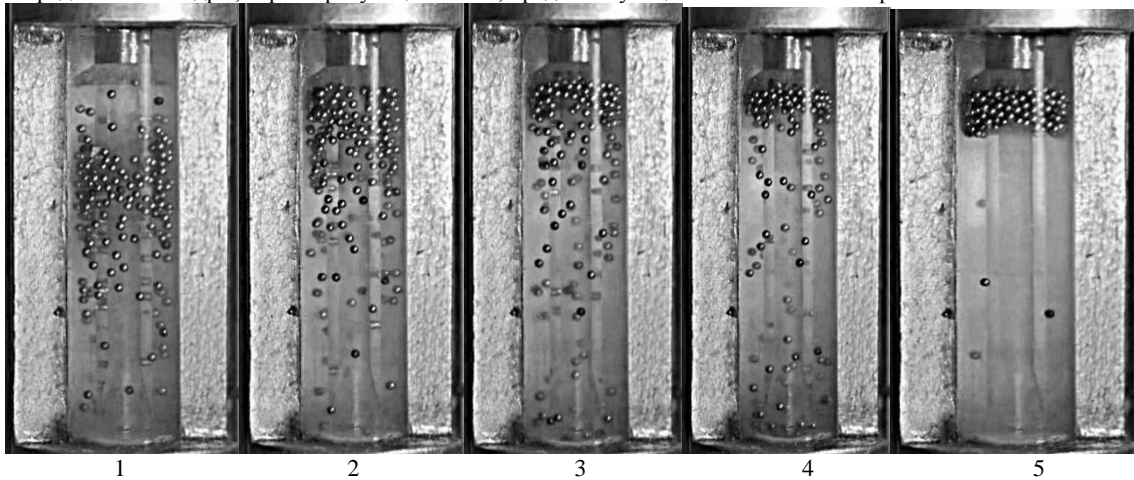


Рис. 5 Кадры, характеризующие этапы, предшествующие заклиниванию шаров в начале бурения

Ниже приводится описание этапов, предшествующих заклиниванию шаров:

1. В начальный момент времени шары поднимаются в затрубном пространстве за счет взаимодействия с восходящим потоком жидкости.
2. Шары поднимаются к задерживающему устройству, взаимодействуя с которым, направляются к впускным окнам.
3. Пришедшие первыми к задерживающему устройству шары подсасываются через впускные окна в камеру смешения.
4. Количество шаров, проходящих через впускные окна, меньше количества шаров, подходящих к задерживающему устройству. В результате у впускных окон наблюдается скопление шаров.
5. В определенный момент времени перед задерживающим устройством скапливается критическое количество шаров, когда нижерасположенные шары оказывают давление на вышележащие ряды с силой, направленной вертикально вверх. В результате этого процесса шары, находящиеся перед впускными окнами, располагаются таким образом, что не имеют возможности проходить через впускные окна. Происходит их заклинивание. [3].

Вышеописанные наблюдения позволили сделать следующие выводы:

1. Заклинка происходит в результате переизбытка шаров в системе, когда их количество больше оптимального, соответствующего наибольшей эффективности бурения. Следовательно, при правильном расчете оптимального количества шаров она не является серьезной проблемой.
2. Заклинка безусловно связана с использованием задерживающего устройства, поэтому избежать ее возможно путем совершенствования его конструкции и расположения относительно технологических окон.

В ходе проведения экспериментальных работ были выявлены следующие способы ликвидации заклинивания:

1. Произвести кратковременный подъем долота с последующим опусканием. В результате подъема долота давление, оказываемое потоком жидкости на скопление шаров в затрубном пространстве уменьшится. Это в свою очередь приведет к перераспределению шаров перед впускными окнами, что позволит устранить заклинку.
2. Придать шароструйному аппарату малую угловую скорость. В результате будет происходить перераспределение шаров перед впускными окнами, что поспособствует прохождению шаров и устранению заклинки.

Исследование влияния длины камеры смешения на эффективность шароструйного бурения

Для определения оптимальной длины камеры смешения в ряду длин $5 \cdot d_{кз}$; $7,5 \cdot d_{кз}$; $10 \cdot d_{кз}$; $12,5 \cdot d_{кз}$; $15 \cdot d_{кз}$; $17,5 \cdot d_{кз}$ предварительно были выявлены значения оптимальных масс порции шаров при забурке скважины. Стоит отметить, что оптимальная масса порции шаров при увеличении длины камеры смешения увеличивается, что связано с большим объемом бурового снаряда и затрубного пространства.

Таблица 1

Влияние длины камеры смешения на оптимальную массу порции шаров

Длина камеры смешения	40	60	80	100	120	140
Оптимальная масса порции шаров	20	25	30	30	35	35
Исходные данные: Исходные данные: $d_{аэ}^H=16$ мм, $d_{кз}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зв}=40^\circ$, $h_{мо}=6,1$ мм, $\alpha_{р0}=10^\circ$, $h_0=1$ мм, $d_{из}=3,5$ мм, $R_{0з}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{рас}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода – мрамор, промывочная жидкость – вода						

Экспериментальные исследования влияния длины камеры смешения на оптимальную массу порции шаров проводились при бурении скважин в образцах мрамора с расхаживанием снаряда. Полученные результаты исследований, представленные в табл. 1.

В ходе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Более эффективной формой ЗУ является коническая, благодаря которой шары направляются к технологическим окнам.
3. При использовании конического ЗУ при критической массе порции шаров происходит их заклинивание в затрубном пространстве.
4. С помощью высокоскоростной съемки исследована причина заклинивания шаров под задерживающим устройством.
5. Разработаны способы ликвидации заклинивания.

Литература

1. Патент № 143090, Е 21 В 7/18. Стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения / А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков и др. – № 2014106459/03; Заявлено 20.02.2014; Опубл. 10.07.2014.
2. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
3. Исаев Е.Д. Исследование процессов шароструйного бурения с помощью высокоскоростной видеосъемки // Труды XVIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 401–405.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СНАРЯДОВ С ЦЕЛЬЮ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ ДЛЯ ИХ РАСЧЕТА

Т.Е. Константинов

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Томском политехническом университете на кафедре бурения скважин проводятся исследования шароструйно-эжекторных буровых снарядов (ШЭБС). Ключевым вопросом является разработка геометрических параметров ШЭБС. Для этого были разработаны лабораторный стенд [1] и методика проведения экспериментальных исследований. При этом впервые для шароструйного бурения использовалась высокоскоростная съемка.

На рис. 1. представлена конструкция ШЭБС, с возможностью смены составных частей долота.

Ранее был проведен литературный обзор [2], который выявил значительное количество различных методик расчета струйных аппаратов. Одним из основных геометрических параметров скважины, характеризующий эффективность бурения является объем скважины $V_{скв}$. Объем скважины определяется по формуле:

$$V_{скв} = V_{ш} \cdot N \cdot t \cdot \rho, \quad (1)$$

где $V_{ш}$ – объем воронки разрушения при ударе одного шара; N – количество соударений шаров с забоем за единицу времени; t – время бурения; ρ – коэффициент, учитывающий снижение скорости разрушения в реальных условиях.

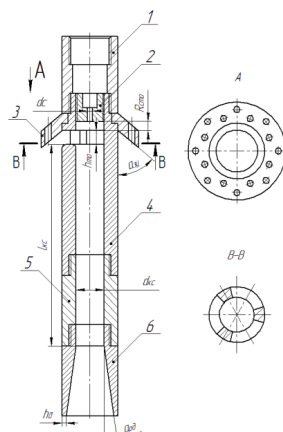


Рис. 1. Шароструйно-эжекторный буровой снаряд: 1 – переходник на нагнетательную магистраль; 2 – сопло; 3 – задерживающее устройство; 4 – камера всасывания; 5 – камера смешения; 6 – диффузор; d_c – диаметр сопла; $R_{смо}$ – расстояние между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон; $h_{мо}$ – высота технологических окон; $\alpha_{зп}$ – угол конусности задерживающего устройства; $l_{кc}$ – длина камеры смешения; $d_{кc}$ – диаметр камеры смешения; $\alpha_{до}$ – угол раскрытия диффузора; $h_{д}$ – толщина стенки диффузора.

Исследование влияния расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон на эффективность шароструйного бурения

При оптимальных значениях расстояния между долотом и забоем, диаметра и массы порции шаров было проведено исследование влияния расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхаживанием бурового снаряда при следующих исходных параметрах: $d_{oc}^H=16$ мм, $d_{kc}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зв}=40^\circ$, $h_{mo}=4,2$ мм, $l_{kc}=60$ мм, $\alpha_{po}=10^\circ$, $h_o=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=20$ г, $R_{o3}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{pac}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода

По окончании бурения замерялись геометрические параметры скважин (табл. 1). По таблице видно, что увеличение расстояния в исследуемом диапазоне мало влияет на диаметр скважины. Однако объем и глубина скважины при увеличении расстояния довольно интенсивно уменьшаются.

Для выявления причин уменьшения эффективности шароструйного бурения при увеличении расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон при вышеописанных условиях проведена высокоскоростная съемка. Результаты обработки видеофайлов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Влияние расстояния между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон на эффективность шароструйного бурения. Расход и скорость шаров в камере смешения

Расстояние между соплом и верхним срезом окон, мм	Геометрические параметры скважины					Результаты высокоскоростной съемки	
	Объем скважины, мм ³	Диаметр скважины, мм	Глубина цилиндрической части скважины, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем, мм	Глубина скважины, мм	Расход шаров, ш/с	Скорость шаров в камере смешения, м/с
0	30800	25	57,2	65,8	70,8	1084	8,387
3	24100	24,9	46	54,5	58	1055	7,778
6	21370	24,8	39,1	48,1	51,2	1050	6,457

Полученные результаты показывают, что при увеличении расстояния при относительно постоянном значении расхода шаров их скорость в камере смешения уменьшается. Это связано с уменьшением коэффициента эжекции снаряда. Уменьшение скорости шаров ведет к уменьшению объема и глубины скважины, что подтверждается результатами, полученными при забурке скважины и бурении с расхаживанием бурового снаряда.

Исследование влияния высоты технологических окон на эффективность шароструйного бурения

Было проведено исследование влияния высоты технологических окон на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхаживанием бурового снаряда с шагом $1,25 \cdot d_{ш}$; $1,75 \cdot d_{ш}$; $2,25 \cdot d_{ш}$. Полученные результаты сведены в табл. 2. По таблице видно, что увеличение высоты окон в исследуемом диапазоне мало влияет на диаметр скважины, а объем и глубина скважины при увеличении высоты окон незначительно уменьшаются.

Для интерпретации полученных результатов была проведена высокоскоростная съемка. Обработка полученных видеофрагментов позволила посчитать расход и скорость шаров в камере смешения при бурении снарядами с различной высотой окон (табл. 2).

Таблица 2

Влияние высоты окон на эффективность шароструйного бурения. Расход и скорость шаров в камере смешения

Высота окон, мм	Геометрические параметры скважины					Результаты высокоскоростной съемки	
	Объем скважины, мм ³	Диаметр скважины, мм	Глубина цилиндрической части скважины, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем, мм	Глубина скважины, мм	Расход шаров в камере смешения, ш/с	Скорость шаров в камере смешения, м/с
4,2	34180	25,4	62,9	70,1	74,1	1188	9,445
6,1	30800	25	57,2	65,8	70,8	1154	9,226
7,8	28900	25,2	53,3	60,6	65,2	1166	8,939
Исходные данные: $d_{oc}^H=16$ мм, $d_{kc}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зв}=40^\circ$, $l_{kc}=40$ мм, $\alpha_{po}=10^\circ$, $h_o=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=20$ г, $R_{o3}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{pac}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода							

По таблице видно, что при увеличении высоты окон при относительно постоянном значении расхода шаров их скорость в камере смешения уменьшается. Анализ видеофрагментов показал, что с увеличением высоты окон в области под задерживающим устройством увеличивается количество скопившихся для последующего всасывания шаров. Последнее приводит к уменьшению коэффициента эжекции снаряда, следовательно, уменьшению скорости шаров в камере смешения. Уменьшением скорости шаров объясняется уменьшение объема и глубины скважины.

Исследование влияния длины камеры смешения на эффективность шароструйного бурения

Для определения оптимальной длины камеры смешения в ряду длин $5 \cdot d_{кс}$; $7,5 \cdot d_{кс}$; $10 \cdot d_{кс}$; $12,5 \cdot d_{кс}$; $15 \cdot d_{кс}$; $17,5 \cdot d_{кс}$ предварительно были выявлены значения оптимальных масс порции шаров при забурке скважины. Стоит отметить, что оптимальная масса порции шаров при увеличении длины камеры смешения увеличивается, что связано с большим объемом бурового снаряда и затрубного пространства.

Экспериментальные исследования влияния длины камеры смешения на эффективность разрушения проводились при бурении скважин в образцах мрамора с расхаживанием снаряда.

Исходные данные: $d_{ос}^{н}=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{эп}=40^\circ$, $h_{мо}=6,1$ мм, $\alpha_{рв}=10^\circ$, $h_0=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $R_{03}=5$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t_{рас}=5$ мин, $t=40$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода

По полученным данным построены графики зависимости диаметра, объема (рис. 2) и глубины (рис. 3) скважины от длины камеры смешения. Анализ графиков показывает, что с увеличением длины камеры смешения уменьшается диаметр скважины и ее объем. Максимальная глубина скважины зафиксирована при бурении буровыми снарядами с длиной камеры смешения, равной 40 и 60 мм.

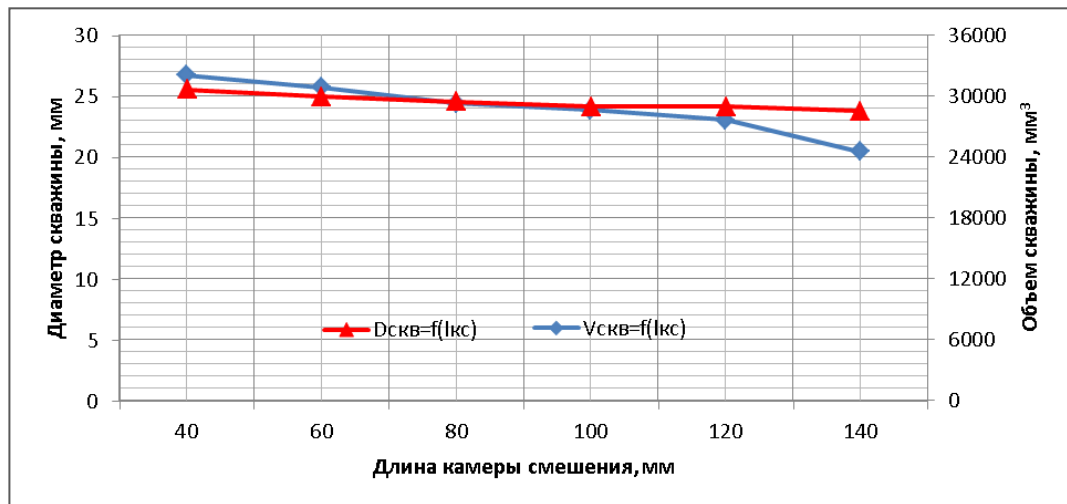


Рис. 2. Зависимость диаметра и объема скважины от длины камеры смешения

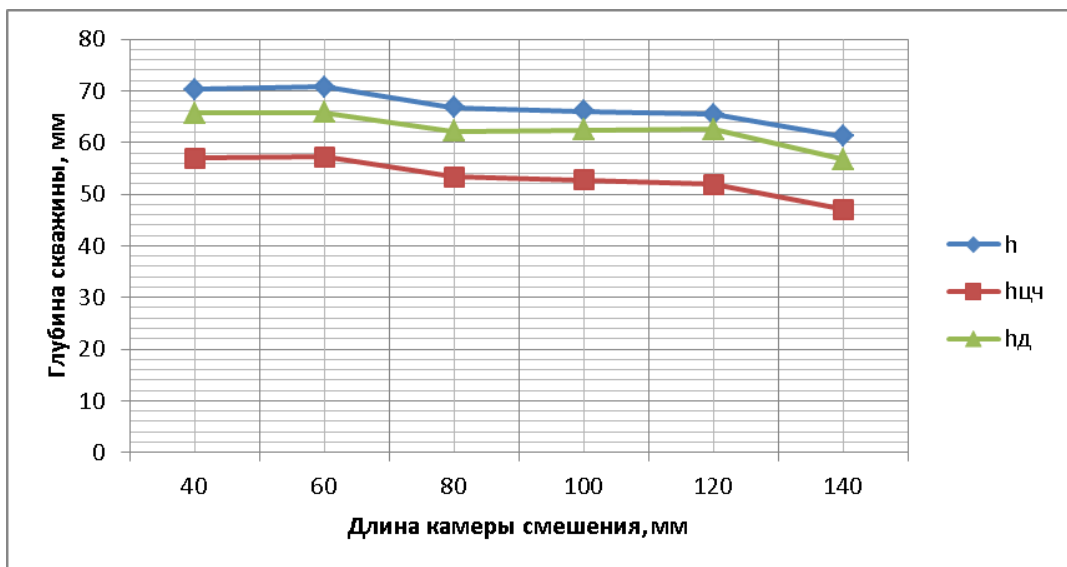


Рис. 3. Зависимость глубины скважины от длины камеры смешения

Для интерпретации вышеописанных результатов была проведена высокоскоростная съемка, результаты которой представлены в табл. 3.

Таблица 3

Расход и скорость шаров в камере смешения при разных значениях ее длины

Длина камеры смешения, мм	40	60	80
Расход шаров в камере смешения, шт/с	1084	1020	967
Скорость шаров в камере смешения, м/с	8,387	7,597	7,361

Анализ данных, представленных в табл. 3, указывает на уменьшение скорости шаров в камере смешения при увеличении ее длины, что поясняется большим количеством рикошетов о ее стенки. К тому же, согласно результатам американских исследователей, увеличение длины камеры смешения ведет к уменьшению коэффициента эжекции. Уменьшение скорости шаров в камере смешения приводит к уменьшению скорости их подъема в затрубном пространстве, тем самым, к меньшему расходу шаров.

Исследование влияния угла раскрытия диффузора на эффективность шароструйного бурения

Исследования влияния угла раскрытия диффузора на эффективность разрушения мрамора проводились при бурении скважин с расхождением снаряда с периодичностью $t_{рас}$ при следующих исходных параметрах: $d_{ас}^н=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зв}=40^\circ$, $h_{мо}=4,2$ мм, $l_{ас}=60$ мм, $h_0=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=20$ г, $R_{0з}=5$ мм, $Q_0=6,7$ л/мин, $t_{рас}=5$ мин, $t=30$ мин, горная порода: мрамор, промывочная жидкость: вода. Форма забоя скважины представлена на рис. 4.

По экспериментальным данным видно, что при угле раскрытия диффузора, равного 10° диаметр, глубина и объем скважины максимален. Диаметр скважины в ряду $10^\circ-20^\circ-30^\circ-0^\circ$ уменьшается.

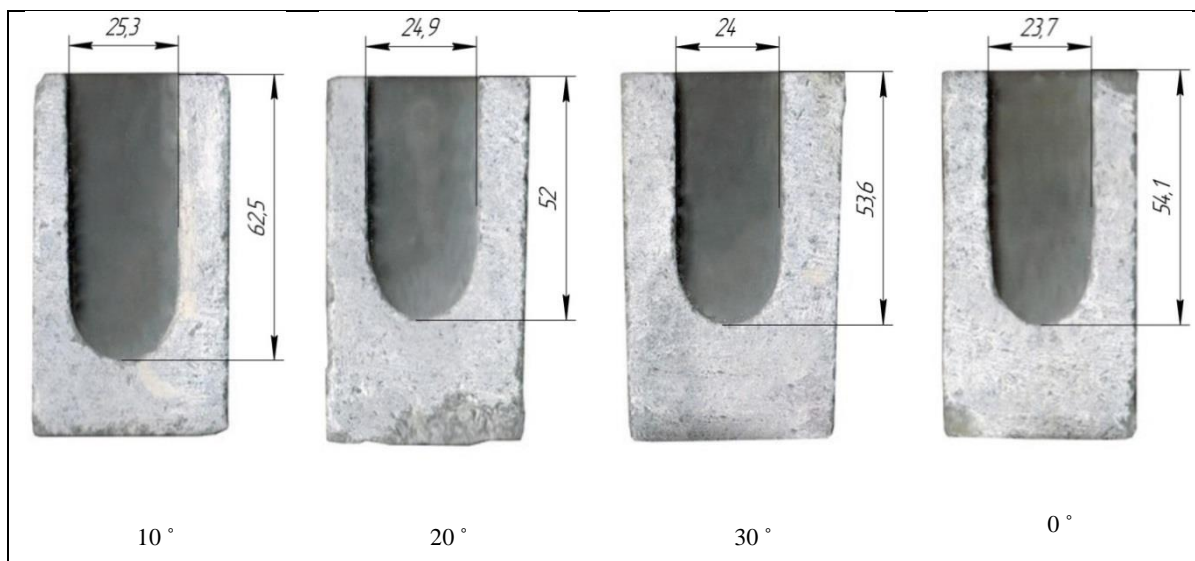


Рис. 4. Форма скважин при варьировании угла раскрытия диффузора

Была проведена видеорегистрация процесса бурения при варьировании угла раскрытия диффузора. Результаты высокоскоростной съемки представлены в табл. 4.

Таблица 4

Расход и скорость шаров в камере смешения при разных значениях углов раскрытия диффузора

Угол раскрытия диффузора, °	10	20	30	0
Расход шаров в камере смешения, шт/с	1084	1041	1011	890
Скорость шаров в камере смешения, м/с	8,387	7,668	6,884	6,728

Полученные данные показывают, что в ряду $10^\circ-20^\circ-30^\circ-0^\circ$ уменьшается расход шаров в камере смешения, что связано с образованием скоплений шаров между буровым снарядом и забоем скважины. Уменьшение скорости шаров в камере смешения связано с возрастанием количества рикошетов о стенки бурового снаряда в нижней области.

Исследование влияния диаметра сопла на эффективность шароструйного бурения

В табл. 5 представлены измеренные основные параметры струйного аппарата с первичными соплами разных диаметров при неизменном диаметре камеры смешения. Анализ данных показал, что при увеличении значения геометрического параметра струйного аппарата, т.е. при уменьшении диаметра сопла, увеличивается его коэффициент эжекции. В связи с использованием центробежного насоса с гибкой напорно-расходной характеристикой с уменьшением диаметра сопла увеличивается давление перед соплом, следовательно, уменьшается расход рабочего потока.

Таблица 5

Основные параметры струйного аппарата при варьировании диаметра сопла

Диаметр сопла d_c , мм	Давление перед соплом P_c , МПа	Расход рабочего потока Q_p , л/мин	Расход смешанного потока Q_c , л/мин	Основной геометрический параметр m	Коэффициент эжекции $n_{эж}$
2	1,1	6,7	30,6	16	3,563
2,5	0,95	9,8	32,824	10,24	2,349
3	0,8	12,8	35,5	7,111	1,773
3,5	0,75	15,8	42,12	5,224	1,659
4	0,65	16,9	30,3	4	0,791

На следующем этапе проводилось сравнение эффективности разрушения долотами с различными диаметрами сопел. В связи с необходимостью определения оптимальной массы порции шаров эксперименты проводились при ее варьировании. При этом производилась забурка скважины при следующих условиях: $d_{нбс}=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $\alpha_{зу}=40^\circ$, $h_{то}=4,2$ мм, $l_{кс}=40$ мм, $\alpha_{рд}=10^\circ$, $h_{д}=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $R_{дз}=5$ мм, $t=1$ мин, разрушаемый материал: керамическая плитка, промывочная жидкость: вода. По полученным экспериментальным данным построен график (рис. 5).

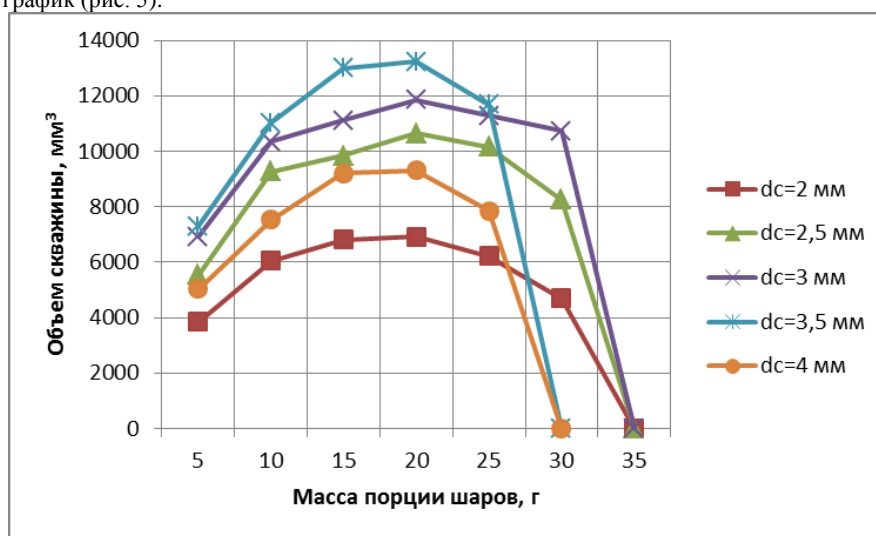


Рис. 5. Зависимость объема скважины от массы порции шаров при различных значениях диаметра сопел

Приведенный график показывает, что в ряду диаметров сопел 2–2,5–3–3,5 мм объем скважины возрастает, при диаметре сопла 4 мм – падает. Вместе с тем, критическая масса порции шаров при диаметрах сопел, равных 3,5 и 4 мм, падает, что связано с маленькими значениями коэффициента эжекции при этом. Важным является тот факт, что оптимальная масса порции шаров в исследуемом диапазоне изменения диаметра сопел является постоянной.

На следующем этапе была проведена высокоскоростная съемка. Обработка полученных видеофрагментов позволила посчитать расход и скорости шаров в камере смешения при бурении снарядами с различным диаметром сопел (табл. 6).

Анализируя данные съемок, можно заметить, что в ряду диаметров сопел 2–2,5–3–3,5 мм увеличивается скорость шаров в камере смешения, что объясняется увеличением скорости смешанного потока в камере смешения.

Увеличение скорости шаров в камере смешения приводит к увеличению их расхода. Таким образом, экспериментально определились предположения Увакова А.Б. [3] и Заурбекова С.А. [4]. Это связано с тем, что в момент подсосывания шаров в технологические окна при больших скоростях смешанного потока шары быстрее покидают верхнюю область бурового снаряда, не препятствуя поступлению других шаров.

Таблица 6

Расход и скорость шаров в камере смешения, отношение скорости шаров к рассчитанной скорости жидкости без шаров при разных значениях диаметра сопла

Диаметр сопла, мм	2	2,5	3	3,5	4
Расход шаров в камере смешения, ш/с	1084	1118	1224	1368	1120
Скорость шаров в камере смешения, м/с	8,387	9,445	9,616	10,015	8,046
Рассчитанная скорость жидкости без шаров, м/с	10,151	10,889	11,777	13,973	10,05
Отношение скорости шаров к скорости жидкости	0,826	0,867	0,816	0,716	0,8

На основе данных, представленных в табл. 5, удалось посчитать отношение скорости шаров к скорости промывочной жидкости в камере смешения (табл. 6). Следует отметить, что при диаметре сопла, равном 3,5 мм, наблюдается уменьшение отношения скорости шаров к скорости промывочной жидкости в камере смешения, что объясняется значительным увеличением расхода шаров при этом.

На основе проделанных экспериментов при проектировании буровых снарядов рекомендуется использовать следующие соотношения между геометрическими параметрами:

1. расстояние между выходным сечением сопла и верхним срезом технологических окон принять равным 0 мм, так как при таком значении расстояния скорость шаров в камере смешения максимальна;
2. высоту технологических окон принять равным 4,2 мм, так как чем меньше высота технологических окон, тем больше коэффициент эжекции, следовательно больше скорость шаров в камере смешения;
3. длину камеры смешения принять равным 40 мм, так как с увеличением длины камеры смешения уменьшается скорость шаров за счет увеличения числа рикошетов, что так же приводит к уменьшению скорости подъема шаров в затрубном пространстве и расхода шаров;
4. угол раскрытия диффузора принять равным 10°, так как в ряду 10°–20°–30°–0° диаметр скважины уменьшается. Это связано с траекторией движения шаров в снаряде;
5. диаметр сопла принять равным 3,5 мм, так как при этом значении диаметра сопла расход жидкости и скорость шаров максимальны.

Литература

1. Патент № 143090, Е 21 В 7/18. Стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения / А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков и др. – № 20141106459/03; Заявлено 20.02.2014; Опубл. 10.07.2014.
2. Ковалев А.В., Симон А.А., Яцкив А.А., Исаев Е.Д. Исследование влияния геометрических параметров шароструйно-эжекторных буровых снарядов на эффективность их работ // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014.- С. 408-411
3. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
4. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАБОЙНЫХ МАШИН УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

Г.Р. Романов

Научный руководитель доцент П.С. Пушмин

*Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г. Иркутск, Россия*

Как известно, механическая скорость бурения скважин в твердых горных породах имеет прямую зависимость от оптимального сочетания величин основных режимных параметров – осевого усилия, частоты вращения инструмента и количества подаваемой на забой промывочной жидкости [1, 3]. Однако, пропорциональность между величинами основных режимных параметров и эффективностью процесса разрушения твердых горных пород при бурении далеко не очевидна, поэтому необходим поиск вариантов сохранения углубки за один оборот инструмента наряду со снижением до оптимальных значений основных режимных параметров и энергоемкости разрушения в целом.

В реальных условиях бурения значительная доля затрат энергии расходуется на переизмельчение бурового шлама на забое скважины, что является причиной снижения углубки за один оборот инструмента и механической скорости бурения. Как отмечено в работе [2], это связано с проявлением, так называемого, масштабного фактора упрочнения обломков разрушенной горной породы – повышением прочности единичного

обломка при уменьшении его размера. Помимо повышения энергозатрат на разрушение горной породы и снижения скорости углубки, многократное перемалывание шлама на забое скважины приводит к интенсивному износу резов бурового инструмента.

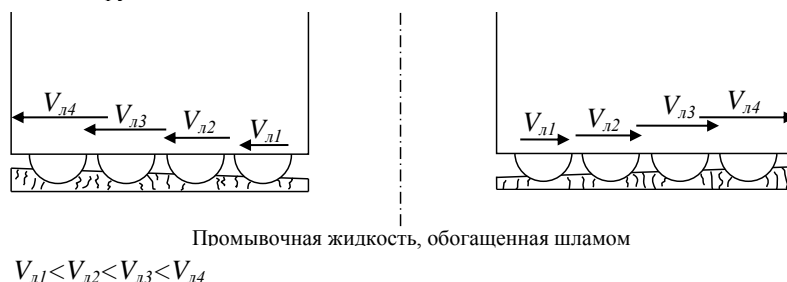


Рис. 1. Схема для анализа неравномерного износа резов породоразрушающего инструмента

Учитывая неодинаковость линейных скоростей перемещения резов $V_{л}$ (скоростей резания-скалывания горной породы), расположенных на разных концентрических окружностях торца породоразрушающего инструмента, ближние к оси вращения резы производят работу по разрушению горной породы с большей интенсивностью, чем дальние. Следует предположить, что для дальних от оси вращения резов износ о частицы разрушенной породы носит усталостный характер с возможностью их быстрого заполирования. При этом, степень нерационального износа резов породоразрушающего инструмента увеличивается по мере отдаления от оси вращения за счет повышения количества переизмельчаемого под резами шлама (рис. 1). В свою очередь, режим течения жидкости под торцом породоразрушающего инструмента должен быть максимально турбулентным и радиально направленным, что увеличит эффект отделения шлама от забоя [5].

С учетом сказанного, необходим поиск способов иницирования работы дальних от оси вращения резов породоразрушающего инструмента с целью снижения, во-первых, их нерационального износа, а, во-вторых, энергии, затрачиваемой на переизмельчение шлама. Следует отметить, что согласно теории разрушения, обеспечение равномерности износа резов породоразрушающего инструмента позволит повысить углубку за один оборот и механическую скорость бурения, тем самым добиться роста эффективности разрушения твердых горных пород в целом.

Одним из способов повышения эффективности разрушения твердой горной породы за счет изменения механики ее разрушения без увеличения потребляемой энергии (компрессорной, либо насосной), может являться приложение на инструмент внецентренного ударного импульса [6], вектор которого направлен в сторону расположения резов, находящихся на дальних концентрических окружностях торца породоразрушающего инструмента (рис. 2).

Экспериментальные работы по бурению блоков горных пород (мрамора и долерита) при различных режимных параметрах показали эффективность вращательно-ударного способа бурения с внецентренным приложением ударных импульсов. Установлена неодинаковость влияния величины эксцентриситета E для различных горных пород. Так, при разрушении долерита – упруго-хрупкой горной породы – реализуется боковое скалывание единичным алмазным резцом, при котором рациональна малая величина эксцентриситета, а при бурении мрамора – более пластичной горной породы – резание, при котором требуется большее значение эксцентриситета, поскольку в этом случае необходима большая амплитуда бокового перемещения реза.

Также установлено, что оптимальные значения E , находящиеся, согласно результатам исследований, в интервале от 0 до 2,4 мм, снижаются с увеличением энергии удара $A_{УВ}$ (рис. 3). При этом, энергия удара снижается по мере увеличения эксцентриситета его приложения E [4], что говорит о существенном снижении энергоёмкости разрушения породы при некотором эксцентриситете его приложения в сравнении с центральным ударом. При этом объем разрушения при внецентренном ударе превышает объем разрушения породы при центральном ударе ($E=0$), а прирост объема разрушения более значителен для твердых и хрупких горных пород.

Это объясняется тем, что в момент внецентренного удара проявляется действие не только осевого, в направлении забоя, ударного импульса, но и сдвиговые ударные усилия в плоскости забоя.

Известно [5], что величина давления сжатого воздуха P пропорциональна удельному весу ударника (Q/F) и величине угла вектора ударного импульса Δ , а, соответственно, и эксцентриситета приложения ударной нагрузки E . Таким образом, уменьшение величины эксцентриситета приложения ударной нагрузки E позволит снизить величину давления воздуха P , необходимого для эффективного ударного разрушения твердой горной породы. Данная зависимость в целом подтверждена результатами экспериментальных исследований.

Также известно, что на эффективность вращательно-ударного бурения, помимо величины эксцентриситета, влияет также расстояние r от точки приложения ударного импульса до торца породоразрушающего инструмента. При этом оба фактора являются взаимозависимыми и их значения должны подбираться исходя из оптимального сочетания, определяемого опытным путем.

Для того, чтобы выяснить степень влияния данного фактора на эффективность процесса разрушения горных пород решено было провести ряд дополнительных экспериментов. Сравнительный анализ графиков механической скорости и углубки за один оборот инструмента показал снижение показателей эффективности разрушения горной породы при уменьшении расстояния от точки приложения удара до забоя (при прочих равных условиях). Такие результаты могут быть объяснены тем, что при уменьшении расстояния r вектор ударной нагрузки направлен ближе к оси скважины, что не позволяет в полной мере реализовать энергию удара.

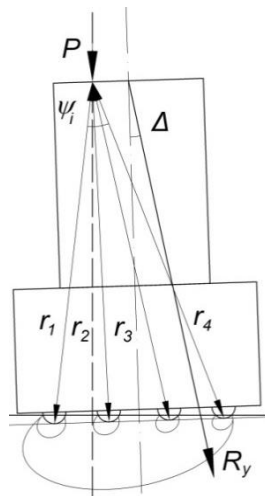


Рис. 2. Схема для исследования процесса внецентренного приложения ударного импульса

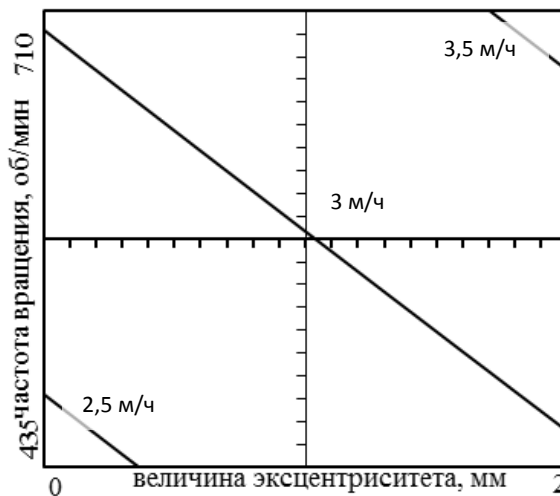


Рис. 3. Графики зависимости механической скорости от величины эксцентриситета и частоты вращения бурового инструмента

Для того, чтобы понять, каким образом регулировать оптимальное сочетание расстояния r и эксцентриситета E , необходимо рассмотреть некоторые особенности механики разрушения горных пород.

Теоретические исследования [4] показали, что максимальные значения напряжений наблюдаются под резцами, расположенными со стороны центра приложения удара. При этом максимальные значения напряжений превышают, а минимальные – существенно ниже уровня напряжений, получаемых при центральном ударе, при котором напряжения под всеми породоразрушающими вставками равны.

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований получен рост механической скорости и углубки за один оборот инструмента. По-нашему мнению, это может быть обусловлено отклонением вектора ударного импульса от оси вращения, что при определенном значении эксцентриситета направляет энергию удара в периферийную (рабочую) часть торца алмазной коронки и увеличивает углубление резцов в горную породу.

Литература

1. Воздвиженский Б.И. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения / Б.И. Воздвиженский, Г.А. Воробьев, Л.К. Горшков [и др.] – М.: Недра, 1990. – 208 с.
2. Евсеев В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для вузов / В.Д. Евсеев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 151 с.
3. Нескоромных В.В., Пушмин П.С. Бурение скважин: учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014. – 396 с.
4. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. Исследование возможности формирования ствола различной кривизны в скважинах внецентренными точечными ударами//Известия ВУЗов. Геология и разведка. – М.: 1995. – №2.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2008. – 300 с.
6. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами//Известия вузов. Геология и разведка. – М.: 1999. – № 6. – С. 115-120.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ БУРЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ПРИЛОЖЕНИИ ВНЕЦЕНТРЕННЫХ УДАРНЫХ ИМПУЛЬСОВ

Г.Р. Романов, П.В. Семенов, А.В. Логинов

Научные руководители профессор В. В. Нескоромных, доцент П.С.Пушмин
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Повышение эффективности буровых работ определяется совершенствованием способов разрушения горных пород, технологии бурения и бурового инструмента. В настоящее время наиболее производительным из основных механических способов бурения является ударно-вращательное бурение. В основном данный способ бурения находит применение при бурении пневмоударниками (технология RC) и гидроударниками и может использоваться, прежде всего, при бескерновом бурении, поскольку значительные по величине ударные импульсы приводят к разрушению керна.

Для роста производительности ударно-вращательного бурения повышают величину ударного импульса за счет более высокого давления подаваемого в скважину воздуха. Данное направление интенсификации процесса разрушения пород дает практически прямо пропорциональный рост механической скорости бурения по

мере повышения давления сжатого воздуха. Одновременно растет стоимость затрат на бурение, поскольку требуется применение более мощного оборудования и инструмента повышенной прочности.

Ранее предложено для повышения производительности бурения горных пород различной твердости применить внецентренное приложение ударных импульсов в отличие от центрального приложения удара со стороны ударника забойной машины. Результаты экспериментальных работ на стенде показали некоторый рост объема разрушения горной породы при определенном значении эксцентриситета приложения удара [1]. В данном случае повышение объема разрушаемой породы вследствие приложения внецентренного удара объясняется изменением механизма разрушения горной породы. При внецентренном ударе по инструменту со стороны ударника происходит не только осевое внедрение породоразрушающих вставок в породу, но боковое скалывание породы. В результате лунки разрушения в породе приобретают некоторую овальность, а объем разрушенной породы оказывается выше, если величина эксцентриситета не превышает некоторой величины.

Для продолжения исследований влияния эксцентриситета приложения ударного импульса на процесс и эффективность разрушения горных пород проведены экспериментальные работы по бурению долерита и мрамора однослойной алмазная кронка диаметром 59 мм с наложением как центральных, так и внецентренных ударных импульсов. Эксцентриситет приложения удара регулировался изменением формы торцевой части ударника гидроударника ГВ-6 (от кольца к кольцу с удаленной лыской различных размеров). Расстояние от точки приложения внецентренного удара до забоя равнялось 0,7 м. Экспериментальные работы выполнены на буровом стенде, оснащенный буровым станком СКБ-4, насосом НБ-3, киловаттметром и ИСБ.

Интервалы варьирования, уровни и кодирование факторов эксперимента приведены в таблице.

Таблица

Интервалы варьирования, уровни и кодирование факторов эксперимента

Интервал варьирования и уровень факторов	Частота вращения, мин ⁻¹	Осевое усилие, даН	Количество ПАВ в технической воде, %	Величина эксцентриситета бойка, мм
Основной уровень	572,5	1000	0,15	1,2 / 3,4 / 5,5
Интервал варьирования	137,5	200	0,15	5,5
Нижний уровень	435	800	0	0
Верхний уровень	710	1200	0,3	2,4 / 6,8 / 11,0
Кодовое обозначение	x_1	x_2	x_3	x_4

На основании результатов опытного бурения долерита получены математические модели влияния осевого усилия (фактор x_1), частоты вращения (фактор x_2), количества ПАВ в технической воде (фактор x_3) и величины эксцентриситета (фактор x_4) на механическую скорость бурения V_M и углубление за один оборот породоразрушающего инструмента $h_{об}$.

Полученные экспериментальные модели указывают на то, что максимальные значения механической скорости бурения достигнуты при максимальных значениях режимных параметров. При этом для долерита – упруго-хрупкой породы – повышение величины эксцентриситета только до определенного значения (2,4 мм по условиям эксперимента) способствует повышению механической скорости бурения при промывке скважины технической водой.

Максимальные значения углубления за один оборот при бурении долерита наблюдаются при величинах эксцентриситета 2,4 и 11 мм, что, вероятно, вызвано идентичностью схемы поражения забоя внецентренными ударными импульсами при этих значениях.

Максимальное углубление за один оборот для всех условий эксперимента получено при частоте вращения 435 мин⁻¹, что говорит о режиме объемного разрушения горной породы.

Повышение величины эксцентриситета однозначно положительно сказалось на механической скорости бурения долерита с использованием водного раствора ПАВ (0,3%): повышение механической скорости бурения получено при значениях эксцентриситета в интервалах 5–6,8 мм и 8–11 мм, при этом, углубление за один оборот инструмента имеет максимальные значения при величинах эксцентриситета 2,4 и 11 мм.

Максимальное значение механической скорости бурения мрамора при промывке водой получено при значениях эксцентриситета в интервале 1,4–2,4 мм и осевой нагрузке 1150–1200 даН, а максимальное значение углубления за оборот при величине эксцентриситета 2,4 мм и осевой нагрузке 1200 даН.

При бурении мрамора с использованием водного раствора ПАВ максимальная механическая скорость получена при бурении с центральным приложением ударов, а по мере повышения эксцентриситета скорость бурения снижалась. Вместе с тем, наблюдался некоторый рост механической скорости по мере повышения величины эксцентриситета при практически неизменном значении углубления за один оборот, что указывает именно на проявлении механизма внецентренного разрушения резанием-скалыванием пластичного мрамора в плоскости забоя.

Результаты проведенного исследования позволяют сделать следующие основные выводы:

экспериментально доказана эффективность применения способа вращательно-ударного бурения с внецентренным приложением ударных импульсов в сравнении с обычным гидроударным бурением;

процесс бурения с приложением внецентренных ударных импульсов характеризуется неодинаковостью механических скоростей и величин углубления за оборот при различных значениях эксцентриситета для каждого типа исследуемой горной породы и промывочного агента;

оптимальные значения эксцентриситета приложения ударов находятся в диапазоне от 0 до 2,4 мм; влияние величины эксцентриситета для различных горных пород неодинаково. Так, при разрушении долерита – упруго-хрупкой горной породы – реализуется боковое скалывание единичным алмазным резцом, при котором рациональна малая величина эксцентриситета (не более 2,4 мм по условию эксперимента), а при бурении мрамора – более пластичной горной породы – резание, при котором требуется большее значение эксцентриситета (, поскольку в этом случае необходима большая амплитуда бокового перемещения алмазного резца;

применение водного раствора ПАВ в ряде случаев не оказало положительного влияния на эффективность бурения, так как, по-нашему мнению, скорость образования деформаций в породе в связи с приложением ударных импульсов возрастает и эффект от ПАВ не проявляется. Также, возможно, что угол образования трещин относительно плоскости забоя предразрушения в области забоя при гидроударном бурении с внецентренным нанесением ударов изменяется в сравнении с обычным вращательным бурением, тем самым эффект от ПАВ не проявляется. Возможно также проявление смазывающего эффекта при нанесении ударов, снижающего энергию единичного удара;

дальнейшие исследования процесса бурения породы с нанесением внецентренных ударных импульсов следует проводить в направлении поиска оптимального значения эксцентриситета приложения удара в области малых значений (0 – 2,4 мм), при меньшем значении расстояния от точки приложения удара до забоя и при различных значениях энергии удара в режиме ударно-вращательного бурения.

Литература

1. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами/ В.В. Нескоромных // Изв. вузов. Геология и разведка. – М.: 1999. – № 6. – С. 115–120 .
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

А.Н. Спиридонов, Е.Д. Исаев

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из наиболее перспективных гидродинамических способов разрушения горных пород является абразивный способ, реализуемый с помощью шароструйного бурения. Данный способ был предложен американскими исследователями И.Э. Эскемем, Ф.Г. Дэйли, Л.У. Леджервудом и др. [3]. Результаты лабораторных и полевых исследований данного способа бурения А.Б. Уваковым [2] показали возможность достижения высоких механических скоростей бурения (до 20 м/час в крепких горных породах), а результаты работы казахского ученого С.А. Заурбекова показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с серийными долотами при бурении пород средней твердости [1].

На кафедре бурения скважин ведутся исследования в данном направлении, был создан стенд, отработана методика проведения экспериментальных исследований.

Эффективность шароструйного бурения определяется свойствами горных пород, геометрическими параметрами скважины, геометрическими параметрами бурового снаряда и технологическими режимами бурения (рис. 1).



Рис. 1. Классификация факторов, определяющих эффективность шароструйного бурения

Исследование влияния расстояния между долотом и забоем на эффективность шароструйного бурения

Было проведено исследование влияния расстояния между долотом и забоем на эффективность разрушения при забурке скважин. При этом исходными параметрами являлись: Исходные данные: $d_{bc}^{II}=16$ мм, $d_{kc}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{zv}=40^\circ$, $h_{mo}=4,2$ мм, $l_{kc}=100$ мм, $\alpha_{pd}=10^\circ$, $h_d=1$ мм, $D_{ш}=3$ мм, $m_{ш}=25$ г, $Q_p=6,7$ л/мин, $t=2$ мин, разрушаемый материал: керамическая плитка, промывочная жидкость: вода.

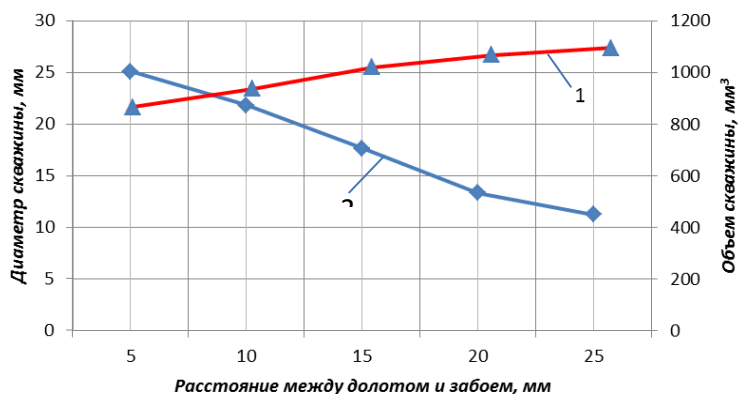


Рис. 2. Зависимость диаметра (1) и объема (2) скважины от расстояния между долотом и забоем

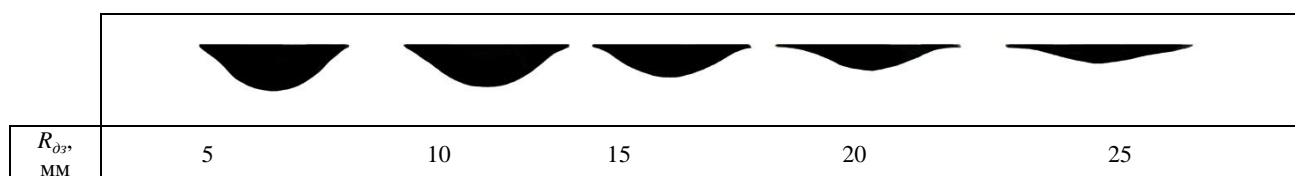


Рис. 3. Изменение формы криволинейной части забоя при варьировании расстояния между долотом и забоем

По полученным результатам можно сделать вывод, что при увеличении расстояния между долотом и забоем увеличивается диаметр скважины и уменьшается ее объем (рис. 2). Изменение формы забоя при увеличении расстояния между долотом и забоем представлено на рис. 3.

Исследование влияния диаметра используемых шаров на эффективность шароструйного бурения

Было проведено исследование влияния диаметра шаров на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхаживанием бурового снаряда с периодичностью $t_{рас}$. По окончании бурения замерялись геометрические параметры скважин и сканировалась их форма (рис. 5). Установлено, что при увеличении диаметра шаров увеличивается диаметр скважины, ее глубина и объем.

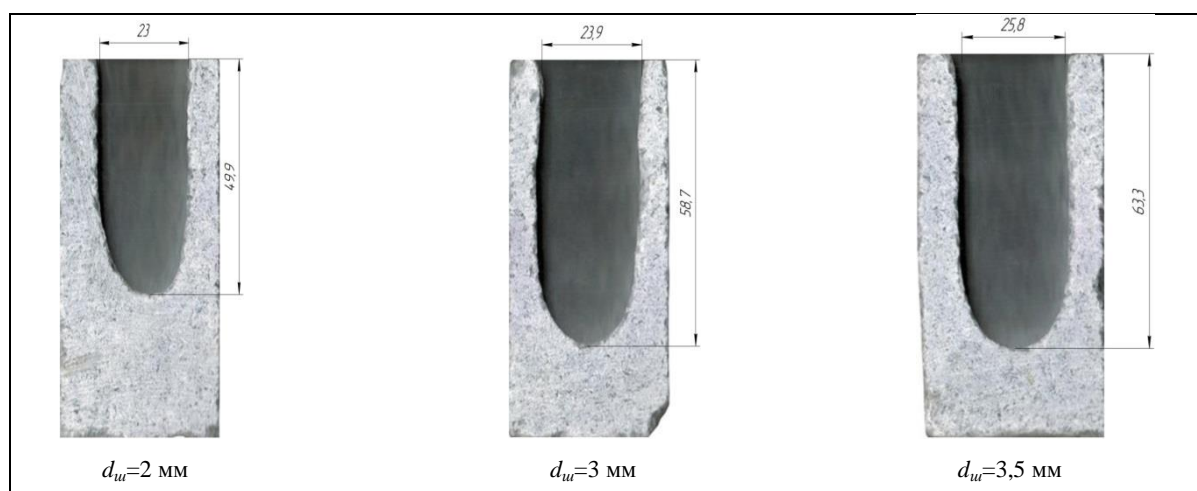


Рис. 5. Форма скважин при варьировании диаметра шаров

Для интерпретации полученных результатов была проведена высокоскоростная съемка. Обработка полученных видеофрагментов позволила посчитать расход, скорости шаров в камере смешения и затрубном пространстве при бурении шарами различных диаметров (табл. 6).

По табл. 2 видно, что в ряду 2–3–3,5 расход шаров и скорость их вылета из камеры смешения уменьшаются. Уменьшение расхода шаров поясняется уменьшением суммарного количества шаров при увеличении их диаметра. Также установлено, что средняя скорость движения шаров от верхнего до нижнего участка камеры смешения увеличивается, что связано с меньшим количеством рикошетов о стенки.

Таблица 2
Расход шаров и средняя скорость движения шаров различного диаметра на разных участках камеры смешения

Диаметр шаров $D_{ш}$, мм	Масса одного шара, г	Расход шаров $Q_{ш}$, шт/с	Общее количество шаров, участвующих в разрушении N , шт	Участок движения в камере смешения	Средняя скорость шаров в камере смешения $V_{кс}^{ш}$, м/с	Средняя скорость шаров в затрубном пространстве $V_{эп}^{ш}$, м/с	Средняя кинетическая энергия одного шара $E_{кин}$ при вылете из бурового снаряда, мДж
2	0,033	1461	304	верхний	7,545	0,949	2,682
				нижний	9,288	0,929	
3	0,111	529	90	верхний	7,397	0,727	7,023
				нижний	8,599	0,602	
3,5	0,175	252	57	верхний	7,091	0,778	9,816
				нижний	7,981	0,743	

Кроме того, анализ представленных данных, показал, что увеличение объема скважины при увеличении диаметра шаров достигается за счет большей кинетической энергии шаров, что приводит к большему объему горной породы, разрушенной при ударе одним шаром. Также при уменьшении диаметра шаров в пространстве под буровым снарядом наблюдается большое количество рикошетов, что приводит к увеличению значения коэффициента γ , следовательно, меньшей эффективности бурения.

Исследование влияния периодичности расхаживания на эффективность шароструйного бурения

Было проведено исследование влияния периодичности расхаживания на эффективность разрушения мрамора при бурении скважин с расхаживанием бурового снаряда. По окончании бурения замерялись геометрические параметры скважин (табл. 3).

Таблица 7
Геометрические параметры скважин при варьировании периодичности расхаживания

Время расхаживания $t_{рас}$, мин	Геометрические параметры скважины				
	Объем скважины $V_{скв}$, мм ³	Диаметр скважины $D_{скв}$, мм	Глубина цилиндрической части скважины $h_{ци}$, мм	Глубина в точке соприкосновения долота с забоем h_0 , мм	Полная глубина скважины h , мм
5	28460	24,1	54	62,3	66,9
10	28480	24,3	49	57,9	61,6
15	29000	26,7	44,9	52,7	57,4
20	28160	28,2	39,5	48,8	51,7
Исходные данные: $d_{ос}^H=16$ мм, $d_{кс}=8$ мм, $d_c=2$ мм, $\alpha_{зв}=40^\circ$, $h_{мо}=4,2$ мм, $l_{кс}=60$ мм, $\alpha_{до}=10^\circ$, $h_0=1$ мм, $d_{ш}=3,5$ мм, $m_{ш}=25$ г, $R_{дз}=10$ мм, $Q_p=6,7$ л/мин, $t=40$ мин, горная порода – мрамор, промывочная жидкость: вода.					

По таблице видно, что при увеличении периодичности расхаживания при относительно постоянном объеме скважины увеличивается диаметр скважины и уменьшается глубина скважины. Кроме того, можно отметить значительные неровности стенок скважины при высоких значениях времени расхаживания.

Выводы:

1. Бурение снарядом выбранной конструкции необходимо производить при минимально возможном расстоянии между долотом и забоем шарами максимально возможного диаметра.
2. Бурение скважин необходимо проводить при расхаживании бурового снаряда. При этом периодичность расхаживания должна быть минимальной, однако достаточной для разработки скважины до требуемого диаметра.

Литература

1. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Алматы, 1995. – 18 с.
2. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
3. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Vol. 207. – 1956. – p. 135.

БУРЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА КЮУМБИНСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ.

А.А. Харитонов

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Кюумбинское месторождение, относящееся к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции (ЮТЗ), открыто в 1973г. в Красноярском крае, и расположено на западе Сибирской платформы в пределах Мадринской депрессии, выделяемой по отложениям рифея.

Запасы Кюумбинского нефтегазоконденсатного месторождения составляют 281,7млн.т нефти (категорий АВС1+С2).

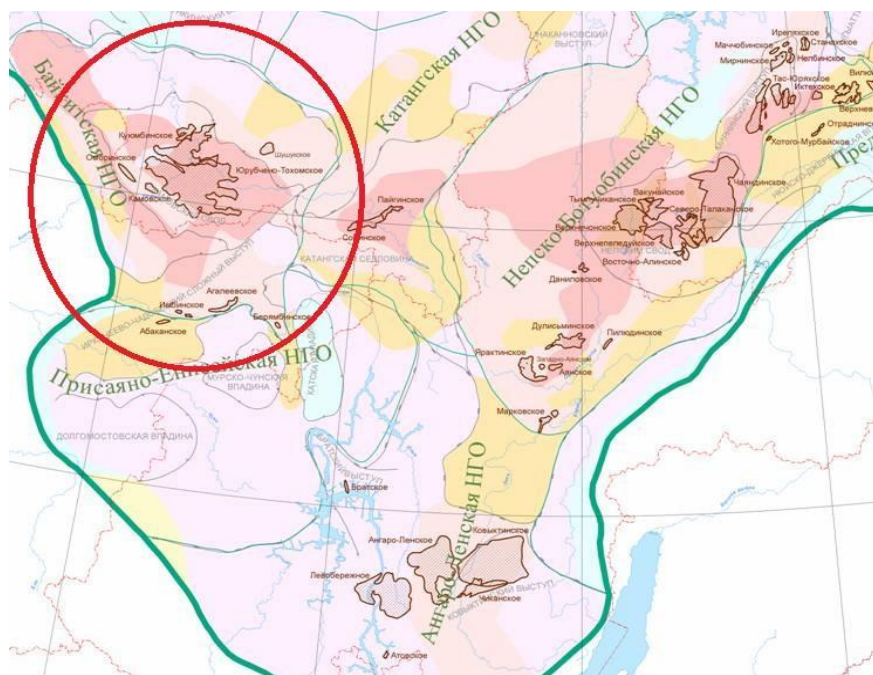


Рис. 1 Расположение Кюумбинского лицензионного участка

Таблица №1

Возможные осложнения по разрезу скважины

Наименование системы	Интервал, м		Максимальная интенсивность мЗ/час	Расстояние до статического	Есть ли потеря циркуляции, да/нет	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению
	от	до					
Кембрий (эвенк. св.)	6	486	до 20	0-200	да	повышенная репрессия, на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных	соответствие параметров раствора и компоновок буровой колонны проектным, ограничение скорости СПО
Кембрий (ангар. св.)	486	655	до 10	0-200	да	-//-	-//-
Кембрий (усольск. св.)	212 5	220 4	до 15	0-200	да	-//-	-//-
Венд (оскобин. св.)	238 5	220 4	до 20	0-200	да	-//-	-//-
Рифей	239 6	251 0	до 15	0-200	да	-//-	-//-

Кембрийская система (Ангарская, Верхнебельская, Усольская, Булайская свита), сложенная преимущественно доломитами, глинистыми доломитами, каменной солью, может быть осложнена при бурении возможными поглощениями бурового раствора до 20 м³/час.

Возможны также сужения ствола скважины при пластической деформации солевых отложений и глинистых пород.

Проблемы, возникшие при разбуривании геологоразведочных и эксплуатационных скважин, рассмотрены ниже, на примере скважин К-406 и К-206/куста №3.

При разбуривании скважины К-406 бурение под кондуктор Ø 245мм осуществлялось без выхода циркуляции, на технической воде. При бурении под эксплуатационную колонну Ø 178мм были вскрыты поглощения с интенсивностью от 2 м³/час до 12 м³/час. Помимо этого, на глубине 2525м наблюдалось сужение ствола скважины.

При бурении под «хвостовик» Ø127мм на скважине К-206/куст №3 возникли поглощения бурового раствора интенсивностью от 2 м³/час до 40 м³/час. Так же на глубине 3914 м увеличился выходящий поток промывочной жидкости скважины с падением плотности бурового раствора до 0,72 г/см³.

Бурение осуществлялось по следующей схеме:

для борьбы с поглощениями осуществлялись периодические порционные закачки вязкой пачки на основе эмульсионного бурового раствора, внедренные в углеводородную основу. В качестве наполнителей использовались: кольматант органический крупный, кольматант органический средний, кольматант органический мелкий, опилки древесные, экоцел А, глинопорошок ПБМА, мраморная крошка МК-600, мраморная крошка МК-800, которые вводились в рабочий мерник под всасывающий коллектор бурового насоса. Условная вязкость смеси составляла 155-120с.;

готовилась и закачивалась цементно-глинистая пачка с удельным весом 1,3г/см³ и вязкостью 190с., в состав которой входил ПЦТ1-50, глинопорошок ПМБМ;

осуществлялся спуск «открытого конца» для установок цементного моста;

проводилась работа методом ГИМ-поршень, включающая закрытие преентора (трубные плашки), задавку пачки в объеме при давлении и получение давления "Стоп". Далее осуществлялась техническая стоянка и наблюдение за давлением с последующим стравливанием давления и открытием преентора. По окончании процесса производилась промывка ствола скважина с минимальной производительностью и последующим переходом на рабочий режим насоса;

устанавливался профильный переключатель ОЛКС-216С (на скважине К-406): для чего спускался расширитель РММ 216/241, прорабатывался ствол скважины и затем проводились геофизические исследования ствола скважины (гамма каротаж + НГК, кавернометрия);

после всех перечисленных мероприятий осуществлялся переход с бурового насоса УНБ-600 на цементировочные агрегаты (ЦА-320);

снижалась производительность насосов (как при работе на буровом насосе, так и на цементировочном агрегате).

Проведя анализ режимов бурения, свойств бурового раствора, сопоставив фактическую привязку стратиграфии скважин можно отметить следующие закономерности:

Для предотвращения возможных осложнений, связанных с поглощениями бурового раствора, в интервалах предполагаемых поглощений необходимо снизить производительность буровых насосов до 7 - 10 л/с и перейти на цементировочные агрегаты. При вскрытии поглощения обрабатывать буровой раствор по циклу кольматантом (кольматант органический крупный, кольматант органический средний, кольматант органический мелкий, опилки древесные, экоцел А, глинопорошок ПБМА, мраморная крошка МК-600, N-Seal и т.д.);

Порционные закачки вязких пачек на основе ЭРУО (эмульсионный раствор на углеводородной основе) с условной вязкостью в пределах 115- 125 сек с последующей его «задавкой» под давлением в поглощающий пласт, позволяют в некоторых случаях значительно (с 12 м³ до 0,8 м³) снизить интенсивность вскрытого поглощения, а то и полностью его ликвидировать;

Использование профильного переключателя позволило ликвидировать поглощающий интервал и снизить временные и материальные потери буровой бригады на ликвидацию геологического осложнения и соответственно строительство скважины;

Для предотвращения эффекта поршневания предлагается снизить скорость СПО.

Осуществлять непрерывный мониторинг параметров бурового раствора. Любые отклонения параметров от проектных необходимо незамедлительно устранять промывкой скважины до их выравнивания.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ АЛМАЗНОЙ КОРОНКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ В ТВЕРДЫХ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

В.А. Штукерт, Г.Р. Романов, П.Г. Петенев, В.И. Иордан

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Одним из направлений совершенствования буровых инструментов является создание конструкций коронок и долот, обеспечивающих снижение искривления стволов скважин буримых в анизотропных горных породах [1,2].

Разработана новая алмазная коронка, защищенная заявкой на полезную модель (патент №148333) [3], которая учитывает основные недостатки известных технических решений. Данная коронка, в отличие от известных конструкций, отличается заданной асимметрией вооружения (рис.)

Ориентированный перекосяк торца коронки, вызванный изгибом колонкового снаряда и действием дестабилизирующих сил и моментов сил, который является основной причиной искривления скважины, исключается при бурении предлагаемой коронкой за счет появления дисбаланса сил резания-скалывания породы при бурении. В результате дисбаланса сил-резания скалывания при бурении предлагаемая коронка меняет режим работы на забое совершая процесс обращения вокруг оси скважины.

Для изучения особенностей механизма работы опытной коронки было проведено экспериментальное бурение на буровом стенде.

Экспериментальные исследования включали определение физико-механических свойств горной породы – долерита и бурение данной породы импрегнированной коронкой типоразмера NQ (наружный диаметр 76, 2 мм) с тонкой матрицей (8 мм) – без изменения торцевой части (КНТ) и той же коронкой, но уже с измененным торцом матрицы (КИТ). Бурение осуществлялось на буровом стенде, который оборудован буровым станком СКБ-4 и буровым насосом НБ-3.



Рис. Опытная коронка для бурения анизотропных горных пород : 1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов

Бурение горной породы осуществлено с применением в качестве промывочной жидкости воды и эмульсии (жидкое мыло концентрацией 0,12 %). В процессе бурения фиксировалось время бурения интервала с помощью секундомера и параллельно велась фиксация механической скорости проходки прибором ИСБ. Наряду с механической скоростью бурения фиксировались затраты мощности на бурение при различных параметрах режима.

Экспериментальное исследование буримости долерита стандартной – КНТ и опытной – КИТ коронками выполнено в соответствии с планом полного факторного эксперимента типа $N=2^k$, где N – число достоверных для получения достоверных результатов опытов; k – число учитываемых при эксперименте факторов. В качестве откликов были замерены:

- механическая скорость бурения v_m , м/ч;
- углубление за один оборот $h_{об}$, мм/об;
- энергоёмкость бурения N/v_m , кВт ч/м;
- мощность на бурение N , кВт;
- диаметр керна d_k , мм;
- угол смещения точки контакта корпуса коронки со стенкой скважины, Δ , град.

В результате обработки данных получены следующие эмпирические модели, отражающие основные аспекты процесса бурения долерита стандартной коронкой КНТ с применением в качестве очистного агента воды:

$$\begin{aligned} v_m &= 11,08 + 1,36 P_{oc} + 2,54 \omega + 0,32 P_{oc} \omega; \\ h_{об} &= 0,32 + 0,04 P_{oc} - 0,004 \omega - 0,0002 P_{oc} \omega; \\ N/v_m &= 1,02 - 0,025 P_{oc} - 0,13 \omega - 0,01 P_{oc} \omega, \end{aligned}$$

где P_{oc} , ω – значения параметров режима бурения (факторов) в закодированном выражении (-1 – для минимальных, +1 – для максимальных значений параметров факторов – P_{oc} и ω , в установленных планом эксперимента значениях).

При бурении коронкой КНТ с применением эмульсии получены несколько иные модели:

$$\begin{aligned} v_m &= 11,6 + 1,99 P_{oc} + 2,5 \omega + 0,57 P_{oc} \omega; \\ h_{об} &= 0,34 + 0,057 P_{oc} - 0,009 \omega - 0,0003 P_{oc} \omega; \\ N/v_m &= 1,0 - 0,0635 P_{oc} - 0,0735 \omega - 0,012 P_{oc} \omega. \end{aligned}$$

Анализ полученных данных показал, что достигается очень высокая механическая скорость бурения коронкой КНТ (более 15 м/ч), которая возрастает при применении эмульсии.

После проведения эксперимента с коронкой КНТ, у данной коронки было удалено два рабочих алмазосодержащих сектора и осуществлено бурение долерита при использовании тех же параметров режима. В результате получены следующие эмпирические модели при использовании в качестве очистного агента воды:

$$\begin{aligned}v_m &= 12,08 + 2,12 P_{oc} + 2,49 \omega + 0,45 P_{oc} \omega; \\h_{об} &= 0,355 + 0,062 P_{oc} - 0,013 \omega - 0,002 P_{oc} \omega; \\N/v_m &= 1,0 - 0,083 P_{oc} - 0,1 \omega + 0,012 P_{oc} \omega.\end{aligned}$$

При бурении с применением эмульсии получены иные модели:

$$\begin{aligned}v_m &= 12,32 + 2,48 P_{oc} + 2,54 \omega + 0,66 P_{oc} \omega; \\h_{об} &= 0,36 + 0,072 P_{oc} - 0,013 \omega - 0,0021 P_{oc} \omega; \\N/v_m &= 1,0 - 0,078 P_{oc} - 0,103 \omega + 0,003 P_{oc} \omega.\end{aligned}$$

С целью уточнения механизма работы алмазной коронки типа КИТ проведены **наблюдения износа боковой наружной поверхности коронки**. В данном случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности и матрицы коронки со стенкой скважины и изменение точки контакта при изменении параметров режима бурения. Для решения поставленной задачи на корпусе коронки были сделаны 8 наплавов методом сварки размером примерно 1,5×1,5 см (см. рис.). Наплавки выступали за пределы корпуса коронки на величину не большую, чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки). Пятно контакта буровой коронки со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавов.

Обработка данных эксперимента по изучению влияния параметров режима бурения на миграцию точки контакта осуществлена с использованием полного факторного эксперимента, аналогичного при исследовании буримости долерита базовой и опытной коронками. В качестве отклика принят угол смещения пятна контакта Δ . За начало отсчета угла Δ принято положение наплавки №2, которое совпадает с краем первого по направлению вращения широкого промывочного канала. Влияющими на угол Δ факторами остались действующие в условиях эксперимента осевая нагрузка P_{oc} и частота вращения ω . В результате обработки данных получена модель зависимости угла смещения контакта матрицы и корпуса коронки от параметров режима бурения.

Полученная модель имеет следующий вид

$$\Delta = 81,5 + 13,5 P_{oc} + 28,5 \omega - 3,5 P_{oc} \omega. \quad (1)$$

Эмпирическая модель (1) указывает на то, что влияние частоты вращения на смещение пятна контакта более чем в два раза значительнее в сравнении с влиянием осевого усилия. При этом полученный результат полностью соответствует данным о влиянии параметров режима бурения на изнашивание керна и указывает, прежде всего, на повышение дисбаланса сил сопротивления резанию-скалыванию породы резцами буровой коронки КИТ, что приводит к повышению силы прижатия матрицы и корпуса коронки к стенке скважины и на проворот коронки под действием изменяющихся внешних сил резания-скалывания породы и прижатия к стенке скважины.

Опытные работы показали, что опытная коронка показывает высокую работоспособность, а результаты испытаний позволяют выполнить дополнительные усовершенствования конструкции новой коронки. При этом выявлен механизм работы опытной коронки и в целом подтверждены результаты теоретического анализа. Полученные результаты опытных работ позволяют провести новый этап работ по усовершенствованию конструкции алмазной буровой коронки с целью повышения её эксплуатационных характеристик.

Литература

1. Кривошеев В.В. Искривление скважин в анизотропных породах. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 240 с.
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.
3. Спиринов В.И., Будюков Ю.Е., Нескоромных В.В. и др. Алмазная коронка для бурения. Патент на полезную модель РФ №148333. Опубликовано 10.12.2014 г.

Секция 16

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В общем комплексе работ при поисках, разведке и доразведке месторождений полезных ископаемых горно-разведочные работы занимают важное место, обеспечивая высокое качество и достоверность получаемых геологических данных, особенно в условиях разведки месторождений цветных, редких и благородных металлов. Странами СНГ ранее при разведке месторождений полезных ископаемых, главным образом, на стадии детальной разведки, ежегодно проводилось около 300 тыс.м горизонтальных горно-разведочных выработок, такой же объем горно-разведочных выработок ежегодно выполнялся и в других отраслях горнодобывающей промышленности.

Распад СССР и переход ряда горнодобывающих отраслей в частную собственность привели к кризису сырьевой базы страны. Недостаточно проводится прирост запасов полезных ископаемых. Объем горно-разведочных работ резко снизился. И, видимо, так долго не может продолжаться. Существующие рудники дорабатывают разведанные ранее в советское время полезные ископаемые, поэтому необходимо проводить горно-разведочные работы, чтобы увеличить запасы месторождений. По-новому надо подойти к существующим технологиям отработки рудников, максимально используя все полезные компоненты (многое уходит в отвал), и использовать нетрадиционные технологии, которые разработаны учеными, но не дошли до производства, необходимо усилить поисковые разведочные работы в таких регионах, как Читинская и Магаданская области, Хабаровский край, Якутия, Западная Сибирь.

Прогресс в технологии, технике и организации проведения горно-разведочных выработок видится в рациональном использовании разработок ученых, конструкторов и достижений практиков, полученных за предыдущее десятилетие, которые можно свести к следующему:

совмещению детальной разведки с промышленным освоением, т.е. сооружению и использованию для детальной разведки горно-капитальных и горно-подготовительных выработок (выработок разведочно-эксплуатационного назначения);

применению методов многовариантных расчетов организационно-технологических параметров горно-проходческих работ при составлении технологических карт их проведения;

совмещению отдельных процессов во времени и пространстве;

повышению уровня механизации горнопроходческих процессов;

применению научно обоснованных типовых решений по проведению горизонтальных горно-разведочных выработок.

Основные научные результаты, полученные сотрудниками кафедры горного дела при участии студентов ТПУ, следующие:

разработаны теоретические и практические основы 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, что позволяет сократить сроки разведки месторождений;

расширены и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири, на Северо-востоке страны, а также в Таджикистане и Узбекистане;

установлены взаимосвязи между технологическими и организационными факторами при разведке золоторудных месторождений, а также на месторождениях других цветных металлов;

разработан и предлагается принципиально новый методический подход к разработке ресурсосберегающей технологии проведения горизонтальных выработок, позволяющий учитывать в типовых и индивидуальных проектах подземных горнопроходческих работ основные параметры проектируемой разведочной сети;

впервые предлагается новая концепция расчета графика организации работ специализированных проходческих звеньев, при обслуживании одним комплектом мобильного проходческого оборудования нескольких забоев в течение смены.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ УДАРООПАСНОСТИ ПО ДАННЫМ ГЕОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

П.А. Аникин

Научный руководитель профессор И.Ю. Рассказов

Институт горного дела ДВО РАН г. Хабаровск, Россия

Проблема удароопасности на подземных рудниках существует уже несколько десятилетий. На больших глубинах, неизбежное при подземной разработке горное давление, проявляется в динамической форме (горные и

горные тектонические удары) и приводит к разрушению участков разрабатываемого массива, создавая серьезную угрозу жизни рабочих, нарушая порядок ведения горных работ, и тем самым снижают эффективность горного производства.

Одним из наиболее удароопасных месторождений Востока России, на котором зарегистрирован весь спектр динамических проявлений горного давления, является месторождение урановых руд «Антей», расположенное в юго-восточном Забайкалье и входящее в состав Стрельцовского рудного узла. Район месторождения приурочен к тектоническому узлу, образованному крупными разломными системами. [2, 3]. Практически все разновидности пород месторождения, а особенно лейкократовые граниты, проявляют склонность к упругому деформированию и хрупкому разрушению в динамической форме. Разработку месторождения «Антей» осуществляет рудник «Глубокий» ОАО «Приаргунского производственного горно-химического объединения».

Первые признаки удароопасности на месторождении Антей были отмечены более 30 лет назад, на стадии строительства при проходке стволов и разведочно-подготовительных выработок [4]. С переходом горных работ на более глубокие горизонты и увеличением выработанного пространства начал происходить рост числа и интенсивности динамических проявлений горного давления (рис. 1).

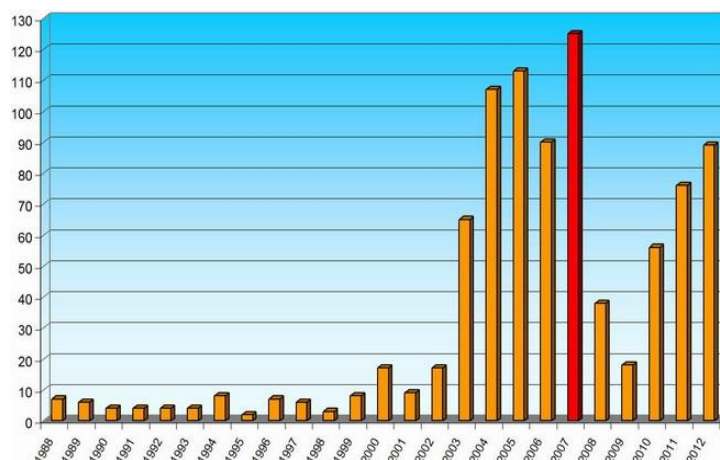


Рис. 1 Изменение числа динамических проявлений горного давления на месторождении Антей при его отработке

В горных выработках горное давление в основном проявляется в форме стреляний пород, динамического заколообразования, в виде разрушения искусственной кровли очистных заходок, щелчков и толчков внутри массива без выброса горной массы. Одной из основных форм динамических проявлений в последние годы является толчки в глубине массива и сотрясения. Если до 2009 г. толчки проявлялись в виде щелчков в массиве и пылеобразования по выработкам, то с 2010 г. динамические проявления стали ощущаться на поверхностном комплексе рудника в виде сейсмического события, при этом энергетика АЭ-событий выросла более чем в 3 раза.

Один из случаев мощного горного удара был зафиксирован на месторождении 29 января 2011г. в целике блока 6а-1110 12 заходки 11 слоя. В результате этого события из правого борта и почвы разгрузочного штрека № 1 было выброшено более 10 м³ породы, на протяжении 80 м разрушена крепь с поднятием почвы выработки на 5-15 см. По результатам расследования аварии установлено, что под- и надработка целика блока 6а-1110 привели к срыву по контакту с разломами и перемещению в вертикальном направлении рудно-породного блока клиновидной формы, ограниченного с двух сторон тектоническими нарушениями 13 и 160, с выделением энергии около 5500Дж, выбросом породы и разрушением крепления разгрузочного штрека, рис. 2.

Для оценки геомеханического состояния массива на глубоких горизонтах месторождения «Антей» с 2006 года применяется разработанная Институтом горного дела ДВО РАН многоканальная цифровая автоматизированная геоакустическая система контроля горного давления «Prognoz-ADS», которая позволяет регистрировать АЭ-события в частотном диапазоне 0,5-12 кГц и определять их параметры. По результатам геоакустического контроля формируется база данных различных параметров импульсов акустической эмиссии и в программном комплексе строятся карты акустической активности, отражающие процессы перераспределения напряжений в массиве горных пород.

По случаям наиболее крупных динамических проявлений, зарегистрированных в 2011 и 2012 гг. был проведен ретроспективный анализ данных геоакустического контроля. В ходе анализа были выявлены пространственно-временные закономерности формирования и развития очагов разрушения в удароопасных участках массива, заключающиеся в появлении в отдельных участках рудничного поля акустически-активных зон (ААЗ), излучающих упругие волны сейсмоакустического диапазона частот, в зависимости от его геомеханического состояния [1].

Экспериментально было установлено, что перед опасным динамическим проявлением горного давления за 3-5 суток наблюдается следующий сценарий поведения параметров акустически активной зоны: наблюдается

рост числа АЭ-событий ($N_{оз}$); уменьшение среднеквадратичного расстояния (R_{cp}) от источника АЭ до центра ААЗ; наблюдается увеличение суммарной энергии (E_{Si}); уменьшение временного интервала между АЭ-событиями (t_{cp}); снижение скорости миграции ($v_{оз}$) центра ААЗ ниже 8 м/сут, а в некоторых случаях до 1–2 м/сут. Все указанные признаки параметров ААЗ указывают на ухудшение геомеханического состояния участка массива горных пород.

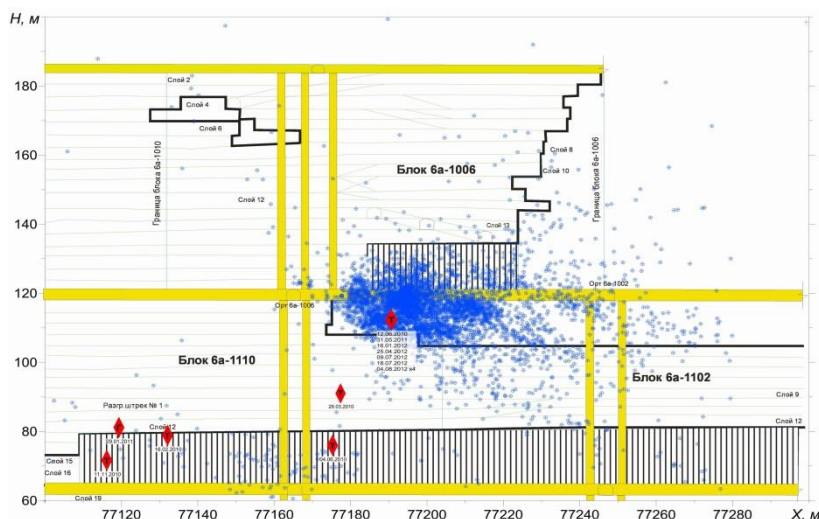


Рис. 2 Пространственное распределение динамических проявлений горного давления в период мониторинга 2010-2012г, в проекции на вертикальную плоскость

Определенная совокупность указанных параметров ААЗ формирует комплексный показатель $K_{уд}$, который представляет собой отношение значений суммарной энергии (E_{Si}) и числа АЭ-событий в ААЗ ($N_{оз}$) к значениям показателей среднеквадратичного отклонения R_{cp} , среднему временному интервалу между АЭ-событиями t_{cp} и скорости миграции центра ААЗ $v_{оз}$.

$$K_{уд} = \frac{E_{Si} \cdot N_{оз}}{R_{cp} \cdot t_{cp} \cdot v_{оз}}$$

Для выявления предельных или критических значений $K_{уд}$ построили интервально вариационный ряд по его значениям. В процессе вариационного анализа было установлено, что для условий месторождения «Антей» критический порог значений $K_{уд}$ находится в интервале 5,1-5,68, на этой границе значений начинаются изменения геомеханического состояния массива. При условии, когда значение $K_{уд}$ выше указанного, массив горных пород следует отнести к категории «опасно».

В ходе экспериментальных исследований было установлено, что за 3-5 суток до опасного динамического проявления в зоне контроля наблюдается рост значений $K_{уд}$ и превышение порога 5,116, указывая на ухудшение геомеханической ситуации в напряженном участке массива.

В процессе математической обработки значений $K_{уд}$, применив, в том числе, термины комбинаторной теории вероятности, установлено, что при возникновении условия, когда значения $K_{уд}$ превышают 5,116, вероятность прогноза динамического проявления составляет 85%.

В настоящее время предложенный комплексный показатель используется геомеханической службой рудника для осуществления средне- и краткосрочного прогноза удароопасности месторождения «Антей».

Литература

1. Аникин П.А. Оценка геомеханического состояния удароопасного массива горных пород по результатам геоакустического мониторинга на месторождении «Антей» // Проблемы недропользования: материалы VI Всероссийской научно-практической конференции. – Екатеринбург, 2012. – С. 421-431.
2. Рассказов И.Ю., Саксин Б.Г., Аникин П.А. Особенности природно-техногенной геодинамической структуры месторождения Антей и ее влияние на формирование удароопасности // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Мир горной книги», 2010. – № 9. – С. 122-127.
3. Рассказов И.Ю., Саксин Б.Г., Петров В.А., Просекин Б.А. Геомеханические условия и особенности динамических проявлений горного давления на месторождении Антей // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 2012 – № 3. – С. 3-14.
4. Саксин Б.Г., Рассказов И.Ю., Просекин Б.А. Исследование процессов геомеханической самоорганизации природно-технических систем на удароопасных месторождениях востока России // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во «Мир горной книги», 2011. – № 9. – С. 118-124.

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫШНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ПРИРОДНОГО ЛАНДШАФТА ПРИ ОТКРЫТОЙ РАЗРАБОТКЕ
УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Д.М. Борзых, А.М. Никитина

Научный руководитель доцент, А.М. Никитина

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

С целью обоснования технологии вскрышных работ проведен анализ существующих способов отвалообразования, на основании которого сделан вывод, что выбор способа отвалообразования во многом зависит от физико-технических свойств складываемых пород и пород, лежащих в основании отвала, а также от средств механизации отвальных работ. Выбор средств механизации для складирования пород зависит в основном от видов карьерного транспорта.

На разрезе «Междуреченский» в настоящее время основными видами транспорта на перевозках вскрышных пород являются ж/д и автотранспорт, в действующей схеме приняты экскаваторный и бульдозерный способ отвалообразования. При ж/д транспорте вскрышных пород отвалообразование производится экскаваторами мехлопата и драглайн. При автотранспорте вскрышных пород применяется бульдозер.

При изучении недостатков бульдозерного отвалообразования, являющегося до настоящего времени единственным способом приема вскрыши, вывозимой автомобильным транспортом, разработан способ приема грунта на автотранспорте. Предлагается применение драглайна на приеме автомобильной вскрыши. Драглайны могут применяться для отвалообразования при автомобильном транспорте, особенно на карьерах со сложным рельефом местности, при использовании под отвалы бросовых площадей (старые гидроотвалы, заболоченные озера, старые русла рек и др.). Схемы отвалообразования драглайнами при автомобильном транспорте могут быть эффективно использованы для интенсификации отвальных работ по сравнению с бульдозерным отвалообразованием, а также для создания стабильной технологии, при которой обеспечивается движение автосамосвалов по дорогам улучшенного качества.

Рассмотрев схему на примере разреза «Междуреченский» сделан вывод о том, что предложенный способ отвалообразования обеспечит высокопроизводительную и экономичную работу по складированию породы и дает следующие преимущества над бульдозерным отвалообразованием:

созданы более безопасные условия для работы автомобильного транспорта на отвале с точки зрения подъезда к бровке отвала;

значительно увеличена высота отсыпаемого яруса и сокращается протяженность транспортных коммуникаций, увеличиваются сроки их службы;

появилась возможность отсыпать отвал выше транспортного горизонта, уменьшить протяженность, увеличить срок службы, улучшить качество временных автомобильных дорог на отвале;

увеличена производительность автосамосвалов благодаря более высоким скоростям при передвижении и маневрах на отвале;

работа автомобильного транспорта на отвале не зависит от климатических условий благодаря полустационарной разгрузочной площадке и улучшенному состоянию автодорог;

под автоотвалы можно использовать площади старых гидроотвалов, поймы рек, озер, глубокие лога и овраги, так как разгрузочная площадка располагается вне зоны действия оползневых явлений;

в значительной мере сократились бульдозерные работы при складировании породы вскрыши на отвале.

Так же изучены различные методы по рекультивации нарушенных земель в процессе выемки полезного ископаемого.

На момент окончания горных работ остаются большие территории пустующих площадей, не пригодных для использования. Рассмотрим рекультивацию горного отвода на примере разреза «Междуреченский».

Горный отвод представляет собой семь ступеней высотой примерно 15 метров, шириной 10 метров, угол уступа 37°. Состояние горного отвода на момент окончания горных работ показан на рисунке.

Так как рекультивация, которую проводят угольные предприятия, является не эффективной и не законченной (нарушенные земли так и не находят применения) были рассмотрены несколько направлений рекультивации нарушенных земель на данном предприятии в зависимости от последующего использования (сельскохозяйственное, архитектурно – планировочное, лесохозяйственное, водохозяйственное, рекреационное). На примере разреза «Междуреченский» приняты следующие решения по рекультивации горного отвода:

создание водоёма и пляжа на месте недействующего участка карьера;

для ограничения естественного оттока воды из карьера необходимо отсыпать дамбу;

для заполнения карьера водой использовать недалеко протекающую реку;

для удобства и безопасности отдыхающих необходимо выположить часть горного отвода подходящего под размещение пляжной территории;

самый оптимальный уклон для создания зоны для купания и территории пляжа приблизительно 10 градусов;

для создания данного уклона разработаны три способа:

1. Вырезка верхней бровки уступа отвала.

2. С частичной отсыпкой дна карьера.

3. С полной отсыпкой дна карьера до соединения необходимого уклона с рабочим бортом карьера.

Благоустройство территории путем вырезки верхней бровки уступа. Данный вариант идеально подходит в случае, если горные выработки около горного отвода не ведутся. Для первого варианта создания профиля пляжной территории предполагается срезка насыпного грунта от предохранительного вала на глубину 13 метров, в противоположную сторону откоса отвала на 50 метров, для этого возможно задействование бульдозерной техники. Срезанный грунт перемещается бульдозерами вниз по уклону.

Благоустройство территории с частичной отсыпкой дна карьера. Данный способ подходит в случае, если горные работы на данном участке закончены, но продолжают на незначительном расстоянии. Отсыпка производится вскрышными породами с действующего участка карьера, поэтому появляются новые ёмкости для размещения вскрышных пород. Для создания уклона может быть использована бульдозерная техника и экскаватор. При отсыпке для пляжной территории с отрицательным уклоном в 10 градусов необходимо уделить большое внимание на безопасность ведения отвальных работ, на месте разгрузки технологических автомобилей.

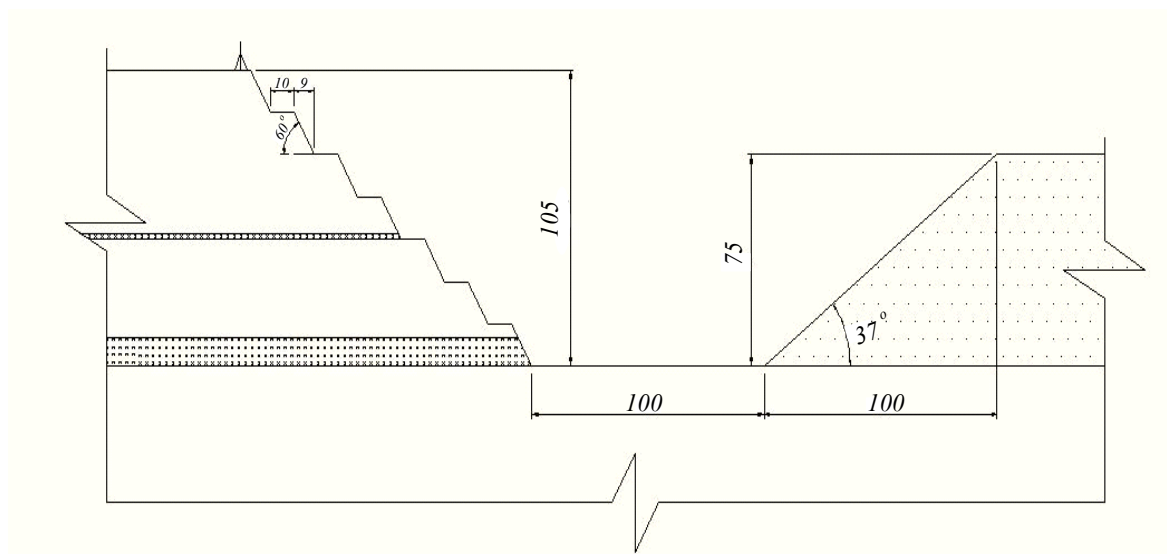


Рис. Состояние горного отвода на момент окончания горных работ

Необходимо увеличить размеры предохранительного вала от самопроизвольно скатывания автомобиля в момент разгрузки.

Благоустройство территории с полной отсыпкой дна карьера до соединения необходимого уклона с рабочим бортом карьера. Данный способ подходит в случае, если горные работы на данном участке закончены, но продолжают на незначительном расстоянии, и ёмкостей существующих отвалов разреза недостаточно для размещения объёмов отвальных пород. Данная схема предполагает продолжение отсыпки отвала, но изменив угол на 10 градусов ведя уклон на понижение. Отсыпка ведётся до соединения с рабочим бортом уступа. Такой способ позволяет создать большие ёмкости под размещения вскрышных пород. Для этого возможно задействование бульдозерной техники и экскаватора.

При отсыпке для пляжной территории с отрицательным уклоном в 10 градусов необходимо уделить большое внимание на безопасность ведения отвальных работ, на месте разгрузки технологических автомобилей. Необходимо увеличить размеры предохранительного отвала от самопроизвольного скатывания автомобиля в момент разгрузки.

Литература

1. Колесников, В. Ф. Транспортная технология ведения вскрышных и добычных работ на разрезах Кузбасса / В. Ф. Колесников, А. И. Корякин, В. Ф. Воронков ; Кузбас. гос. техн. ун-т. – Кемерово, 2009. – 94 с.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ НОВОГО РЕЗЬБОВОГО НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

С.С. Васенин, А.Л. Саруев

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ работы современных резьбовых соединений буровых труб показывает, что суммарные нагрузки, действующие в соединении, складываются из нагрузок, вызванных действием крутящего момента, осевой нагрузки, а также ударов, наносимых с определенной частотой с помощью специальных устройств.

Совместное влияние данных факторов оказывает существенное изменение скорости бурения, установлено, что скорость бурения прямо пропорциональна энергии ударных импульсов [2]. Кроме того, действующие с определенной частотой импульсные нагрузки образуют дополнительную энергию, которая позволяет увеличить скорость бурения. Данный вид энергии носит волновой характер. В процессе передачи силового импульса от ударного узла по колонне бурильных труб к породоразрушающему инструменту необходимо учитывать потери энергии ударных импульсов в соединениях бурильных труб, которые приводят к снижению энергии импульсов по длине бурильной колонны.

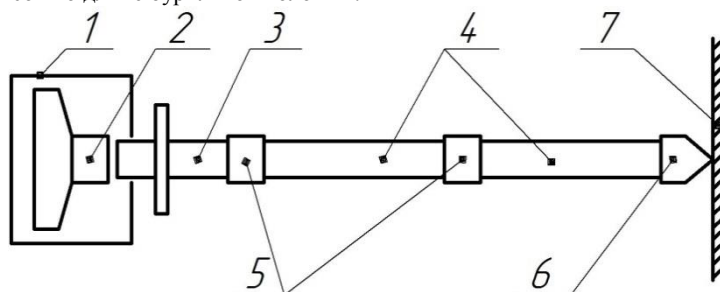


Рис.1 Общий вид бурового инструмента

Ударный механизм 1 возбуждает и поддерживает возвратно-поступательное движение бойка 2. При своем движении боек наносит удары по хвостовику 3 бурового инструмента, в котором при каждом ударе формируется волна напряжений (деформаций), характеризующаяся формой (профилем), амплитудой, длительностью и энергией. Эти характеристики зависят от геометрии соударяющихся элементов, свойств их материалов и скорости соударения. Обычный режим работы ударного узла является таковым, что соударение можно считать упругим и влиянием пластических деформаций можно пренебречь.

При распространении волны напряжений по бурильным трубам 4 и прохождении её через соединения 5 форма волны изменяется, а энергия рассеивается. Интенсивность этих изменений зависит от конструкции и размеров элементов бурового инструмента, свойств их материала, жесткости взаимодействия контактирующих поверхностей и ряда других факторов.

Распространяясь по бурильным трубам и воздействуя на породоразрушающий инструмент 6, находящийся в контакте с обрабатываемой средой 7, волна напряжений приводит к внедрению инструмента в среду и её последующему разрушению. Для удержания разрушающего инструмента у обрабатываемой среды к буровому инструменту прикладывают усилие подачи. Величина этого усилия, как правило, в несколько десятков раз меньше усилий, развиваемых волной.

Во многих типах машин ударного действия к буровому инструменту кроме ударных нагрузок и усилия подачи прикладывается крутящий момент. В зависимости от величины усилия подачи этот момент обеспечивает либо только поворот инструмента на определенный угол между двумя последовательными ударами, либо вызывает дополнительное разрушение среды резанием.

На участке бурового инструмента, захваченного волной, напряженное состояние в общем случае является пространственным. На этом участке будут существовать продольные, изгибные, радиальные и сдвиговые напряжения.

Установлено, что при распространении ударных импульсов по буровому стволу их энергия изменяется по формуле [3]:

$$W = W_0 \cdot e^{-2(\alpha_1 \cdot L + \alpha_2 \cdot n)} \quad (1)$$

где:

W - энергия ударных импульсов на расстоянии L от конца бурового става;

W_0 - энергия ударных импульсов на конце бурового става;

α_1 - декремент затухания упругих колебаний в материале штанг на единицу длины става;

α_2 - коэффициент потерь энергии удара в одном соединении буровых штанг;

n - число соединений на длине L ;

Исследования [4] показали, что коэффициент потерь α_2 может изменяться в широких пределах от 0,8 до 18% в зависимости от конструкции и качества соединения. Основной причиной потерь энергии удара являются силы неупругого сопротивления, совершающие работу при импульсивном нагружении и смещении ниппеля относительно соединяемых штанг. В связи с этим необходимо разработать конструкцию соединительного узла, которая позволила бы уменьшить потери энергии, увеличить работоспособность колонны бурильных труб и повысить производительность труда при бурении скважин [1].

Авторами разработана конструкция ниппельного соединения, позволяющая повысить надежность работы бурильной колонны, улучшить условия выноса шлама из скважины и автоматизировать процесс свинчивания развинчивания. Ниппельное соединение (см рис.1) состоит из двух бурильных труб 1 и 2 с внутренней цилиндрической резьбой и ниппеля 5 со сплошной внешней резьбой. Ниппель имеет центрирующий буртик 6 по обе стороны которого выполнены две кольцевые проточки 7. На внутренней стороне концов бурильных труб выполнены проточки 3, 4 под центрирующий буртик 6. Дорезьбовая часть одного из концов ниппеля жестко закреплена в бурильной трубе 1 и имеет продольные вырезы, разделяющие дорезьбовую часть

ниппеля на упругие пластины 8. Упругие пластины 8 снабжены буртиками 9 со скошенной передней гранью, которые после допустимого деформирования в конусной проточке 11 фиксируются в кольцевой проточке 10. На дорезьбовой части другого конца ниппеля выполнены лыски 12 под ключ.

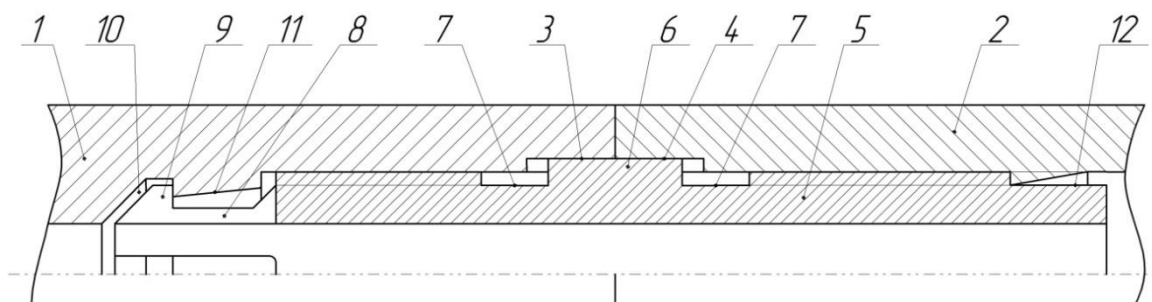


Рис.2 Ниппельное соединение бурильных труб

В процессе бурения вращательно-ударным способом бурильная колонна и соединительные узлы испытывают нагрузки растяжения, сжатия, изгиба и крутящего момента.

Данная конструкция ниппельного соединения имеет следующие отличительные особенности:

- Ниппель расположен внутри двух соединяемых труб стык в стык, что обеспечивает передачу волны деформации с минимальными потерями.
- При прохождении волны деформации через соединение участки бурильных труб сжимаются, а ниппель в свою очередь освобождается от нормальных напряжений растяжения и деформации предварительного момента затяжки соединения.
- Центрирующий буртик и кольцевые проточки выполненные на ниппеле способствуют более долговечной работе соединения на изгиб.
- Возможность автоматизации свинчивания – развинчивания за счет фиксации ниппеля в одной бурильной трубе.
- Ниппель закрытого типа обеспечивает постоянство наружного диаметра колонны, что способствует улучшению выноса шлама из скважины, исключается возможность заклинивания бурильной колонны в скважине.

Новая разработанная авторами конструкция резьбового ниппельного соединения может найти применение при проходке вращательно-ударным способом бурения в породах средней и выше средней крепости ($f=6 \dots 14$). Увеличение коэффициента передачи энергии удара по колонне труб происходит за счет уменьшения жесткости соединительного элемента (ниппеля) при одновременном увеличении контактной жесткости соединений бурильных труб.

Литература

1. Жуков И.А. Формирование упругих волн в волноводах при ударе по ним полукатеноидальными бойками: дис. к.т.н. – Томск, 2005. – 132 с.
2. Иванов К.И. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых / К.И. Иванов, М.С. Варич, В.И. Дусев, В.Д. Андреев. – М.: Недра, 1974. – 408 с.
3. Слестин А.П. Расчет параметров процесса передачи продольного ударного воздействия по составным стержням: дис. к.т.н. – Томск, 1990. – 184 с.
4. Шадрин А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 175 с.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ВОЗДУХОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ПЕРФОРАТОРА

А. А. Ефанов

Научный руководитель доцент А.Н. Глазов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ударные механизмы пневматических перфораторов имеют высокий абсолютный и удельный расход воздуха, что приводит к значительным затратам на энергоресурсы, уменьшению производительности и ограничению применения мощных машин при централизованном снабжении сжатым воздухом устройств, к высокому уровню шума выхлопа.

Основными причинами большого расхода воздуха являются значительные утечки сжатого воздуха из пневматической сети через цилиндр в атмосферу в период открытия поршнем выхлопного окна и неэкономичный цикл процессов в рабочих камерах. Эти утечки особенно характерны для клапанного и золотникового распределения и их длительность может достигать до 32% времени цикла работы, а у колонкового

перфоратора ПК-75 составляют 23% времени цикла. При этом доля таких утечек от величины расхода значительно больше, так как в период выхлопа скорость поступающего в цилиндр воздуха возрастает.

В большинстве типов машин ударного действия применяется один распределительный орган (РО) [4], функции которого выполняет золотник, поршень и, чаще всего, клапан. Так как РО имеет два переключения за цикл работы, то невозможно осуществить отсечку рабочих камер от сети до открытия выхлопного окна и осуществить экономичный цикл работы.

В Томском политехническом университете была разработана конструкция ударного механизма с новым воздухораспределительным устройством применительно к колонковому перфоратору ПК-75. Некоторые результаты разработок и исследований рабочих процессов ударных механизмов изложены в работах [1-3].

В данной статье освещена конструкция и принцип работы распределительного устройства с двумя автономными клапанными РО, отдельно управляемыми рабочими камерами ударного механизма.

Ударный механизм (рис. 1) состоит из:

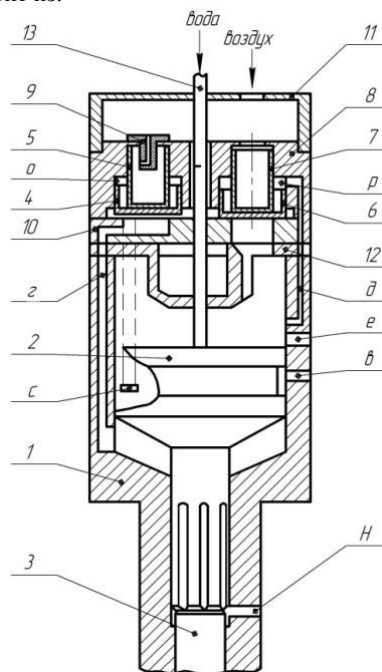


Рис.1 Схема ударного механизма

1 – цилиндр с выхлопными окнами *e* и *в*; 2 – поршень; 3 – буровая штанга; 4, 5 – клапан и толкатель камеры обратного хода; 6, 7 – клапан и толкатель камеры прямого хода; 8 – распределительная коробка; 9 – дроссель; 10 – клапанная плита; 11 – крышка; 12 – крышка цилиндра; 13 – трубка подачи промывочной жидкости; *o*, *p* – камеры над клапанами; *с*, *д* – командные каналы камер обратного и прямого хода соответственно; *z* – впускной канал камеры обратного хода; Н – отдушина.

Опишем принцип работы механизма:

Камера *o* через командный канал *с* и проточку поршня 2 сообщается с атмосферой через выхлопное окно *в*. Клапан 4 с толкателем 5 находится в верхнем положении. Сжатый воздух поступает по каналу *z* в камеру обратного хода цилиндра 1, поршень 2 перемещается вверх. Клапан 6 с толкателем 7 находится в нижнем положении. При дальнейшем перемещении поршень открывает командный канал *с*, сжатый воздух из камеры обратного хода поступает в камеру *o*. Сумма сил, действующих на верхние торцевые поверхности толкателя 5 и клапана 4 больше, чем сила под клапаном. Клапан 4 с толкателем 5 перекидываются в нижнее положение и впуск воздуха в цилиндр прекращается до начала открытия поршнем выхлопного окна *в*. Оставшийся в камере обратного хода сжатый воздух истекает при открытии поршнем выхлопного окна *в*. Далее поршень перекрывает выхлопное окно *e* и сжимает воздух в камере прямого хода. Поступающий по командному каналу *д* в камеру *p* воздух способствует устойчивому нижнему положению клапана 6. Затем камера *p* через канал *д* сообщается через проточку поршня и выхлопное окно *e* с атмосферой. Клапан 6 с толкателем 7 перемещаются вверх, и сжатый воздух поступает в камеру прямого хода. Далее поршень занимает верхнее рабочее положение и начинается его прямой ход (на рис. 1 – вниз). Под действием давления воздуха поршень двигается вперед и через некоторое время открывает командный канал *д*, сжатый воздух из камеры прямого хода поступает в камеру *p*. Клапан 6 с толкателем 7 перемещаются до упора в клапанную плиту 10, т.е. происходит отсечка камеры прямого хода от сети. Оставшийся воздух истекает в атмосферу при открытии поршнем выхлопного окна *e*. Поршень сжимает воздух в камере обратного хода, который поступает по каналу *z* под клапан и в камеру *o* над клапаном 4. Клапан 4 с толкателем 5 находится в нижнем положении. При дальнейшем движении поршня камера *o* с командным каналом *с* соединяются через проточку поршня и выхлопное окно *в* с атмосферой. Клапан 4 с толкателем 5 перемещаются вверх, а затем происходит удар поршня по буровой штанге 3. Под действием импульса отскока и давления сжатого воздуха начинается следующий цикл работы механизма.

износ тракторов-рыхлителей и экскаваторов при этом очень значителен, что применение такой технологии становится неоправданным. Поэтому в сложных инженерно-геологических условиях широкое применение нашли буровзрывные работы.

Взрывной способ используется при разработке подводных траншей в скальных грунтах, например при строительстве подводного перехода через Волгу, при дроблении валунов и в некоторых других случаях. Для производства буровзрывных работ применяется высокопроизводительное буровое оборудование, различные взрывчатые материалы.

Взрывные работы являются важным и ответственным процессом при проведении горизонтальных выработок, так как подавляющая часть выработок проводится по крепким породам. Знания теоретических основ техники и организации буровзрывных работ являются основой для изучения технологии и организации проведения горно-разведочных выработок.

Следует усвоить принципы составления паспорта буровзрывных работ, который является основным документом для ведения буровзрывных работ. Все вопросы должны быть глубоко проработаны и учтен передовой опыт ведения БВР. Темпы проходки горно-разведочных выработок в большой степени зависят от правильно выбранной глубины шпуров, их принципиального расположения по площади забоя, веса и распределения заряда, а также от качества выполнения взрывных работ. При изучении методов взрывания, особое внимание следует уделить методу шпуровых зарядов, как наиболее широко распространенному при проведении горных выработок.

Применение энергии взрыва в современных условиях весьма актуально. Это неотъемлемая часть при строительстве нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ в XXI веке. Энергия взрыва имеет широкое применение – это рыхление скальных и мерзлых грунтов, разработка траншей в условиях болот и обводненной местности, а также при проведении ремонтных работ на магистральных трубопроводах.

В настоящее время ведутся изыскательские и проектные работы по строительству нефтепровода по маршруту Тайшет – Казачинское – Сковородино – Перевозная. Трасса проектируемого нефтепровода проходит по территориям семи субъектов Российской Федерации – Иркутской, Читинской и амурской областей, Республики Бурятия, Еврейской автономной области, Хабаровского и Приморского краев.

Трасса характеризуется сложными геологическими, гидрологическими и сейсмическими условиями. На основном ее протяжении предусматривается подземная прокладка трубопровода. Предстоит преодолеть свыше 435 км болот, более 1 тыс. км скальных и полускальных грунтов, зоны вечной мерзлоты, разломы, карстовые породы, селевые и оползневые участки. На пути имеется около 50 больших и малых рек, десятки автомобильных и железнодорожных дорог.

Значительные объемы взрывных работ будут необходимы для подготовки трассы, в связи с тем, что она будет сооружаться в сложных геолого-географических условиях, связанных с преодолением косогоров со значительным уклоном и строительством дорог и промышленных площадок вдоль проектируемой трассы трубопровода, а также наличием на проектируемой трассе большого количества валунов, которые невозможно убрать с помощью бульдозерной и другой техники.

В связи с тем, что строящаяся трасса проходит по болотистым и обводненным территориям, вероятно, также не избежать применения взрывных работ для сооружения траншеи для укладки трубопровода.

Таким образом, применение энергии взрыва при строительстве и эксплуатации трубопроводов в современных условиях весьма актуально, т.к. значительно может сократить сроки строительства и сократить стоимость строительства за счет уменьшения количества дорогостоящего оборудования и специализированной техники.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Комащенко В.И., Шмурыгин В.А. Взрывные работы. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008.
2. Лукьянов В.Г., Шмурыгин В.А., Зленко В.С. Применение энергии взрыва при строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов // ТЭК и ресурсы Кузбасса, 2007. – №3.
3. Лукьянов В.Г. Взрывные работы на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД НА УСТОЙЧИВОСТЬ МАССИВА

А.С. Кенесов, Ж.С. Каукенов

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

При отработке рудных тел комбинированным способом актуальной и научно-практической задачей является геомеханическое обоснование параметров устойчивости техногенных обнажений. Анализируя работы [1, 2] становится понятным, что основным показателем снижения прочности массива является трещиноватость горных пород. При оценке устойчивости массива необходимо учитывать параметры трещин как ослабляющий фактор, что в свою очередь позволит более корректно определить зону разрушения горных пород вокруг выработки, на основании которого определяется нагрузка на крепь.

Наличие в крепких породах различного вида нарушений, а также некоторого количества включений с осадочными породами (алевролит) с небольшими прочностными характеристиками требуют применения на данных участках более надежных типов крепи.

Необходимо также иметь в виду, что прочностные характеристики массива значительно снижаются при динамических воздействиях. При проведении горных выработок буровзрывным способом происходит не только полное разрушение горных пород, но и существенно нарушаются механические свойства законтурного массива вследствие возникновения радиальных и сферических трещин [2, 3].

Возникновение различных систем трещин в законтурном массиве приводит к значительному изменению его прочностных параметров. Причем при наличии трещиноватости возможные изменения прочностных свойств массива. Влияние на устойчивость массива в значительной степени зависят от направления трещин по отношению к исследуемой выработке.

Как показали исследования [2], на устойчивость горных выработок значительное влияние оказывает система горизонтальных трещин. С другой стороны не учет других систем трещин вокруг горной выработки также может привести к невозможности правильного определения зоны разрушения вокруг неё.

Следует отметить, что в большинстве случаев при исследовании устойчивости массива горных пород вокруг выработки учитывается одна преобладающая система трещин, а в массиве существует их несколько. Кроме того, большинство существующих математических пакетов по определению зоны разрушения вокруг выработки не могут учитывать трещиноватость по направлениям, а используют общее ослабление массива, предложенное в инструкции ВНИМИ.

В работе [3] были исследованы влияние систем трещин на изменение размеров и форм зоны разрушения вокруг горной выработки. На рис. 1 показаны зоны разрушения при учете одной системы трещин, которая имеет три направления. При горизонтальной трещиноватости происходит увеличение зоны в кровле-почве выработки, при вертикальной трещиноватости происходит рост зоны разрушения в боках выработки.

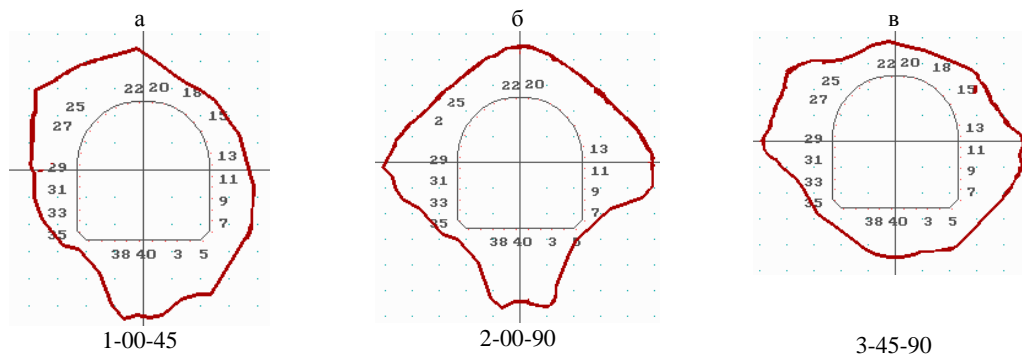


Рис. 1 Зоны разрушения вокруг выработки с учетом 1 системы трещин

На рис. 2 показаны зоны разрушения с введением 2 систем трещин под углами 0° , 45° и 90° .

В этом случае различное сочетание направлений трещин приводит к увеличению зоны разрушения вокруг выработки по этим направлениям.

При введении 3 системы трещин под углами 0° , 45° и 90° . В этом случае зона разрушения вокруг выработки имеет сложную форму. Можно сказать, что данная форма зоны разрушения будет сильно отличаться от той, где коэффициент ослабления был введен простым уменьшением прочностных характеристик горных пород.



а – трещины расположены под углами 0° и 45° ; б - трещины расположены под углами 0° и 90° ;
в - трещины расположены под углами 45° и 90° .

Рис. 2 Зоны разрушения вокруг выработки с учетом 2 системы трещин

Пересечение различных систем трещин в массиве формируют блочную структуру массива. Для описания блочной структуры массива горных пород на практике используют программу «Unwedge», которая интерпретирует собой клиновидные блоки, в зависимости от ориентации трещин.

В начале задаются ориентации трещин (азимут простирания и угол падения), к примеру, задавая три системы трещин и направление проведения выработки. Затем задается форма и размеры сечения проводимой выработки с наложенными системами трещин. На рис. 3 представлены клиновидные блоки. Цифрами обозначен каждый из блоков с разных сторон. Поворачивая выработку на 180°, определяем максимально возможные блоки, которые могут выпасть.

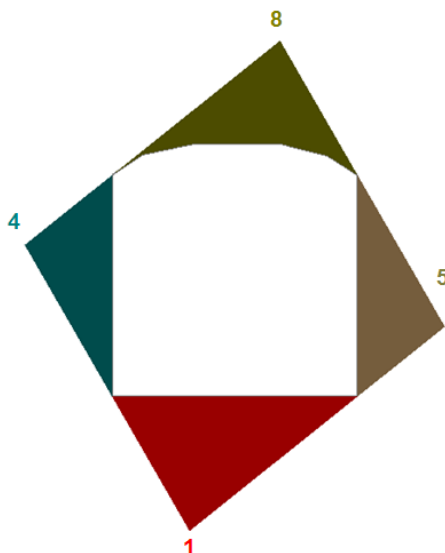


Рис. 3 Размеры блоков в заданных направлениях выработки

По результатам моделирования можно наблюдать размеры возможных блоков, которые могут выпасть внутрь выработки. При этом данная программа позволяет показать запас прочности горных пород заключенных в клиновидных блоках.

Таким образом, при определении нагрузки на крепь горных выработок большое значение имеет методика учета трещиноватости горного массива. Наличие определенных систем трещин вызывает не только увеличение зоны разрушения вокруг выработки, но и меняет форму данной зоны. Методики, определяющие нагрузку на крепь должны учитывать не только трещиноватость массива, но и направление трещин относительно выработанного пространства.

Литература

1. Судариков А.Е., Байкенжин М.А., Баймульдин М.К., Устойчивость горных выработок в крепких трещиноватых породах // Труды университета КарГТУ., 2003. - №4. - С. 5-6.
2. Оловянный А.Г. Некоторые задачи механики массивов горных пород. - СПб.: ФГУП «Множительный научный центр» ВНИМИ, 2003. - 234 с.
3. Имашев А.Ж., Зейтинова Ш.Б., Судариков А.Е., Бахтыбаев Н.Б., Бахтыбаева А.С. Особенности крепления горных выработок в трещиноватых породах // Горный журнал Казахстана., 2013. - №6. - С.14-17.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА БУРИЛЬНЫХ МАШИН С ПЛУНЖЕРНЫМ ГИДРОПУЛЬСАТОРОМ

И.В. Кузнецов

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время при разработке месторождений полезных ископаемых, в строительстве, для бурения шпуров и скважин в горных породах, для разрушения каменных и бетонных блоков, твердых покрытий, забивки свай и труб широкое применение находят буровые машины ударно-вращательного действия. Перспективным направлением развития таких машин является их создание на основе безбойкового гидроимпульсного механизма.

В работах [3-8] рассмотрена оригинальная модель гидроимпульсного силового механизма бурильных машин, в которых силовые импульсы возникают за счет резонансных колебаний гидроцилиндра с реактивной массой. Возникает вопрос эффективности данного оригинального механизма и сравнения его с упрощенным механизмом без колебательного контура, в котором силовые импульсы формируются только плунжерным гидропульсатором.

Рассмотрим модель гидроимпульсного силового механизма без колебательного контура (рис. 1). Импульсы давления жидкости формируются следующим образом. При работе гидропульсатора, плунжер совершает возвратно-поступательное движение, при этом создаются импульсы давления жидкости, которые через поршень и буровую штангу передаются на обрабатываемую среду.

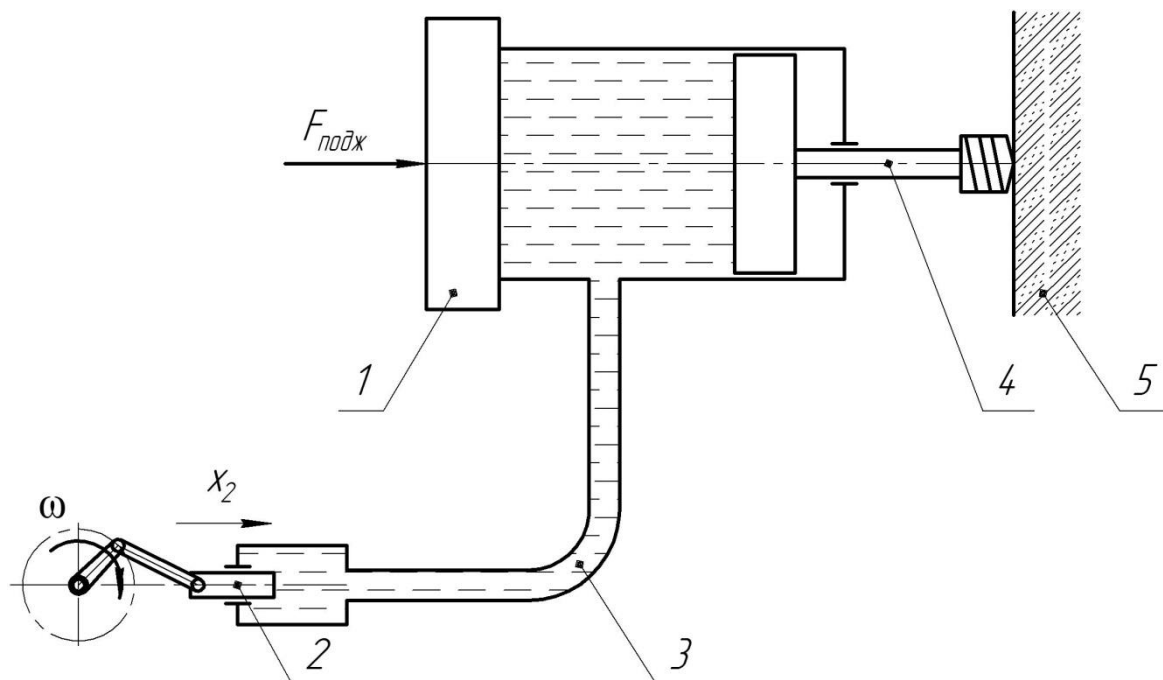


Рис. 2. Модель гидроимпульсного механизма без колебательного контура:
1 – гидроцилиндр; 2 – плунжер (пульсатор); 3 – рукав высокого давления (РВД); 4 – бурильный инструмент;
5 – разрушаемая порода

Уравнение расходов:

$$S_{\text{пл}} \frac{dx_2}{dt} = C_v \frac{dp}{dt},$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь плунжера, \tilde{N}_v – коэффициент упругости гидросистемы, определяющий расход на деформацию элементов гидросистемы и сжимаемость жидкости.

Преобразуем:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{S_{\text{пл}}}{C_v} \frac{dx_2}{dt}$$

Проинтегрировав выражение, получаем

$$p = \frac{S_{\text{пл}}}{C_v} x_2 + C_1, \quad (1)$$

где C_1 – постоянная интегрирования.

Подставляем начальные условия $x_2 = 0$, $p = \frac{F_{\text{ПОДЖ}}}{S_{\text{ГЦ}}}$ в (1), находим постоянную интегрирования

$$C_1 = \frac{F_{\text{ПОДЖ}}}{S_{\text{ГЦ}}}.$$

Плунжер движется по закону $x_2 = r \sin(\omega t)$, где r – радиус кривошипа привода плунжера. Подставляем закон движения плунжера и постоянную интегрирования в выражение (1), получаем уравнение колебаний давления в гидросистеме (усилия на бурильном инструменте):

$$p = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{C_V} r \sin(\omega t) + \frac{F_{\text{ПОДЖ}}}{S_{\text{ГЦ}}}$$

Из выражения можно найти амплитуду колебаний давления и максимальные значения давления в гидросистеме:

$$A_p = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{C_V} r,$$

$$p_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{C_V} r + \frac{F_{\text{ПОДЖ}}}{S_{\text{ГЦ}}}$$

Полученное решение не учитывает наличия нелинейной зависимости давления жидкости в замкнутой гидросистеме от изменения объема РВД при работе плунжера. Во то же время, проведенные ранее эксперименты, показали работоспособность предложенной гидросистемы для формирования силовых импульсов [6]. Учет влияния указанной нелинейности и внедрения бурового инструмента в горную породу в процессе бурения на работу гидроимпульсного механизма, является предметом дальнейшего исследования.

Литература

1. Липин А. А., Танайно А. С., Тимонин В. В. Современные по-гружные машины для бурения скважи. Горная техника: Каталог-справочник. – СПб.: ООО «Славутич», 2006. – С. 116–123.
2. Сидоренко А.К., Савельев М.С., Жуковский Ю.Э. Новый ви-бросиловой способ бурения горных пород // Горная электро-механика и автоматика., 1965. – Вып. 3. – С. 34–38.
3. Патент на ПМ 69135 РФ. МПК7 E21B 6/02, B25D 16/00. Буровой станок для проходки скважин в подземных условиях / А. В. Шадрина, А. А. Казанцев, А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. Оpubл. 10.12.2007 г.
4. Патент на ПМ 71369 РФ. МПК7 E21B 6/02, B25D 16/00. Станок для бурения скважин в подземных условиях / А. В. Шадрина, А. А. Казанцев, А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. Оpubл. 10.03.2008 г.
5. Шадрина А. В., Саруев Л. А., Саруев А. Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок – Томск.: Изд-во Томского политехнического университета. 2009.- 175 с.
6. Зиякаев Г. Р., Саруев Л. А., Мартюшев Н. В. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // В мире научных открытий., 2010. – № 6.3 (13) – С. 61-65.
7. Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. // Приволжский научный вестник., 2013. – № 4 (20). – С. 32–36.
8. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М., 2011. – № 5 – С. 26-31.

АКТУАЛЬНОСТЬ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ПРЯМЫМИ ВРУБАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТОК

А.Н. Масловский

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровзрывной способ был и остается основным способом механизации горнопроходческих работ в средней крепости и крепких породах, не смотря на агрессивное развитие в области механизаций.

Механизированный способ проявляет себя в мягких и средней крепости горных породах. Но в средней крепости взаимодействие элементов с горным массивом способствует быстрому износу, что и ведет к повышению себестоимость горнопроходческих работ.

Из диаграммы видно (рис. 1), что по итогам работ с применением буровзрывного способа можно сказать, что объемы постепенно увеличиваются.

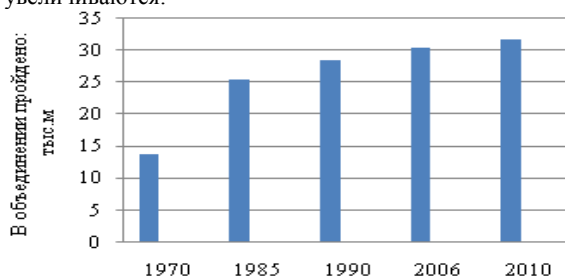


Рис. 1. Диаграмма средних значений годовой проходки при горно-разведочных работах

Резкий спад можно аргументировать тем, что из всего горнопроходческого цикла некоторые виды работ почти взяли свои высоты, например такие как: погрузка и разгрузка разрушенной породы, крепление горных выработок, буровые процессы и т.д.

В горнопроходческих работах при буровзрывном способе в крепких или очень крепких породах зарекомендовали себя клиновые и прямые врубы.

Достоинства клиновых врубов:

- возможность использования структуры массива для увеличения объема врубовой полости;
- простота бурения;
- эффективная очистка врубовой полости от породы.

Недостатки клиновых врубов:

- ограниченная глубина шпура в выработках малого сечения;
- низкое качество использования врубов;
- большой разброс породы;
- низкий К.И.Ш.

Преимущества прямых врубов по сравнению с клиновыми:

- удобство бурения шпуров;
- возможность механизации процесса бурения;
- увеличенный объем врубовой полости;
- высокая эффективность в породах любой крепости;
- кучность развала породы;
- теоретическая глубина шпуров.

Недостатки прямых врубов:

- необходимость точности соблюдения расстояний между шпурами и их параллельности относительно друг друга;

- возможность запрессовки врубовой полости разрушенной породой.

Применения прямых врубов позволит увеличить проходку за один цикл за счет увеличения взрывной воронки, а так же снизит процент выхода не габаритных кусков породы и сократить затраты времени на бурения шпуров.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология проведения горно-разведочных выработок: Учебник для вузов. 2-е изд. - Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2004. – 468 с.

ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БЕЗБОЙКОВОГО ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА БУРОВЫХ МАШИН НА ФОРМИРОВАНИЕ ИМПУЛЬСА. ЖЕСТКОСТЬ ПРУЖИНЫ

М.В. Новосельцева

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В различных областях промышленности применяются ударные механизмы. Существующие механизмы обладают рядом недостатков, вызванными наличием соударения бойка и наковальни. Разработанный безбойковый гидроимпульсный механизм, работающий по новому принципу – без бойка, привел к созданию ударных механизмов нового типа, требующих исследований.

Современные разработчики переходят на проверку работоспособности механизмом по средствам математического моделирования. Такие модели позволяют, меняя параметрические характеристики изучать свойства объекта. Такое проектирование обусловлено более детальным изучением объектов при снижении затрат (без создания экспериментального образца).

Для изучения формирования импульса силы безбойковым гидроимпульсным механизмом создана математическая модель.

Для математического моделирования необходимо определить все значимые параметры и обозначить их граничные значения. Механизм состоит из стандартных единиц, которые не нужно изготавливать на заказ, что делает механизм экономически эффективным, т.к. создание уникальных узлов требует больших затрат как временных так и экономических.

Рассмотрим детально параметр механизма входящий в математическую модель - C - жесткость пружины поджатия. Главная задача которого сохранять заданную жесткость для необходимой раскочки активной массы.

Витая цилиндрическая пружина сжатия или растяжения, намотанная из цилиндрической проволоки и упруго деформируемая вдоль оси, имеет коэффициент жёсткости

$$k = \frac{d_D^4 \cdot G}{d_F^3 \cdot n \cdot 8}$$

Где:

d_D — диаметр проволоки;

d_F — диаметр намотки (измеряемый от оси проволоки);

n — число витков;

G — модуль сдвига (для обычной стали $G \approx 80$ ГПа, для пружинной стали $G \approx 78500$ МПа, для меди ~ 45 ГПа)

Для математической модели выбираем пружины автомобильные амортизаторы подвески, которые имеют широкий выбор по жесткости и размерам, и малую стоимость.

Пружины передней подвески для отечественных автомобилей ВАЗ, ИЖ представлены в таблице. Параметр жесткость переведем в кг/мм, 1 кг/мм = 0.001 кг/м.

Таблица

Основные характеристики пружин передней подвески

Марка автомобиля	Диаметр прута, мм	Наружный диаметр мм	Длина пружины, мм	Количество витков	Жесткость, кг/мм
Ваз 2101	13,13	116,3	360,0	8,75	3,53
Ваз 2102	13,5	117,0	360,0	8,75	3,90
Ваз 2121	15,2	120,4	278,0	7,3	7,46
Ваз 2108	12,9	150,0	383,5	7	1,90
Ваз 2112	13,2	151,2	383,5	7	2,05
Ваз 1111	10	95,0	316,8	9,3	2,06
ИЖ 2126		172,0	422,0		3,30

Проведены исследования работы механизма с параметрами жесткости пружины $C = 1,9$ кг/мм (0,018639 Н/м); 2,06 кг/мм (0,026512 Н/м); 3,3 кг/мм (0,03365 Н/м); 3,9 кг/мм (0,039768 Н/м); 7,46 кг/мм (0,07607 Н/м).

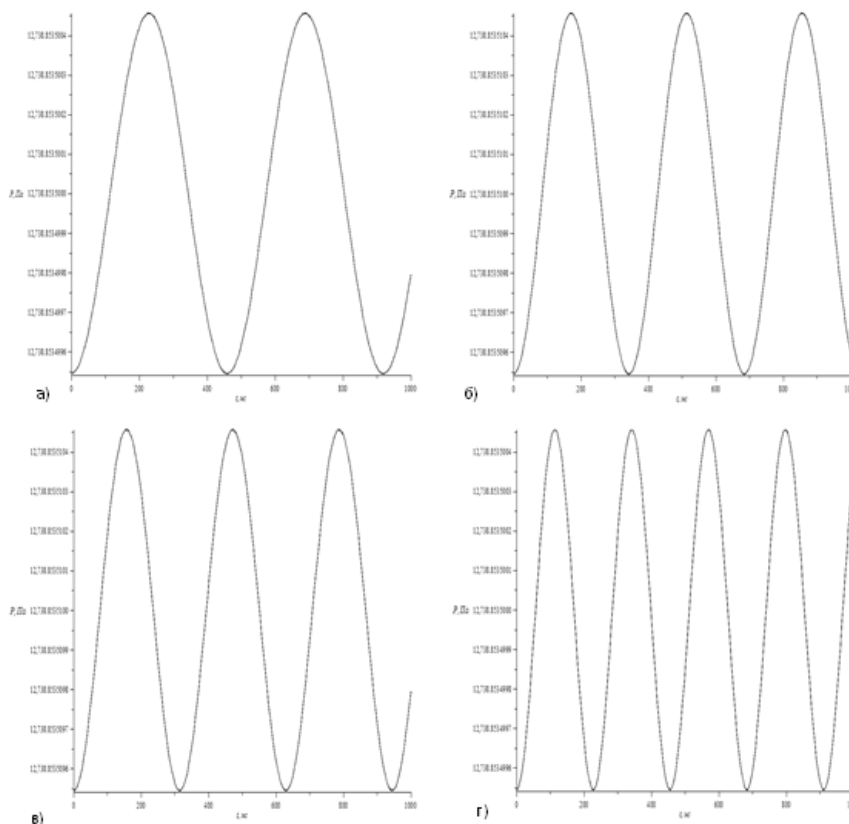


Рис.1. График зависимости давления в полости гидроцилиндра от времени, при изменении параметра C жесткости пружины: а) 1,9 кг/мм (0,018639 Н/м); б) 3,3 кг/мм (0,03365 Н/м); в) 3,9 кг/мм (0,039768 Н/м); г) 7,46 кг/мм (0,07607 Н/м)

Полученные данные при математическом моделировании, показывают, что такой параметр как жесткость пружины поджатия влияет на период формирующегося импульса. При увеличении в 4 раза жесткости пружины, происходит увеличение в 2 раза периода импульса. При этом изменение значения амплитуды не происходит.

Формирование импульса силы с заданными параметрами амплитуды и периода, возможно при обеспечении необходимых значений конструктивных параметров безбойкового гидроимпульсного механизма.

Литература

1. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Характеристики конструктивных параметров гидроимпульсного силового механизма // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2013 – Вып. S4 (1). – С. 551 – 555.
2. Novoseltseva M.V., Pashkov E. N. Prospects for Further Rock Cutting Mechanisms Development // Prospects for Further Rock Cutting Mechanisms Development, 2014 – Vol. 756 (2015) – pp 47 – 52
3. Пашков Е. Н. , Зиякаев Г. Р. , Юровский П. Г. Повышение эффективности бурения шпуров применением безбойковой гидроимпульсной системы – Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2013 – Вып. S4 (1). – С. 521 – 527.
4. Пашков Е. Н. , Зиякаев Г. Р. , Кузнецов И. В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин // Приволжский научный вестник., 2013 – №. 4(20). – С. 32 – 36
5. Pashkov E. N. , Ziyakaev G. R. , Tsygankova M. V. Differential equations of processes for the hydropuls power mechanism of drill machines // Applied Mechanics and Materials., 2013 – Vol. 379. – p. 91 – 94.
6. Силовые импульсные системы// Ашавский А.М., Вольперт А.Я., Шейнбаум В.С. – М.: Машиностроение, 1978. – 200с.
7. Саруев Л.А., Зиякаев Г.Р., Пашков Е.Н. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин. // Горный информационно-аналитический бюллетень, – М: Горная книга, 2011 – №5 – С. 26 – 31.
8. Суднишников Б.В., Есин Н.Н. Элементы динамики машин ударного действия. – Новосибирск, СО АН СССР, 1965. – 84с.

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВНУТРЕННЕГО ОТВАЛА НА ШУБАРКОЛЬСКОМ УГОЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ

Д.С. Ожигин, А.В. Гапий

Научный руководитель доцент С.Б. Ожигина

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Главной проблемой при формировании внутренних отвалов на разрезах является наличие слабого наклонного основания – почвы угольного пласта, на который производится отсыпка вскрышных пород. С учетом низких прочностных параметров углистых пород в почве пласта обеспечение устойчивости формируемого внутреннего отвала является весьма сложной научной и практической задачей.

Для анализа устойчивости внутрикарьерных отвалов, осыпаемых на слабый контакт – почву отработанного угольного пласта с весьма низкими прочностными характеристиками, усовершенствованы два варианта расчетной схемы устойчивости откосов, расположенных на слабом основании малой мощности (рис. 1) [2].

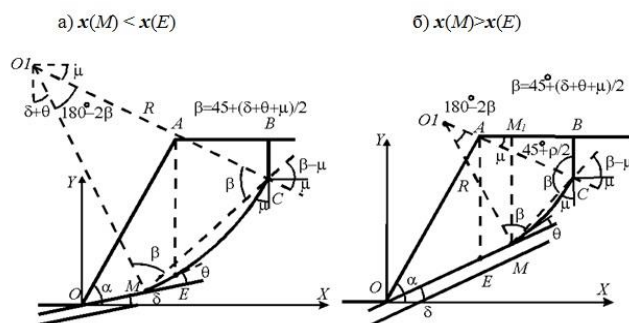


Рис. 1. Схема откоса на слабом наклонном основании

Суммарные сдвигающие и удерживающие силы, действующие на призму возможного обрушения, определены путем интегрирования соответствующих элементарных сил, действующих по поверхности скольжения:

$$T_{cдв} = \int dT_{cдв} = \int_{DC} dT_{cдв} + \int_{DM} dT_{cдв} + \int_{ME} dT_{cдв} + \int_{EC} dT_{cдв} ;$$

$$T_{y\delta} = \int_{DC} dT_{y\delta} = \int_{DM} dT_{y\delta} + \int_{ME} dT_{y\delta} + \int_{EC} dT_{y\delta}$$

где $T_{сдв}$ – сдвигающая сила;

$T_{уд}$ – удерживающая сила.

При интегрировании сдвигающих и удерживающих сил по потенциальной поверхности скольжения получены конечные решения, выраженные в элементарных функциях. Разработан алгоритм и программное обеспечение для решения данных задач.

На основе полученных решений выполнены расчеты устойчивости откосов внутреннего отвала Шубаркольского угольного разреза для углов наклона слабого контакта от 0° до 12°. Результаты расчетов предельной высоты откосов показали (таблица 1), что с уменьшением угла наклона слабого контакта высота устойчивого яруса увеличивается от 15,1 м при $\delta = 12^\circ$ до 17,3 м при $\delta = 0^\circ$ [1].

Таблица 1

Результаты расчетов предельной высоты яруса

Угол наклона контакта δ , градус	0	2	4	6	8	10	12
Предельная высота яруса H , м	17,3	16,9	16,6	16,2	15,8	15,5	15,1

По результатам расчетов выявлена зависимость, которая носит четко выраженный линейный характер с коэффициентом корреляции равным 0,999. Уравнение связи

$$H_{пред} = 17,29 - 0,1821 \cdot \delta, \text{ м}$$

где δ – угол наклона контакта.

Исследованиями установлено, что высота устойчивого нижнего яруса при углах наклона слабого обводненного основания до 12° может быть рекомендована равной 15 м. При формировании нижнего яруса из прочных пород надугольной толщи на сухом основании высота устойчивого яруса может достигать 20 м. Ярусы внутреннего отвала, расположенные выше и сложенные достаточно прочными породами, в основании которых будут находиться устоявшиеся породы нижнего яруса, могут иметь высоту до 20 м, устанавливаемую из технологических соображений. Высота яруса отвала глинистых пород не должна превышать 15 м.

Разработана методика построения профиля многоярусного внутреннего отвала. Произведены расчеты и установлены параметры предельных откосов внутреннего отвала: высота отвала и соответствующий ей генеральный угол откоса отвала. При изменении глубины разреза и угла наклона слабого основания соответственно меняется предельная высота отвала и генеральный угол откоса. Для контроля расчеты выполнялись двумя способами – аналитическим (предложенным) и численно-аналитическим способом. Результаты расчетов показали высокую сходимость результатов, так как максимальное расхождение значений предельной высоты откоса не превысило 2% [1].

Зависимости предельной высоты отвала от генерального угла откоса для различных углов наклона слабого основания представлены на рисунке 2.

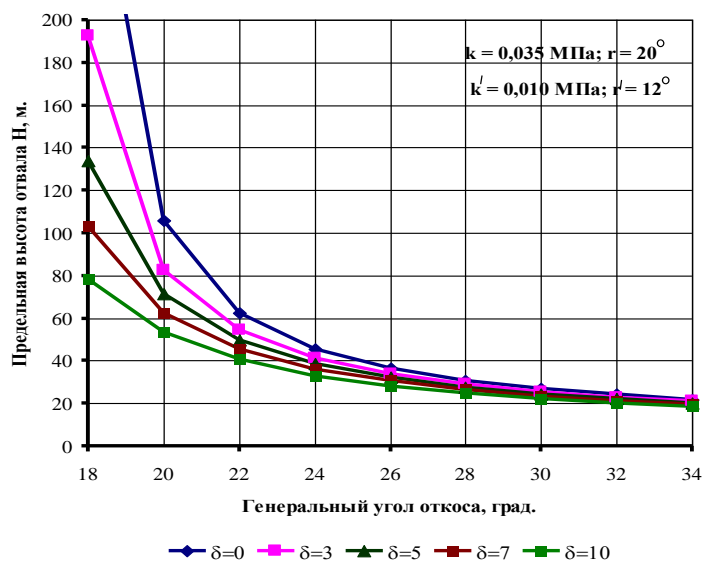


Рис. 2. Графики зависимостей предельных параметров откоса отвала для различных значений угла наклона слабого основания

Полученные зависимости позволяют принимать решения о предельной высоте отвала на различных участках при переменном значении угла наклона основания без дополнительных расчетов.

При проектировании внутреннего отвала выполнены расчеты (таблица 2) и определены зависимости предельной высоты нижнего яруса отвала от угла наклона слабого основания при различных прочностных характеристиках пород отвала. Зависимости носят линейный характер.

Таблица 2

Результаты расчетов предельной высоты нижнего яруса внутреннего отвала

Угол наклона контакта δ , градус	Предельная высота яруса Н, м (при $\alpha = 35^0$)		
	$k = 0,020$ МПа, $\rho = 17^0$	$k = 0,0243$ МПа, $\rho = 20^0$	$k = 0,035$ МПа, $\rho = 26^0$
3	15,1	19,7	32,7
5	15,0	19,4	31,2
7	15,0	19,1	29,7
9	14,9	18,8	28,3
11	14,8	18,5	26,9

Выводы: выполненные исследования позволили усовершенствовать расчетную схему устойчивости карьерных откосов, расположенных на слабом наклонном основании малой мощности и обосновать параметры устойчивого внутреннего отвала для горно-геологических условий Шубаркольского угольного месторождения. Результаты исследований так же могут быть использованы для проектирования параметров внутренних отвалов угольных разрезов с аналогичными горно-геологическими условиями разработки месторождений.

Литература

1. Долгонос В.Н., Шпаков П.С., Низаметдинов Ф.К., Ожигин С.Г., Ожигина С.Б., Старостина О.В. Аналитические способы расчета устойчивости карьерных откосов. – М: Караганда, Санат-Полиграф, 2009. – 332 с.
2. Ким С.П., Омаров С.Т., Ожигина С.Б., Маркшейдерское обеспечение устойчивости карьерных откосов Шубаркольского угольного разреза // Межд. науч. прак. конф. «Актуальные проблемы горно-металлургического комплекса Казахстана (Сагиновские чтения №1)». – Караганда: КарГТУ, 2009. – С. 162 – 171.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТВАЛОВ УГЛЕЙ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЕРН ДЛЯ ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ

Д.С.Плотников

Научный руководитель доцент Г.П.Сидорова

Забайкальский государственный университет. г. Чита, Россия

Уртуйское буроугольное месторождение в Забайкалье отрабатывает угли, часть из которых содержит повышенное содержание естественных радионуклидов. Все угли месторождения по содержанию ЕРН разбиты на сорта. Критерием отнесения к сорту является среднее содержание урана по угольному интервалу в пределах принятых отметок горизонтов (высота уступа 12 м), что послужило основой для погоризонтного картирования запасов угля по радиационным параметрам:

- к *комплексным* углям отнесены интервалы с содержанием урана более 0,01 %;
- к *потребительским* углям – с содержанием урана менее 0,001 %;
- все промежуточные значения – к *энергетическим* углям

Сорт *комплексный* – угли непригодные для энергетических целей: содержание урана – $\geq 0,01$ %; суммарная удельная активность – $\leq 46,85$, пКи/т; расчетная удельная гамма-активность, – ≥ 74 мкР/ч, складировются в специальные отвалы для их длительного хранения, до решения об их утилизации [1-3].

В соответствии с п.3.11.4 и п. 3.11.11. ОСПОРБ-99/2009, комплексный уголь разреза Уртуйский относится к категории материалов ограниченного использования и в связи с нецелесообразностью его применения отправлен на специально выделенные участки в местах захоронения промышленных отходов (на отвалы №№ 1–6) в соответствии с утвержденным проектом.

Общая площадь участков складирования комплексного угля на отвалах № 1–6 составляет 76 тыс. м². Изоляция отвалов №№ 1–6 произведена инертным материалом – вскрышными породами разреза Уртуйский.

При проектировании отвалов комплексных углей необходимо учитывать следующие факторы: рельеф местности, обводненность участка, количество осадков, возможность образования ливневых и паводковых вод, расстояние транспортирования радиоактивных углей. На рисунке 1 показан проект привязки отвала комплексных углей на местности.

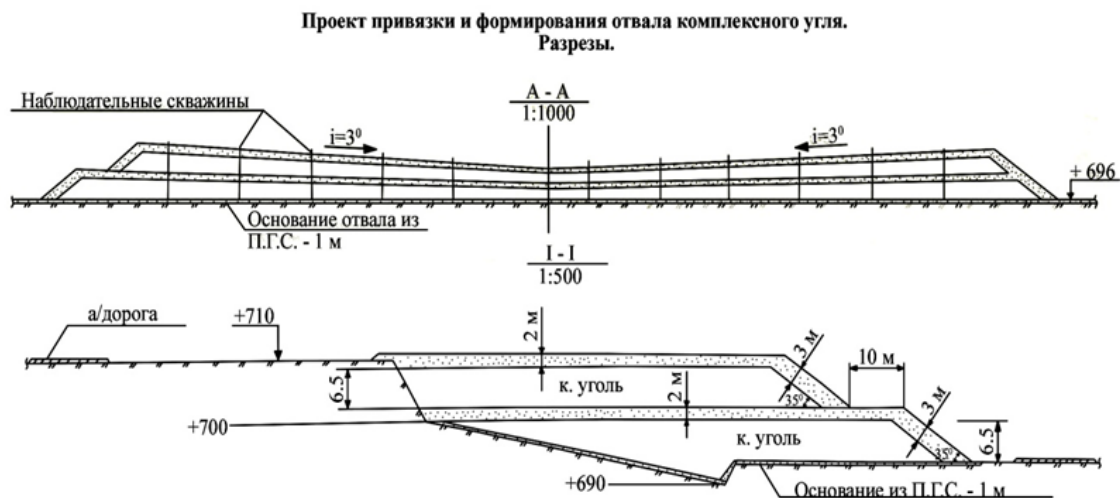


Рис. 4 Проектирование отвала комплексного угля. Разрез I - I

Угли Уртуйского месторождения относятся к IV категории пожароопасности, поэтому инкубационный период угля в отвалах 20–60 дней. Формирование отвала комплексного угля должно производиться интенсивно, не более чем в 40 дневной срок. В процессе эксплуатации отвала не рекомендуется пополнять сформированный штабель свежим углем, на сухой уголь складировать влажный. При формировании отвала одновременно производится изоляция откосов, площадок и заездов инертными породами и производится уплотнение. Основание отвала должно быть отсыпано инертными породами. По завершении формирования отвала для предотвращения размыва изолирующих породных слоев и попадания ливневых вод внутрь отвала строятся водоотводные каналы.

При формировании отвала до его полного объема производится последовательная изоляция каждой его части. Проектом предусматривается покрытие поверхности отвала синтетическими полимерными пенообразователями, которые при полимеризации образуют непроницаемую полимерную пленку, предотвращающую попадание внутрь отвала влаги и пыление отвала.

При формировании отвалов запрещается производить отсыпку горящим углем. Контроль над хранением угля в отвале осуществляется путем замера температуры угля на поверхности и на глубине 1 м. При этом предусматривается бурение сети наблюдательных скважин по сети 25x25 м.

Общий вид отвала комплексного угля, перекрытого инертными материалами, показан на рис. 2.

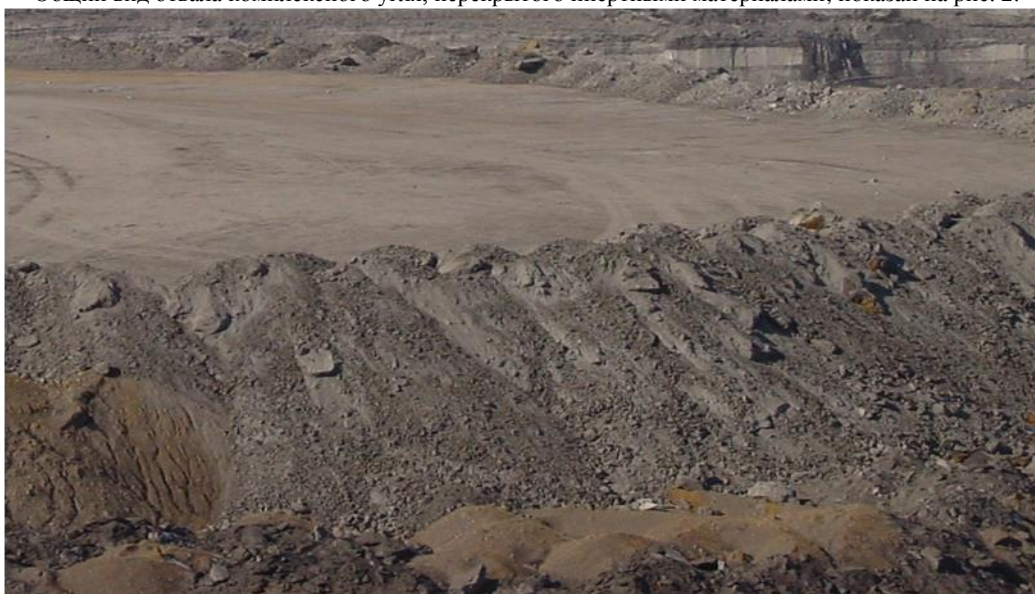
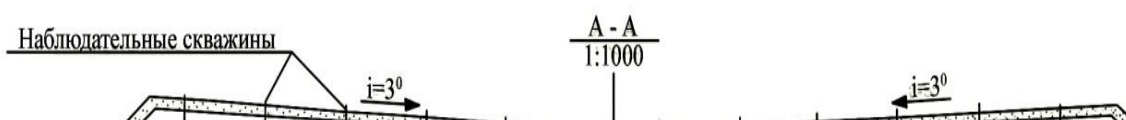


Рис. 5 Отвал комплексного угля №2 (общий вид)

Материал вскрышных пород постоянно контролируется ЦГСЭН г. Краснокаменска. По результатам контроля выданы следующие рекомендации: для обеспечения эффективной изоляции отвалов необходимо использовать инертные материалы, которые относятся к I категории опасности.

**Проект привязки и формирования отвала комплексного угля.
Разрезы.**



годовой эффективной дозы облучения критической группы населения 10 мкЗв/год (п. 6.8. СП 2.6.1.798-99/2009) [1].

Литература

1. Овсейчук В.А., Сидорова Г.П. Ураноносность бурых углей Забайкалья/ В.А.Овсейчук, Г.П. Сидорова// Монография.- Чита: Из-во ЗабГУ., 2013. – 192 с.
2. Сидорова Г.П. Добыча углей с повышенным содержанием естественных радионуклидов / Г.П.Сидорова // Промышленность Казахстана, 2012. – №1 – С. 60-61
3. Сидорова Г.П. Отработка углей с повышенным содержанием ЕРН на примере Уртуйского месторождения в Забайкалье./ Г.П.Сидорова // Материалы Международной научно-практической конференции: Научные технологии и использование минеральных ресурсов.- Новокузнецк, 2011 .- С. 96 -99

РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО И ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

И.С. Плотников, В.И. Мигунов

Научный руководитель доцент И.И. Демченко

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Получение угля высокого качества – это одна из главных задач, которая стоит перед угольной промышленностью. Добываемый уголь содержит много золы, серы и мелочи, из-за этого снижается его конкурентоспособность как энергетического топлива и сырья, снижается стоимость реализации угольной продукции. Для снижения потерь и повышения качества угольной продукции необходимо применять частичную или полную переработку угля, чтобы обеспечить эффективную работу и взаимодействие добывающих и перерабатывающих машин необходимо оптимизировать основные параметры, по которым будет производиться выбор оборудования.

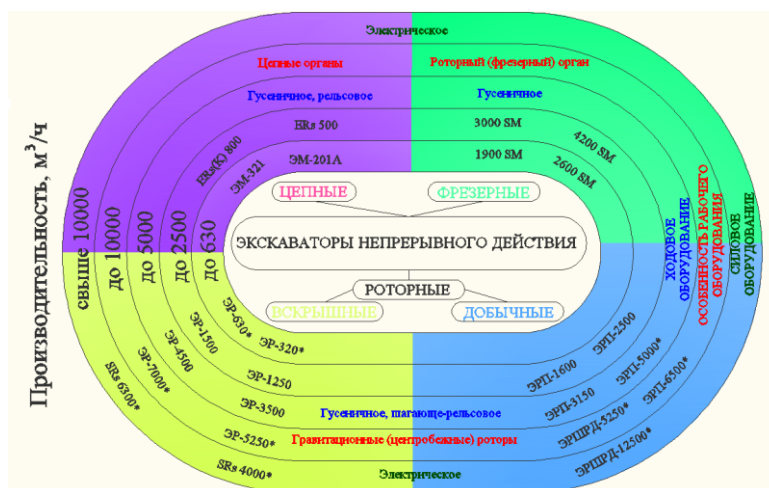
Для оптимизации основных параметров предпринята попытка классифицирования выемочно-погрузочных машины циклического (рис. 1) и непрерывного действия (рис. 2). Классификация представляет собой эллипс, малые полуоси которого содержат классификационный признак, а на больших полуосях расположены модели экскаваторов, в зависимости от основных классификационных признаков.



- модель экскаватора не выпускается; ** - модель экскаватора планируется к выпуску

Рис. 1. Классификация выемочно-погрузочных машин циклического действия

Экскаваторы циклического действия (рис. 1) делятся на:
 Лопаты;
 Драглайны.
 Экскаваторы непрерывного действия (рис. 2) делятся на:
 Цепные;
 Фрезерные;
 Роторные;
 вскрышные ЭР;
 добычные ЭРП, (ЭРШРД).



- модель экскаватора не выпускается; ** - модель экскаватора планируется к выпуску

Рис. 2. Классификация выемочно-погрузочных машин непрерывного действия

Буквы А, И, М, С, добавленные к названию, обозначают модификации экскаваторов; Ус – экскаватор с удлиненным рабочим оборудованием для погрузки транспорта, расположенного на уровне стояния экскаватора; У – экскаватор с удлиненным рабочим оборудованием для верхней погрузки.

Основное достоинство этой классификации в том, что по ней можно выйти на конкретный типоразмер экскаватора и получить общие данные по каждой модели. В классификации также содержатся сведения о видах основного и сменного оборудования, их особенностях, ходовом и силовом оборудовании.

Экскаваторный парк угольных предприятий России, в основном представлен машинами производства: ОАО «Машиностроительная корпорация «Уралмаш»», «Ижорский завод» (ныне ОМЗ – группа Уралмаш-Ижора), ПАО «Новокраматорский машиностроительный завод», ООО «Крастяжмаш», ПАО «Донецкгормаш».

Как было отмечено выше, добывающее оборудование должно работать в технологической цепочке с перерабатывающим. При этом желательно, чтобы сортировка угля была максимально приближена к забою, что обеспечит получение конкурентоспособных продуктов.

Классификация сортировочных машин представлена на рисунке 3. В предлагаемой классификации все сортировочные машины разделяются на грохоты и классификаторы.

Классификаторы в свою очередь, в зависимости от действующих сил, делят на [1]: центробежные: гидроциклон двухпродуктовый (ГТ); центрифуга фильтрующая шнековая (ФВШ); гравитационные: классификаторы спиральные с погруженной или не погруженной спиралью (КСП, КСН).

Цифра после названия – производительность классификатора, т/ч.

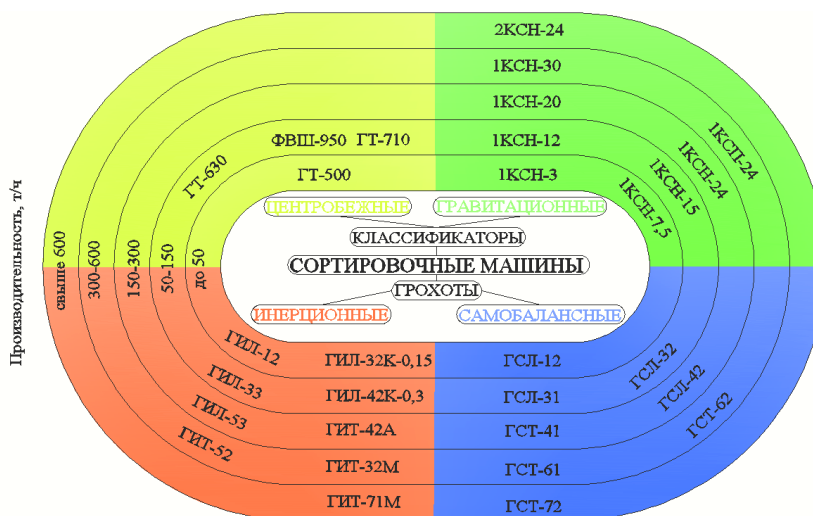


Рис. 3. Классификация сортировочных машин

Грохоты наиболее подходят для использования на угольных разрезах, они дают возможность классифицировать рядовой уголь по крупности и получить сортовой уголь. Сортировка грохочением является обязательным процессом, независимо от того, будет ли уголь подвергаться дальнейшему обогащению. В настоящее время в основном используются инерционные и самобалансные грохоты, производства ЗАО «Механобртехника», ЗАО «Автокомполит», ПАО «Новокраматорский машиностроительный завод».

Инерционные и самобалансные грохоты изготавливаются трех видов:

- легкие для материала с насыпной массой < 1 т/м³ (ГИЛ, ГСЛ);
- средние для материала с насыпной массой < 1,6 т/м³ (ГИС, ГСС);
- тяжелые для материала с насыпной массой < 2,5 т/м³ (ГИТ, ГСТ).

Основной параметр, учитываемый при выборе сортировочного оборудования, является производительность машины, в зависимости от которой модели грохотов и классификаторов разделены на группы.

Переработку угля можно осуществлять дробильно-сортировочными комплексами (ДСК), выполненными в стационарном (на бетонном фундаменте) или в мобильном исполнении.

Предложенные классификации горных машин для добычи и переработки угля позволяют более наглядно оценить их основные параметры для научного обоснования горных комплексов по добыче и переработки угля.

Литература

1. Горная энциклопедия онлайн <http://www.mining-enc.ru/k/klassifikator/>

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ГОРНОГО МАССИВА НИКОЛАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.И. Потапчук, Г.М. Потапчук

Научные руководители: профессор Г.А. Курсакин,
профессор И.Ю. Расказов

Институт горного дела ДВО РАН, г. Хабаровск, Россия

В 2011-2013 гг. одними из направлений развития горных работ на Николаевском месторождении являются отработка участков рудных залежей «Восток-1» в этаже -380...-406 м (вертикальная глубина 760-800 м) и «Харьковская» (блок 7) в этаже -287...-323 м (вертикальная глубина 660-700 м). Оба участка находятся в зоне влияния выработанного пространства соседних очистных блоков, что обуславливает его сложное геомеханическое состояние и необходимость прогнозной оценки для выявления областей повышенных напряжений.

Для обоснования безопасного порядка отработки рудных тел были выполнены исследования, включающие в себя математическое моделирование напряженно-деформированного состояния (НДС) массива горных пород методом конечных элементов и шахтные наблюдения с применением инструментальных методов оценки удароопасности [1-5].

При обосновании граничных условий были использованы выявленные особенности современного регионального поля напряжений в районе месторождения, и установленные физико-механические свойства горных пород, слагающих массив. По результатам ранее проведенных геомеханических исследований установлено, что в массиве Николаевского месторождения действует неравнокомпонентное поле напряжений, в котором преобладают горизонтальные тектонические напряжения в 1,5-2,5 раза превышающие вертикальную гравитационную составляющую. Физико-механические свойства пород и руд Николаевского месторождения исследовались как в лабораторных, так и в натуральных условиях [4]. Результаты исследований механических характеристик показали, что практически все вмещающие породы и руды обладают достаточно высокой прочностью, способны к накоплению потенциальной энергии упругого сжатия и хрупкому разрушению в динамической форме. У всех вмещающих пород и руд расчетной модели соотношение упругой и общей деформации превышало 0,7 ($K_{уд} = \epsilon_{упр}/\epsilon_{общ} > 0,7$), что позволяет отнести их к удароопасным породам.

По результатам моделирования установлено, что отработка участков рудной залежи «Восток-1» в этаже -380...-406 м системой подэтажных штреков со сплошной камерной выемкой и последующим обрушением кровли приводит к формированию сложного техногенного поля напряжений, характеризующегося наличием как областей разгрузки (в зонах подработки), так и появлением зон высокой концентрации напряжений в краевых частях массива (рис.1).

Начальная стадия отработки камеры (до гор. – 390 м) характеризуется незначительным превышением касательных напряжений над исходными на разрезе по линии 38, а в кровле камеры над выработанным пространством образуется протяженная зона разгрузки, в которую попадает штрек Подэтажный 1. На разрезе по линии 36 в область влияния очистных работ попадает штрек Транспортный 5-2 (гор. -390 м) и рудный целик на горизонте -380 м между камерой 1 «Южный 2» и камерой 2 блока «Южный 1», что приводит к значительному увеличению напряженности массива (значения касательных напряжений в этих областях приближаются к пределу прочности на сдвиг слагающих пород $\tau_{сдв} = 120$ МПа), и указывает на повышенную степень удароопасности данных участков.

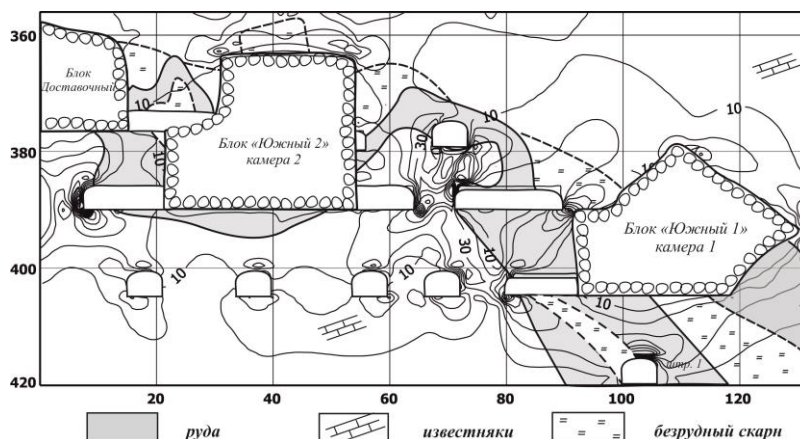


Рис. 1 Распределение интенсивности касательных напряжений $\tau_{шт}$ до начала отработки запасов камеры 2

После полной отработки очистного блока до горизонта -406 м участков рудной залежи «Восток-1» зоны высоких концентраций напряжений наблюдаются: в юго-восточном борту выработанного пространства; в районе штрека транзитного 5-2 (в этаже -390... -385 м); северо-восточный участок массива, сформированный в процессе отработки камеры 2 на горизонте -390 м; район штреков Транзитного 5 и Подэтажного 1 (в этаже -390...-375 м), а также район штрека Транзитного 6-2 на гор. -406 м и штрек Подэтажный 1 на гор. -420 м. Полученные результаты показали, что практически на всех стадиях (за исключением начальной) отработки камеры 2 рудной зоны «Южный 1», основные конструктивные элементы системы разработки и прилегающий горный массив характеризуется повышенным уровнем нормальных и касательных. С увеличением объемов выработанного пространства значения касательных напряжений в массиве на отдельных участках превышают предел прочности породы на сдвиг, что может привести к разрушению горных конструкций как в динамической, так и в статической формах.

Отрабатываемые камеры 3 и 4 блока 7 в этаже -287...-323 м рудной залежи «Харьковская» сопрягаются с юго-западного и северо-восточного направления с ранее отработанными камерами 1 и 2 Блока 7 и камерами 1-3 Блока 4 соответственно. В результате оставленный участок находится в зоне опорного давления, а на подэтаже -307 м попадает в зону тектонических нарушений и дайковых тел.

По мере отработки камер 3 и 4 блока 7 рудной залежи «Харьковской» зоны повышенных напряжений образуются:

- в кровле выработок, прилегающих к отработанным камере 2 блока 7 и камере 3 блока 4 на гор. -287 м и -307 м, при этом уровень касательных напряжений здесь достигает 65 МПа, приближается к предельным значениям на сдвиг, слагающих пород, что указывает на потенциальную удароопасность данных участков;
- в формирующихся целиках между пройденными нарезными выработками на гор. -323 м и очистным пространством отработанных камер, в частности сложная геомеханическая ситуация складывается на участке междукамерного целика, формирующегося между очистным пространством камеры 3 блока 4 и ортом Харьковским 3 в отг. -318...-308 м, величина касательных напряжений в кровле орта достигает 80 МПа.

При оценке удароопасности краевых частей горного массива, целиков и других элементов систем разработки наиболее широко применяются критерии хрупкого разрушения горных пород, основанные на способности пород разрушаться без заметной пластической деформации [7]. Участки горного массива, испытывающие предельные нагрузки, оценивались по критерию, основанному на теории максимальных нормальных сжимающих напряжений, в которой последние сопоставляются с прочностью на сжатие с учетом нарушенности массива: $\sigma_{\max} \leq K_c \cdot \sigma_{сж}$, где σ_{\max} – максимальные напряжения, действующие в массиве, МПа; K_c – коэффициент структурного ослабления ($K_c = 0,7$; $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород на одноосное сжатие, МПа).

Для снижения удароопасности наиболее напряженных участков месторождения и охраны горных выработок, целесообразно предусмотреть:

- опережающую скважинную или щелевую разгрузку с расположением скважин или щелей, преимущественно перпендикулярно действию главных напряжений,
- изменение формы поперечного сечения выработок в сочетании с щелевой разгрузкой наиболее напряженных краевых частей массива и целиков
- а также предусмотреть непрерывный геомеханический мониторинг массива горных пород с применением установленной АСКГД «Prognoz-ADS» [6].

Литература

1. Айтматов И.Т., Ахматов В.И. и др. Методы и результаты изучения напряженного состояния массивов и создание на их основе эффективных способов управления горным давлением при подземной разработке руд // ФТПРПИ., 1987. – № 4.
2. Казикаев Д.М. Геомеханика подземной разработки руд. – М.: Изд-во МГГУ, 2009. – 542 с.
3. Рассказов И.Ю. Методы контроля и управления горным давлением на рудниках ОАО «ГМК «Дальполиметалл» / И.Ю. Рассказов, Г.А. Курсакин, А.М. Фрейдин, В.Н. Черноморцев, С.П. Осадчий // Горный журнал., 2006. - № 4. - С. 35-38.
4. Рассказов И.Ю. Контроль и управление горным давлением на рудниках Дальневосточного региона. - М.: Издательство «Горная книга», 2008. - 329 с.
5. Рассказов И.Ю., Потапчук М.И., Осадчий С.П., Потапчук Г.М. Геомеханическая оценка применяемых технологий разработки удароопасных месторождений ОАО «ГМК «Дальполиметалл» // Горный информационно-аналитический бюллетень. - М.: Изд-во «Мир горной книги», 2010. - № 7. - С. 137-145.
6. Указания по безопасному ведению горных работ на Николаевском и Южном месторождениях (ОАО «ГМК «Дальполиметалл»), опасных по горным ударам / И.Ю. Рассказов, Г.А. Курсакин, В.Н. Черноморцев, С.П. Осадчий и др. // Указания по ведению горных работ.– Хабаровск: ИГД ДВО РАН, 2008. - 64 с.
7. Фрейдин А.М., Неверов С.А., Неверов А.А., Филиппов П.А. Устойчивость горных выработок при системах поэтажного обрушения //ФТПРПИ., 2008. – № 1. – С. 90-100.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ, ЭНЕРГО- И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ВОЗДУХОПОДГОТОВКИ В ХОЛОДНОЕ ВРЕМЯ ГОДА

А. В. Николаев

Научный руководитель профессор Н.И. Алыменко

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

При проветривании подземных горнодобывающих предприятий в холодное время года с целью предотвращения обмерзания крепи шахтного ствола и ее разрушения вследствие расширения воды, замерзшей в водоносных горизонтах, подаваемый воздух согласно [5] необходимо нагревать в шахтных калориферных установках (ШКУ) до температуры не ниже $+2^{\circ}\text{C}$. Объемы нагреваемого воздуха достаточно велики, и поэтому на работу ШКУ требуются значительные затраты энергоресурсов.

В связи с тем, что в настоящее время в Российской Федерации вопрос энерго- и ресурсосбережения является одним из приоритетных, необходимо разрабатывать мероприятия, позволяющие повысить энергоэффективность воздухоподготовки в холодное время года.

Основные виды ШКУ – водяные, газовые и электрические. В водяных ШКУ воздух нагревается водой, поступающей с котельной установки. В газовых ШКУ теплоносителем являются продукты сгоревшего в теплообменных камерах природного газа. В электрических ШКУ воздух нагревается электронагревательными элементами, к которым прикладывается напряжение.

Общим и основным недостатком вышеприведенных установок является то, что в них предлагается нагревать воздух, который по своим физико-химическим свойствам является веществом, обладающим низкой теплопроводностью. Как следствие, для нагрева воздуха, подаваемого в воздухоподающий ствол, в ШКУ требуется затрачивать млн. м^3 природного газа (газовые и водяные ШКУ) или десятки ГВт·ч электроэнергии (электрические ШКУ) за отопительный период [2].

С целью снижения затрат энергоресурсов, расходуемых на воздухоподготовку, разработана ШКУ [3], конструкция которой представлена на рис. 1.

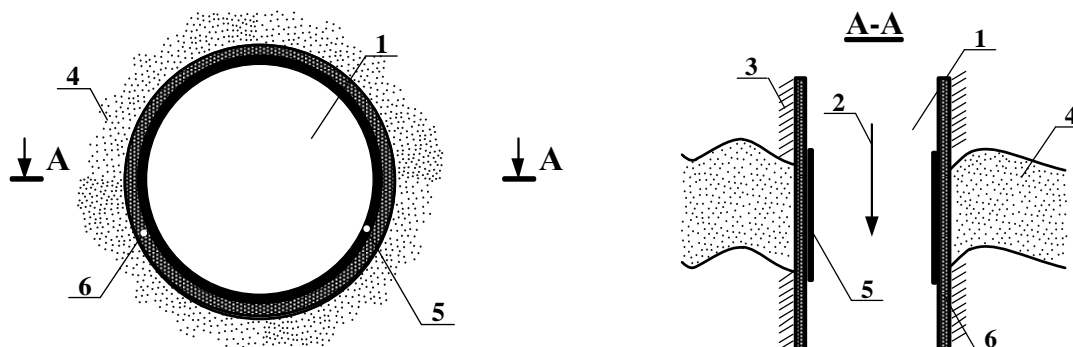


Рис. 1. Шахтная калориферная установка

а – вид ствола сверху; б – вид сбоку (разрез)

1 – воздухоподающий ствол; 2 – наружный воздух; 3 – породы, окружающие ствол; 4 – водоносный горизонт; 5 – нагревательный элемент; 6 – крепь ствола

Представленная ШКУ работает следующим образом.

В воздухоподающий ствол 1 подается холодный наружный воздух 2. В местах пересечения крепи ствола 6 с водоносным горизонтом 4 устанавливаются нагревательные элементы 5. В качестве нагревательного элемента может использоваться термостекло (thermo glass) – материал, у которого сторона, прилегающая к крепи ствола, при протекании электрического тока, нагревается до температур порядка 90–100 °С при сравнительно малой удельной мощности, по сравнению с другими источниками – порядка 100 Вт/м² [1]. С внешней стороны термостекла практически отсутствуют теплопотери, т.е. его нагрев оказывает незначительное влияние на тепловое поле в самом воздухоподающем стволе 1.

Вместо термостекла в качестве нагревательных элементов может использоваться любой материал, обладающий высокой теплопроводностью, нагреваемый излучателем тепла, например, инфракрасными нагревателями [1] (рис. 2).

При использовании предложенной конструкции ШКУ устраняется основная проблема, связанная с высокими энергозатратами, т.к. не потребуется нагревать воздух, поступающий в воздухоподающий ствол, а только поддерживать температуру на участке крепи, прилегающем к водоносному горизонту.

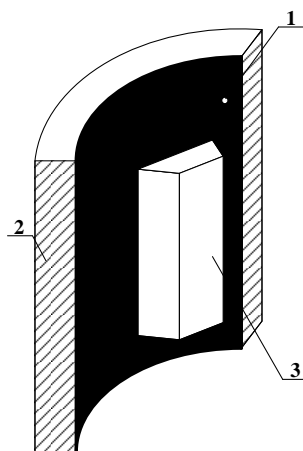


Рис. 2. Вариант подогрева крепи ствола (часть крепи ствола) при помощи излучателя тепла
1 – нагревательный элемент; 2 – крепь в воздухоподающем стволе; 3 – излучатель (инфракрасный) тепла

При работе подобной установки необходимо предусмотреть бесперебойность и безопасность работ при проветривании в случае выхода ее из строя. С этой целью разработана система [4], обеспечивающая автоматическое включение резервной поверхностной ШКУ, которая при нормальном режиме работы основной ШКУ, расположенной в стволе, находится в отключенном состоянии. Также в резервной ШКУ может осуществляться нагрев воздуха с целью создания комфортных условий горнорабочих на нулевой отметке ствола, для устранения обледенения ствола и т.д. Но в этом случае отсутствует опасность заморозить воду в водоносном горизонте, т.е. нет риска разрушения крепи.

Литература

1. «Инфракрасные стеклянные обогреватели Пион Thermo Glass»: [Электронный ресурс] // «Вам тепло» – интернет-магазин климатической техники. URL: <http://vamtempo.ru/catalog.18.html>. (дата обращения: 10.11.2013).
2. Николаев А.В., Постникова М.Ю., Мохирев Н.Н. Сравнительный анализ потребления тепло- и энергоресурсов шахтными калориферными установками // Вестник ПГТУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело., 2010. – № 5. – С. 95 – 102.
3. Пат. 149443 Россия, МПК E21F3/00; F24H3/04. Шахтная калориферная установка Николаев А.В., Файнбург Г.З., Алыменко Н.И., Николаев В.А. Завлено. 18.06.2014; Опубл. 10.01.2015, Бюл. № 1. – 2 с.: ил.
4. Пат. 131083 Россия, МПК E21F1/00. Система автоматизации главной вентиляторной установки Николаев А.В., Алыменко Н.И., Седунин А.М. Завлено. 19.03.2013; Опубл. 10.08.2013, Бюл. № 22. – 2 с.: ил.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых» – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014. – Серия 03. – Вып. 78. – 276 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ РУДНЫХ ТЕЛ НА УСТОЙЧИВОСТЬ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

Ж.Б. Рашид, Н.Д. Джусупов

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев
 Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Развитие горной промышленности в Республики Казахстан сопровождается вводом в эксплуатацию новых горизонтов для добычи полезных ископаемых, что требует выполнение значительного объема горно – капитальных и подготовительных работ.

В последнее время на территории страны ряд месторождений (Нурказган, Кентобе, Саяк, Акжал, Ушкатын) стали переходить к комбинированному способу отработки. Влияние увеличения глубины открытых горных работ, сопровождающиеся увеличением вскрышных работ.

При переходе от открытого способа разработки к подземному возникает необходимость в проведении глубоких научных исследований, направленных на обеспечение устойчивости подземных капитальных и подготовительных горных выработок и геомеханического обоснования систем разработки полезного ископаемого и их параметров.

При комбинированной разработке крутопадающих месторождений проявляется ряд специфических особенностей. Во-первых, существующие технологические схемы отработки открыто-подземного яруса и создания изолирующей потолочины не учитывают всех возможностей открытого способа разработки. Во-вторых, в области призмы упора бортов карьера в предельном положении остаются приконтурные запасы, которые, как правило, или консервируются, или извлекаются позже с помощью технологий, изначально более дорогих и нарушающих условия устойчивости бортов по сравнению с традиционными схемами открытых работ. В-третьих, существующие подходы обоснования границ открытых горных работ при комбинированной разработке не в полной мере учитывают возможности повышения эффективности освоения за счёт рационального распределения запасов по способам разработки. Общеизвестно влияние запасов подземного рудника на его производительность и себестоимость добычи полезного ископаемого [1].

При комбинированной разработке месторождений применяются различные виды систем разработки. Системы этажно-принудительного обрушения применялись в Лебяжинском железорудном месторождении, камерные системы (в случае совмещения открытых и подземных горных работ) с временным оставлением прочных опорных целиков – в Абаканском железорудном месторождении, подэтажное обрушение – в Куржункульском месторождении (Кустанайская область), системы горизонтальными слоями с твердеющей закладкой, системы подэтажных штреков с последующей закладкой камер – в руднике «Шабанье» (Ботсвана), камерно-столбовая система с последующим извлечением целиков изаполнением выработанного пространства гидрозакладкой - в руднике «Камото» (Конго), системы подэтажных штреков с торцевым выпуском руды – в руднике «Принс Лайел» (Австралия) и т.д.

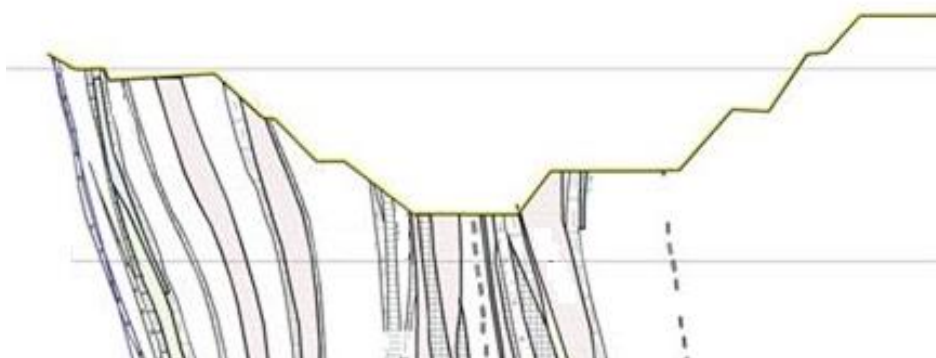


Рис.1 Комбинированная система разработки крутопадающих рудных тел

При комбинированной разработке месторождения должно быть обеспечено:

- изучение особенностей сдвижения и деформации пород и земной поверхности и прогнозирования области влияния горных выработок;
- определение размеров предохранительного целика (естественного или искусственного) между карьером и подземными горными работами;
- определение толщины потолочины над отдельными участками (камерами) выработанного пространства;
- расчет параметров опорных целиков;
- определение допустимой площади обнажения кровли очистного пространства;
- расчет необходимой прочности закладки при отработке запасов в борту карьера для обеспечения его устойчивости;
- обеспечение полноты заполнения выработанного пространства.

При комбинированной разработке месторождения фронт ведения горных работ необходимо располагать в направлении:

- при подземных очистных работах – от массива к карьере (разрезу);
- при открытых работах – навстречу фронту развития подземных очистных работ.

Подземные горные работы под действующим карьером необходимо производить системами с поддержанием выработанного пространства. При условиях рассредоточения очистных работ в плане, благоприятных физико-механических свойствах массива допускается применение систем с обрушением руды и вмещающих пород. Обязательным условием при этом является обеспечение выхода воронки обрушения на поверхность.

При одновременном ведении горных работ в карьере и подземном руднике в одной вертикальной плоскости должны соблюдаться следующие условия:

- оставление предохранительного целика, обеспечивающего устойчивость массива и бортов карьера;
- применение систем разработки, исключающих сдвигание (разрушение) массива предохранительного целика;
- ограничение мощности массовых взрывов и их сейсмического воздействия на целики, потолочины и уступы бортов;
- исключение проникновения газов от взрывных работ в подземные выработки или их подсоса системой вентиляции, а также выброс этих газов в карьер;
- применение нагнетательного способа проветривания подземных выработок или комбинированного способа проветривания с обеспечением подпора воздуха под участками открытых работ;
- исключение прорыва ливневых и подземных вод из карьера в подземные выработки.

При комбинированной разработке месторождения необходимо регулярно производить оценку изменения геомеханического состояния породного массива, составлять прогноз этого изменения под воздействием горных работ, вести контроль за развитием деформационных процессов и управлять ими путем регулирования параметров, взаимного положения, порядка, скорости развития фронта, организации и технологии ведения горных работ, а также искусственного укрепления неустойчивых участков массива горных пород. На подземных рудниках должна быть создана система геомеханического мониторинга состояния массива [2].

При комбинированной разработке верхняя часть залежи разрабатывается открытым способом, а нижняя часть – подземным. Особенностью последовательной открыто-подземной разработки является наличие переходного этапа (периода) разработки, когда осуществляется переход от открытых горных работ к подземным работам.

Во времени открыто-подземная разработка месторождений может быть одновременной и последовательной.

При одновременной разработке горные работы ведутся параллельно с соблюдением всех мер по обеспечению безопасного ведения работ в карьере и в подземном руднике.

При последовательной открыто-подземной отработке месторождений горные работы в карьере ведутся до начала или после завершения подземных горных работ. В первом случае достигается ускорение ввода в эксплуатации месторождения до окончания вскрытия и подготовки ее части, отрабатываемой подземным способом. Во втором случае ведение открытых горных работ после завершения подземного способа отработки месторождения обеспечивает снижение потерь полезного ископаемого в недрах, недоразведанных или не извлеченных при подземной отработке месторождений.

Переход на подземные работы может происходить без образования и с образованием единого выработанного пространства в переходной зоне. В первом случае работы ведутся без оставления барьерного целика в основании и в бортах карьера - буровые работы ведутся из карьерного пространства и из подземных выработок, погрузка и транспорт руды осуществляются через шахту. При этом могут применяться системы разработки, как с поддержанием очистного пространства, так и с обрушением. Достоинством этого варианта является возможность размещения в выработанном пространстве карьера вскрышных пород, что отвечает требованиям экологизации горного производства.

Во втором случае либо оставляется естественный целик-потолочина, обрушаемый после завершения работ в карьере, либо формируется искусственный подкарьерный целик из закладочного материала.

Таким образом, при разработке месторождений комбинированным способом приконтурная часть массива подвергается многократному воздействию нагрузок от открытых и подземных работ. Такая система разработки приводит к осложнению состояния массива под влиянием различных факторов, которые постоянно развиваются в пространстве и во времени. Одним из основных недостатков при обосновании параметров устойчивости породных обнажений в приконтурной части массива является недостаточная изученность геомеханических процессов. Причиной этого является то, что для описания геомеханических процессов, которые происходят вблизи массива техногенных обнажений, заложенные в моделях данные, не вполне корректно отражают размеры зон разрушения или условных зон трещиноватости.

Литература

1. Имашев А.Ж. Обоснование параметров устойчивости техногенных обнажений в условиях рудника «Ушкатын-3» АО «Жайремский ГОК»: Дис. ... PhD. - Караганда: КарГТУ, 2014. - 154 с.
2. Казакаев Д.М. Геомеханика подземной разработки руд. - М.: Издательство МГУ, 2005. - 542 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЯДА ШАХТНЫХ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ СЕРИИ ВО

Е.Ю.Русский

Институт горного дела Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия

Поле требуемых вентиляционных режимов для разработанного ряда осевых вентиляторов, исходя из опыта эксплуатации и заданий на проектирование последних лет, на 97% находится в следующих пределах: давление – от 100 до 500 даПа, производительность – от 50 до 650 м³/с.

С учетом требований к реверсированию и особенностей конструирования поворотнлопастных рабочих колес (РК) целесообразно использовать аэродинамические схемы со сдвоенными листовыми лопатками [4], при этом целесообразно применять традиционные подходы по выбору аэродинамической схемы, втулочного размера, густоты решеток и т.п. [1].

В ИГД СО РАН исследования по созданию реверсивных на ходу поворотом лопаток РК осевых вентиляторов ведутся с конца 60-х годов прошлого века, результаты которых частично были изложены в печати [3], развиты в данной работе и послужили основой для выполнения проектно-конструкторских работ.

Исследования показывают [1], что около десятка ведущих вентиляторостроительных фирм на основе индивидуальных проектов выпускают множество типоразмеров шахтных вентиляторов, каждый из которых может снабжаться сменными лопатками РК. Преобладает применение нереверсивных осевых вентиляторов, например, в горной промышленности США их доля составляет 96%, причем 85 % общего парка осевых машин выполнены с поворотными на ходу лопатками РК, часто с вертикальной осью вращения. В патентных исследованиях базы данных ВЦПУ СССР за 70-80 гг. из обнаруженных 655 патентов по шахтным вентиляторным установкам только 15 патентов по центробежным вентиляторам.

На основе регулируемых на ходу осевых вентиляторов большинство шахт и рудников дальнего зарубежья оснащены системами автоматического управления вентиляцией и контроля параметров проветривания.

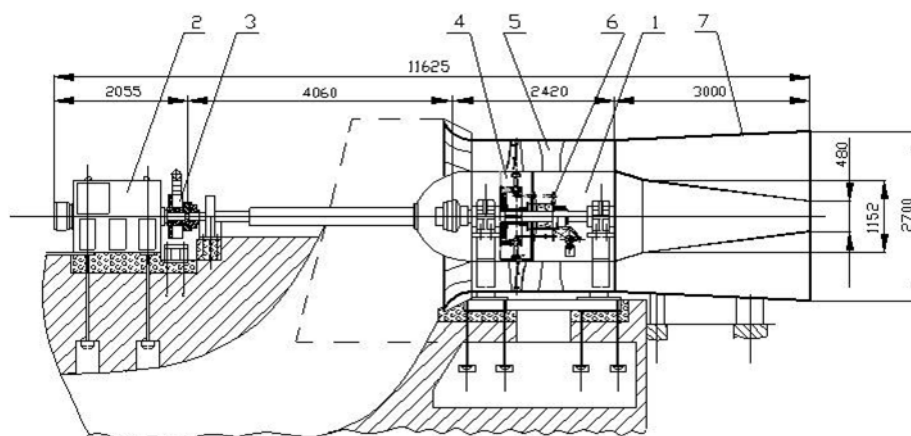


Рис. 1. Реверсивный вентиляторный агрегат ВО-24К со сменными и поворотными на ходу лопатками рабочего колеса: 1 – вентилятор ВО-24К; 2 – синхронный электродвигатель 630кВт, 750 об/мин, 6,0 кВ; 3 – электромагнитный тормоз; 4 – рабочее колесо с поворотными на ходу сдвоенными листовыми лопатками; 5 – неповоротные лопатки спрямляющего аппарата; 6 – механизм одновременного поворота лопаток рабочего колеса; 7 –

Параметры регулируемого на ходу поворотом лопаток рабочего колеса осевого вентилятора определяются расчетными значениями коэффициентов теоретического давления ψ_t , осевой скорости ϕ_a , относительного диаметра втулки лопаточного венца $v = d/D$, где d и D диаметры втулки и рабочего колеса соответственно, геометрией лопаток РК, а также требованиями к реверсированию воздушного потока и уровню шума. Применение сдвоенных лопаток и увеличение частоты вращения РК позволяет достичь больших давлений в одной ступени вентилятора [4].

В одноступенчатых осевых вентиляторах с поворотными на ходу лопатками РК следует использовать компоновочную аэродинамическую схему «колесо - спрямляющий аппарат» (К+СА) (рис 1), для которой задаются величины полного давления P_v , производительности Q , диаметра D , частоты вращения n и рассчитываются по известным выражениям [2] параметры ψ_t, ϕ_a, v и закрутка потока α_2 за спрямляющим аппаратом.

Конструктивные особенности реверсивного одноступенчатого осевого вентилятора с электродвигателем показаны на рис. 1. Вентилятор 1 содержит рабочее колесо 4 с поворотными на ходу сдвоенными листовыми лопатками,

неповоротные лопатки спрямляющего аппарата 5, диффузор 7. Лопатка 5 с хвостовиком выполняется в виде цельной сварной конструкции, что обеспечивает увеличение ее запаса прочности и собственных частот, а, следовательно, степень отстройки от резонанса с возбуждающими силами.

При проектировании РК следует стремиться снизить его дисбаланс до минимальных, установленных ГОСТ, значений. Например, для РК вентилятора ВО-30К (рис. 2) дисбаланс составил 0.18 кг на радиусе расположения балансировочного груза $R = 0.7$ м, что вызывает незначительную нагрузку $P_d = 777$ Н на вал рабочего колеса. Поэтому упорный роликоподшипник в основном рассчитывается на предельные обороты n_{max} и номинальную долговечность L_{10h} . Так, например, для вентилятора ВО-30К $L_{10h} = 50684$ ч, т. е. 5.8 лет непрерывной работы.

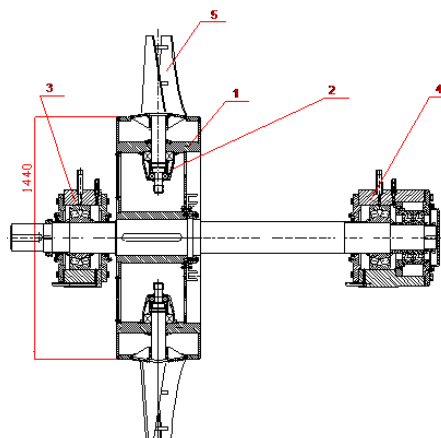


Рис. 2. Ротор вентилятора ВО-30К без механизма поворота лопаток:
1 – силовой пояс; 2 – узел крепления лопатки; 3 – подшипниковый узел радиальный; 4 – подшипниковый узел задний (радиально-упорный); 5 – лопатка с

Трансмиссионные валы серийных и разрабатываемых вентиляторов имеют диаметр $D^* \geq 0.19$ м. Длина валов вентиляторных установок, работающих на нагнетание, может достигать $1.58D$, а работающих на всасывание – $2.66D$, где D – диаметр рабочего колеса вентилятора. При этом высокие коэффициенты запаса прочности при статическом (9.4) и циклическом (9.6) нагружении еще не гарантируют надежной работы трансмиссионного вала.

Исследования динамической устойчивости трансмиссионных валов главных вентиляторов шахт показали, что критические частоты их собственных изгибных колебаний зависят от длины и диаметра D^* вала. Например, при частоте вращения вентилятора 750 об/мин ($\omega = 78.5 \text{ м} \cdot \text{с}^{-1}$) и $D^* = 0.19$ м только валы длиной меньше 4.8 м будут иметь достаточную динамическую устойчивость к изгибным колебаниям (длина вала нагнетательной вентиляторной установки с вентилятором ВО-30К равна 4.5 м).

Исследование крутильных колебаний трансмиссионных валов [3] в периоды разгона, выбега вентилятора и действия на вентиляторный агрегат сильных аэродинамических возмущений по моменту вращения при взрыве или внезапном выбросе метана показали, что амплитуды крутильных колебаний трансмиссионного вала вентилятора ВО-30ВК могут превышать допускаемые углы закручивания в 2.5 раза, а касательные напряжения при внезапном выбросе – в 2–2.2 раза. Поэтому при расчете срока службы трансмиссионного вала следует учитывать количество планируемых пусков вентиляторного агрегата, а также вероятность и мощность внезапных выбросов.

Проведенные исследования дают возможность на стадии проектирования обеспечивать статическую прочность, динамическую устойчивость и прогнозировать усталостную долговечность основных узлов вентиляторных агрегатов (лопаток РК, трансмиссионных валов и т. п.)

Литература

1. Брусиловский И. В. Аэродинамика осевых вентиляторов. – М.: Машиностроение, 1984.
2. Красюк А. М., Русский Е. Ю. Исследования напряженно-деформированного состояния и частотных свойств рабочих колес осевых вентиляторов главного проветривания. – Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2013. – № 8. – С. 152-156.
3. Русский Е. Ю. Исследование деформаций коренных валов осевых вентиляторов. – Труды Всероссийской научно-технической конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Промышленность. Оборона». (23 – 25 апреля 2014 г.). – Новосибирск: ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет», 2014. – С. 72 – 74.

4. Русский Е.Ю. Рациональное проектирование основных узлов осевых вентиляторов серии ВО. // Труды Всероссийской научно-технической конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Промышленность. Оборона.», 2011.

ВЫНУЖДЕННЫЕ КОЛЕБАНИЯ РОТОРА ВЕНТИЛЯТОРА В ШАХТНЫХ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМАХ

Е.Ю.Русский

Институт горного дела Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия

Важнейшей характеристикой шахтных осевых вентиляторов главного проветривания является эксплуатационная надежность, которая в значительной степени зависит от запаса прочности и уровня вибраций основных узлов вентилятора. При работе вентилятора на его узлы действуют возмущения от воздушного потока, вызванные действием как нестационарных аэродинамических сил, возникающих вследствие неравномерности течения потока при взаимодействии с ребрами, направляющим аппаратом и лопатками спрямляющего аппарата [1], так и возмущения от внезапного выброса или взрыва.

Основным узлом шахтного осевого вентилятора является ротор, надежность которого, в основном, определяет работоспособность вентилятора. Ротор, в свою очередь, состоит из коренного вала, рабочего колеса (РК), которое включает в себя корпус и рабочие лопатки [2]. Рассмотрим вентилятор главного проветривания серии ВО [2], рабочее колесо которого имеет 8 сдвоенных листовых лопаток сварной конструкции. Коренной вал вентилятора через муфту соединен с трансмиссионным валом, который, через муфту кинематически связан с валом электродвигателя. Структурная схема вентилятора показана на рис.1.

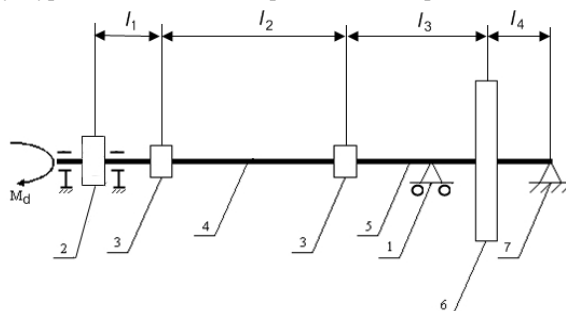


Рис. 1. Структурная схема вентиляторного агрегата: 1 – радиальный подшипник; 2 – приводной электродвигатель; 3 – зубчатые муфты; 4 – трансмиссионный вал; 5 – коренной вал ротора; 6 – рабочее колесо; 7 – радиально-упорный подшипник; M_d – крутящий момент электродвигателя

Рассмотрим взаимодействие возмущенного воздушного потока со сдвоенной лопаткой осевого вентилятора.

Для вентилятора ВО-36К при угловой скорости вращения рабочего колеса вентилятора $\omega = 62,82 \text{ с}^{-1} = 10 \text{ Гц}$ (600 об/мин), числе неподвижных лопаток – ребер направляющего аппарата $N_p = 12$ и лопаток спрямляющего аппарата $N_{CA} = 15$, зон отрыва во вращающемся потоке $N_{ВО} = 2 - 4$, частоты возбуждающих сил, создаваемых ребрами направляющего аппарата, лопатками спрямляющего аппарата и вращающимся отрывом, записываются так [3]:

$$\omega_n^{(P)} = 12n\omega \text{ с}^{-1}; \quad \omega_n^{(CA)} = 15n\omega \text{ с}^{-1}; \quad \omega_n^{(ВО)} = 4n\omega \text{ с}^{-1}$$

Для определения влияния возмущающих частот на колебания лопатки, построим вибрационную диаграмму (рис. 2).

Лучи, выходящие из начала координат (графики 4, 5, 6, рис. 2), представляют собой зависимости частот возмущающих сил от частоты вращения для первых гармоник. Абсциссы точек пересечения с кривыми собственных частот (графики 1, 2, 3, рис. 2) определяют границу зон резонансных частот вращения ротора.

Из анализа графиков следует, что при пуске вентилятора, лопатки проходят через несколько зон резонансов. Из-за кратковременности нахождения в этих зонах, а также вследствие незначительной энергии возмущенного воздушного потока от ребер направляющего аппарата, лопаток спрямляющего аппарата и возмущений от отрыва во вращающемся потоке, это не приведет к возникновению опасных напряжений и деформаций в конструкции лопаточного узла. При выбеге вентилятора, для уменьшения времени нахождения в резонансных областях, необходим тормоз для электродвигателя вентилятора.

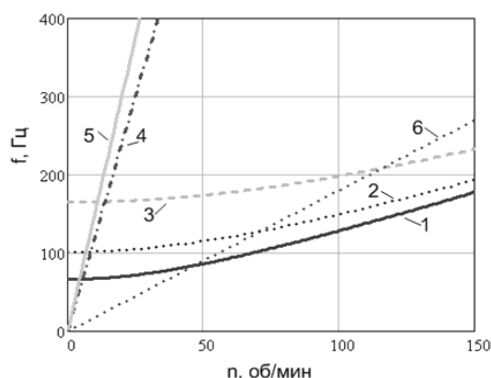


Рис. 2. Зависимость собственных частот колебаний сдвоенной листовой лопатки и возмущающих частот от числа оборотов двигателя: 1 – первая собственная частота; 2 – вторая собственная частота; 3 – третья собственная частота; 4 – возмущающая частота от лопаток направляющего аппарата; 5 – возмущающая

Найдем решение для трансмиссионного вала вентилятора ВО-36К с целью определения амплитуды колебаний, углов закручивания разных участков вала, времени разгона и выбега турбомашины, а также с учетом влияния аэродинамических возмущений сети на колебания механической системы.

Динамическая модель описывается системой дифференциальных уравнений:

$$J_1 \ddot{\phi}_1 = M_d - c_{12}(\phi_1 - \phi_2) - \mu(\dot{\phi}_1 - \dot{\phi}_2)$$

$$J_2 \ddot{\phi}_2 = c_{12}(\phi_1 - \phi_2) + \mu(\dot{\phi}_1 - \dot{\phi}_2) - c_{23}(\phi_2 - \phi_3) - \mu(\dot{\phi}_2 - \dot{\phi}_3)$$

$$J_3 \ddot{\phi}_3 = c_{23}(\phi_2 - \phi_3) + \mu(\dot{\phi}_2 - \dot{\phi}_3) - c_{34}(\phi_3 - \phi_4) - \mu(\dot{\phi}_3 - \dot{\phi}_4)$$

$$J_4 \ddot{\phi}_3 = c_{34}(\phi_3 - \phi_4) + \mu(\dot{\phi}_3 - \dot{\phi}_4) - M_b \pm M_v$$

где M_d – момент на валу электродвигателя, по формуле Клосса; M_b – момент на валу вентилятора (технологическая нагрузка), задается как функция угловой скорости и описан полиномом 3-й степени с учетом частотной характеристики потока воздуха в вентиляционной сети, при скоростях менее 7 рад/с M_b равен суммарному моменту трения в подшипниках; M_v – момент, возникающий вследствие возмущения давления воздуха в вентиляционной сети от взрыва или внезапного выброса; ϕ_i – угловая координата i -го сечения; $\dot{\phi}_i$ – угловая скорость i -го сечения; $\ddot{\phi}_i$ – угловое ускорение i -го сечения; $c_{i,i+1}$ – крутильная жесткость участка вала между i -м и $(i+1)$ -м сечением с учетом жесткости стыков и деталей машин, передающих крутящий момент; μ – коэффициент вязкого трения в материале вала (223,83 Нмс²) [6]; J_1 – момент инерции ротора электродвигателя; J_4 – момент инерции ротора вентилятора; J_2, J_3 – моменты инерции соответствующих участков трансмиссии.

Результаты решения системы уравнений приведены на рис. 3.

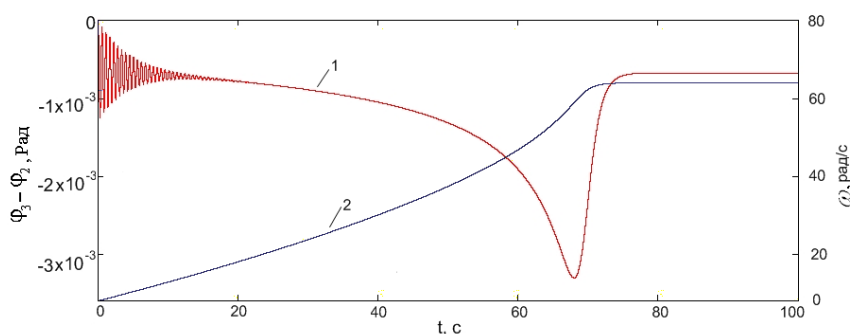


Рис. 3. Зависимость крутильных деформаций трансмиссионного вала ротора (график 1) и частоты вращения ротора (график 2) от времени при пуске вентиляторного агрегата ВО-36К

Превышение максимальных касательных напряжений (τ_{max}), возникающих в материале вала при пуске вентилятора ВО-36К, над напряжениями при номинальной частоте (τ_n), составляет пять раз.

Учитывая, что режим пуска достаточно кратковременный (менее 15 секунд), то следует ограничивать срок службы трансмиссионных валов количеством пусков вентиляторной установки.

Литература

1. Красюк А.М., Русский Е.Ю., Попов Н.А. К оценке прочности высоконагруженных рабочих колес крупных шахтных осевых вентиляторов. – Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, 2012. – №2. – С. 104-112.
2. Манушин Э.А. Конструирование и расчет на прочность турбомашин газотурбинных и комбинированных установок / Э.А. Манушин, И.Г. Суворцев – М.: Машиностроение, 1990. – 400 с.
3. 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.

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ КРЕПЛЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

С.П. Сапарбаев, Н.Б. Жаксылыкбай

Научный руководитель старший преподаватель А.Ж. Имашев

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

В настоящее время рудные тела месторождения «Ушкатын-3» обрабатываются комбинированным способом. Все больше углубляются подземные горные работы, что требуют, в свою очередь, вскрытия новых горизонтов. Вскрытие новых горизонтов осуществляется проведением штольни (портал) с борта карьера (рис. 1).

Благоприятные условия отработки достигаются при достаточной прочности горных пород вблизи транспортных штреков пройденных на соответствующих горизонтах, в противном случае для поддержания в безопасном состоянии необходимо крепить выработку. Устойчивое состояние массива горных пород достигается корректным прогнозированием возможной зоны разрушения (зоны неупругих деформаций) вокруг выработки.

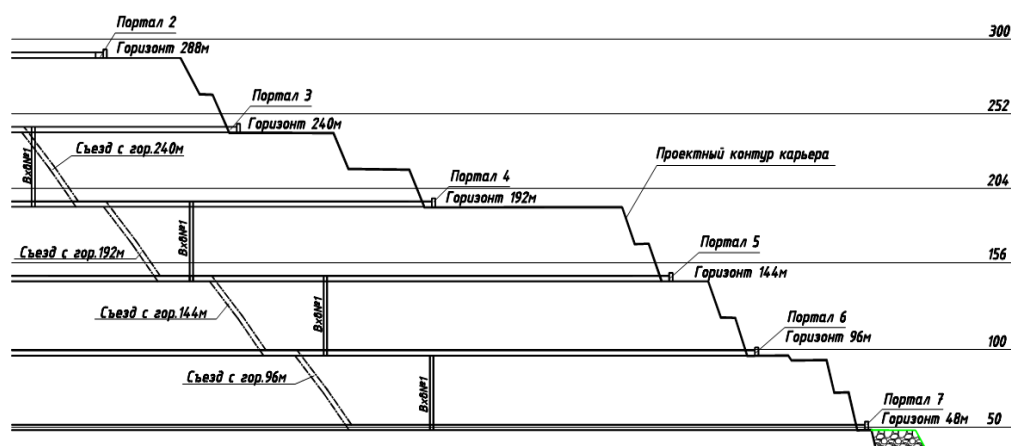


Рис. 1 Вертикальная схема вскрытия рудника «Ушкатын-3»

На сегодняшний день существуют различные методы определения нагрузок на крепь горной выработки. Используются простые методики расчета нагрузок, разработанные более 50 лет назад и компьютерные программы для расчета нагрузок на крепь и НДС массива, которые позволяют учесть большое число горно-геологических и горнотехнических факторов и сложные формы сечения выработок [1].

Во многих компьютерных программах используются метод конечных элементов (МКЭ) или метод граничных интегральных уравнений (ГИУ). Эти методы используют модели вертикального сечения невесомого массива с вырезом, геометрия которого предопределяет контур выработки. Область за пределами контура выработки представляются множеством бесчисленных точек и численный анализ напряженного состояния во всех точках проводить невозможно, и поэтому при моделировании ограничиваются рассмотрением конечного ряда точек. Достоверность результата моделирования, по определению нагрузок на крепь, зависят от точности вводимых исходных данных. Существующие данные физико-механических свойств горных пород требуют уточнения прочностных характеристик, так как различная глубина отработки и влияние постоянных взрывных работ при открытых и подземных горных работах приводят к изменению свойств пород. Проводить уточнение прочностных свойств пород в лабораторных условиях не всегда удается, так как отбор образцов пород для испытания и приведение их к правильной форме является сложной работой. Для определения прочностных свойств пород компанией «Rocscience» была разработана компьютерная программа RocLab для определения параметров прочности массива горных пород, основанная на обобщенном критерии разрушения Ноек-Вроуна и Кулона-Мора [2]. Свойства массива горных пород, определяемые RocLab, могут быть использованы как исходные данные для ввода в программы численного моделирования геомеханических процессов.

Целью данного исследования является определение вида и параметра крепления транспортного штрека горизонта +96 м. Глубина расположения горизонта составляет 240 м.

Для уточнения прочностных показателей массива требуется детальная информация о трещиноватости горных пород. Сотрудниками кафедры РМПИ КарГТУ были проведены съемки трещиноватости горных пород на вышерасположенных горизонтах [3]. Эти данные были использованы при уточнении прочностных характеристик пород с помощью программы RocLab. В программу были введены следующие данные: сопротивление одноосному сжатию ненарушенной породы (σ_{ci}) – 95 МПа; геологический индекс прочности (GSI) – 55; параметр ненарушенной породы (m_i) – 10 для известняка; нарушение массива взрывными работами (D) – 0,8; модуль деформации ненарушенной породы (E_i) – 66500 МПа для известняка; глубина расположения выработки (H) – 240 м; объемный вес горных пород (γ) – 2,6 т/м³.

Реальный массив горных пород разбит обычно трещинами и часто ослаблен в определенных направлениях. В программе RocLab нарушение массива трещинами учитывается геологическим индексом

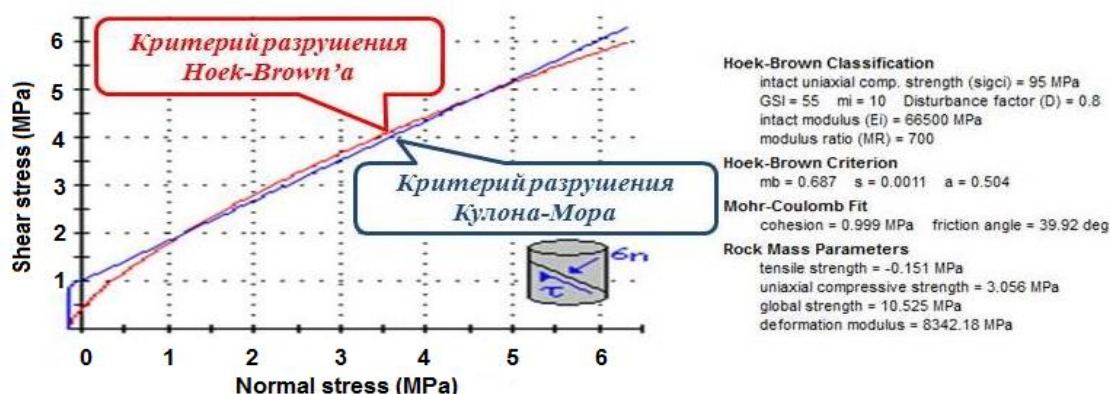


Рис. 2 Прочностные показатели горной породы

прочности (GSI). Программа RocLab выдала следующие уточненные данные: сцепление – 1 МПа; угол внутреннего трения – 40 град.; прочность породы на растяжение 0,151 МПа; прочность породы на сжатие по критерию Кулона-Мора – 10,5 МПа и по критерию Hoek-Brown'a – 3 МПа (рис. 2).

Полученные данные были введены в качестве исходных данных численного моделирования по определению зоны разрушения горных пород вокруг транспортного штрека горизонта +96 м. Численное моделирование было проведено с помощью программы «Phase2», разработанной также компанией «Rosscience».

Решение задачи определения напряженного состояния осуществляется методом конечных элементов. При моделировании были введены следующие составляющие напряженного состояния: вертикальная γH – 6,24 МПа, горизонтальная $\lambda \gamma H$ – 5,6 МПа. В результате моделирования была определена зона разрушения пород, которая формирует нагрузку на крепь горной выработки (рис. 3).

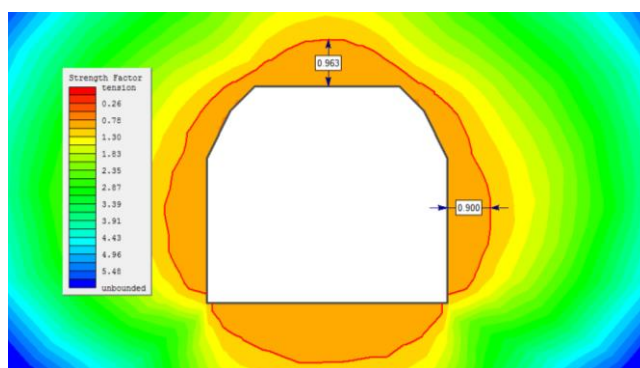


Рис. 3 Зоны разрушения пород вокруг транспортного штрека гор. +96 м

Размеры зоны разрушения составили: со стороны кровли – 1 м, со стороны боков 0,9 м. Нагрузка на крепь со стороны кровли выработки составляет 2,6 т/м². Исходя из вертикальной нагрузки, произведен расчет анкерной крепи. Для поддержания транспортного штрека необходимо применять полимерную анкерную крепь, несущая способность которой достигает до 10 т. Следует принимать следующие параметры крепления: количество в ряду 5 анкеров, шаг установки анкеров – 1 м.

В результате исследований сделаны следующие выводы: для корректного прогноза возможной зоны разрушения необходимо иметь достоверные исходные данные; трещиноватость горных пород является

доминирующим показателем снижения прочности массива; численное моделирование позволяет использовать несколько критериев разрушения и учитывать множество горно-геологических и горнотехнических факторов.

Литература

1. Исабек Т.К., Имашев А.Ж., Судариков А.Е., Бахтыбаева А.С., Зейтинова Ш.Б. Проблемы моделирования геомеханических процессов вокруг горных выработок // *Промышленность Казахстана.*, 2013. - №2. - С. 56-57.
2. Hoek, E and Diederichs, M.S. Empirical estimation of rock mass modulus // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.*, 2006. - №43. – P. 203–215.
3. Имашев А.Ж., Судариков А.Е., Исабек Т.К., Бахтыбаева А.С., Имашев Б.Ж. Рейтинг MRMR для горных пород прибортовой части рудника «Ушкатын-3» АО «Жайремский ГОК» // *Научные труды Международной научно-практической конференции «Наука, образование и производство – ведущие факторы стратегии «Казахстан–2050» (Сагиновские чтения №6).* - Караганда, 2014. - С. 38-40.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ ПРОХОДКИ УКЛОНОВ ПО НЕФТЕНОСНЫМ ПЛАСТАМ В УСЛОВИЯХ НЕФТЕШАХТЫ №1 НЕФТЕШАХНОГО УПРАВЛЕНИЯ «ЯРЕГАНЕФТЬ»

К.В. Симонова

Научный руководитель профессор С.С. Андрейко

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

По различным оценкам запасы нефти будут извлечены в этом столетии. Наиболее быстрыми темпами обрабатывают легкую нефть с вязкостью до 50 мПа·с, а запасы тяжелой нефти с вязкостью свыше 50 мПа·с и природных битумов невысокими темпами. Существует мнение, важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли России, а также ряда других нефтедобывающих стран являются запасы тяжелой нефти и природных битумов. По оценкам специалистов, их мировой суммарный объем оценивается в 810 млрд тонн, а остаточный извлекаемый объем запасов нефти малой и средней вязкости в 162,3 млрд тонн. Следует заметить, что запасы тяжелой нефти почти в пять раз превышают запасы легкой нефти.

Добыча тяжелой нефти требует применения особых, более сложных технологий добычи, например шахтным способом. Самый большой опыт шахтной добычи нефти накоплен на Ярегском месторождении, где более 50 лет ведется промышленная добыча нефти таким способом[1].

Таблица 1

Применяемый паспорт БВР

Показатели	Ед.изм.	Кол.
1.Категория шахты по газу	1	
2.Давление воды в водопроводе	кг/см ³	16
3.Количество распылителей	шт	
4.Расстояние от распылителя воды до забоя	м	
5.Коэффициент крепости по шкале проф. Протодряконова	н/пес.	-
	породы	4-5
6.Сечение выработки в черне	м ²	
Сечение выработки по породе	м ²	-
Сечение выработки по н/пл	м ²	14,9
7.Максимальная длина выработки	м	200
8.Количество шпуров на цикл		44
9.Уход забоя за цикл	м	1,4
10.К.И.Ш.	0,88	
Максимально допустимое расстояние между зарядами	По н/пл	м
	По пор.	м

Нефтяная залежь размером 36×4 ÷ 6 км пластового сводчатого типа высотой 87 км, контролируется Ярегской, Лыаельской и Вежавожской структурами третьего порядка. Промышленные запасы нефти находятся в III пласте, приуроченном к среднедевонским отложениям живецкого яруса. III пласт залегает на глубине 130-220 м в песчаниках среднего и верхнего девона непосредственно на метаморфических сланцах рифейского возраста и прикрывается среднедевонскими аргиллитами, поверх которых залегают туфито-диабазовая толща и песчано-аргиллитовая пачка верхнего девона. Пласт представлен слабо- и среднесцементированными песчаниками, состоящими из кварцевых и полевошпатовых зерен, сцементированных железисто-карбонатным и глинистым материалом. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 26 м [2].

На Ярегском нефтетитановом месторождении выработки проходят буровзрывным (БВР) способом. Однако данный способ может быть усовершенствован, так как имеет малую уходку за один цикл взрывания, большое количество шпуров. А также существует проблема при взрывании нефтенасыщенных пород, так как происходит слеживание их в отбитом виде, что приводит к затруднениям при погрузке породы в вагонетки.

Уклон проходят буровзрывным методом в соответствии с проектом проходки горной выработки и паспортом БВР представленным в таблице 1.

Шпуры бурятся перфоратором ПП54-ВВ (ПП – перфоратор переносной; В – пылеподавление водой; Б – боковая промывка). Диаметр бурения составляет 40 – 46 мм, длина бурения не более 4 м. Для очистки шпуров в перфораторе ПП54ВВ предусмотрена боковая подача воды, кроме того, перфоратор имеет свойство кратковременной интенсивной продувки [3]. Используемое взрывчатое вещество – “Аммонит Т-19”, применяемые электродетонаторы – ЭДКЗПКМ. Материал забойки – глинопесчаная смесь, гидроампулы. Погрузка в вагонетки УВГ-1.3 производится породопогрузочными машинами ППН-1С.

Параметры для нового паспорта буровзрывных работ рассчитывались по формулам приведенным ниже.

Зависимость линии наименьшего сопротивления (л.н.с.) от величины поперечного размера обнаженной поверхности выражается экспоненциальной функцией вида [5]:

$$W_1 = W_0 \left(1 - e^{-d_b/W_0}\right), \quad (1)$$

где W_0 – л.н.с. заданного заряда при его взрывании на неограниченную обнаженную поверхность, м; d_b – диаметр обнаженной поверхности, м; e – основание натурального логарифма ($e=2,72$).

Выражение для расчета величины л.н.с. шпуровых зарядов при взрывании на неограниченную обнаженную поверхность имеет вид:

$$W_0 = \frac{1}{i_b} \sqrt{\frac{aQDl_n}{mrJ_i}}, \quad (2)$$

где i_b – степень дробления породы взрывом; a – коэффициент, учитывающий способ инициирования заряда; Q – масса ВВ, размещаемая в 1 м шпура, кг; D – скорость детонации ВВ, м/с; l_n – предельный эффективный коэффициент удлинения заряда; m – коэффициент сближения шпуров; r – коэффициент использования шпуров; J_i – удельный нормированный импульс дробления.

Таблица 2

Предлагаемый паспорт БВР

Номер серии и номера взрываемых шпуров	Кол-во шпуров в серии	Длина шпура, м	Масса заряда ВВ, кг	Длина заряда, м	Кол-во патронов по 250 г	Длина забойки, м	Замедление, мс	Тип электродетонатора
1 (1-4)	4	3	1,5	0,78	6	2,22	0	ЭДКЗПКМ
2 (5-8)	4	3	1,5	0,78	6	2,22	40	ЭДКЗПКМ
3 (9-12)	4	3	1,5	0,78	6	2,22	60	ЭДКЗПКМ
4 (13-16)	4	3	1,5	0,78	6	2,22	80	ЭДКЗПКМ
5 (17-36)	20	3	1,5	0,78	6	2,22	100	ЭДКЗПКМ
Всего по схеме	36	108	54		216			

В схеме буровзрывных работ с врубовой скважиной диаметром 100 мм принята квадратная схема расположения шпуров по забою.

Врубовая скважина бурится австралийским станком направленного бурения VLD 1000. Данная автоматизированная установка в зависимости от горно-геологических условий способна бурить на глубину 1 000 метров, а также делать это из одного устья скважины под различными углами, в том числе до 90 градусов – телеметрическая система определяет ее точные координаты в режиме реального времени [4].

Шпуры бурятся перфоратором ПП54ВВ. Для решения проблемы слеживаемости породы в процессе проведения буровзрывных работ применяется гидрозабойка в виде капсул с ПАВ марок СНПХ – 9633, СНПХ – 9640.

Заряды взрываются в пять приемов: врубовые шпуры 1 – 4 – с замедлением 0 мс; врубовые шпуры 5 – 8 – с замедлением 40 мс; отбойные шпуры 9 – 12 – с замедлением 60 мс; отбойные шпуры 13 – 16 – с замедлением 80 мс; оконтуривающие шпуры 17 – 36 – с замедлением 100 мс. В этой схеме количество шпуров составляет 36 и масса заряда ВВ – 54 кг. Эта схема характеризуется большим расходом ВВ, но более устойчива к погрешностям бурения активных шпуров передового вруба.

В результате разработки нового паспорта БВР для проведения уклона по нефтенасыщенным песчаникам получены следующие результаты:

- длина шпура увеличилась с 1,6 до 3 м;
- количество шпуров уменьшилось на 8 штук с 44 до 36 штук;
- расход ВВ увеличился с 31,2 до 54 кг;
- коэффициент использования шпура увеличился с 0,88 до 0,9;
- использование гидрозабойки с капсулами ПАВ позволяет решить проблему слеживаемости отбитой породы, так как ПАВ обладают способностью понижать вязкость нефти.

Литература

1. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти. – Ухта.: Печорнипинефть, 1996. – 160с.
2. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термощахтная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 288с.
3. Каталог продукции › Перфораторы переносные пневматические ПП-36В, ПП-54В, ПП-63В: [Электронный ресурс]. – URL: http://www.po-almash.ru/article/perforatori_pp.html (дата обращения: 25.11.2014).
4. Информационный ресурс. Казахская правда. С точностью до километра: [Электронный ресурс] / Н. Рыжкова, «2013», URL: <http://kazpravda.kz/index.php/archives/view/28080> (Дата обращения 12.12.14)
5. Щерба В.Я., Башура А.Н., Андрейко С.С. Управление газодинамическими процессами. – Москва: Издательство Московского государственного горного университета., 2004. –194 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПОЛОВОДОВСКОГО УЧАСТКА ВКМКС

И.С. Филимоновых, И.Л. Паньков

Научный руководитель доцент И.Л. Паньков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Устойчивый спрос на калийные удобрения приводит к вовлечению в эксплуатацию новых участков Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС). В настоящее время планируется строительство нового рудника для отработки полезных ископаемых Половодовского участка. 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. При этом первоочередной является информация о теплофизических свойствах (теплоемкость и теплопроводность) слагаемых горных пород.

Эксперименты по определению теплофизических свойств проводились на образцах, изготовленных из керна контрольно-стволовой скважины №1 Половодовского участка.

Для определения теплоемкости горных пород использовался метод остывания [2, 3], заключающийся в сопоставлении скорости остывания предварительно нагретого образца горной породы, имеющего форму плоскопараллельного диска диаметром 100 мм и толщиной 30 мм, со скоростью остывания медного эталонного образца такого же размера (удельная теплоемкость - 0,385 кДж/кг·К).

Подготовка образцов к эксперименту заключалась в установке термодатчиков, показания с которых выводились на многоканальный измеритель температуры “ТЕРМОДАТ-11М5”. Подготовленные образцы и эталон помещались в сушильный шкаф, в котором выдерживались при температуре 60 °С до их полного прогрева. Далее производилось их извлечение из сушильного шкафа с установкой на теплоизоляционные подставки, где они остывали до комнатной температуры. Измерение температуры остывания проводилось через каждые 5 минут. Согласно методике удельная теплоемкость породы определялась из выражения:

$$c_{\text{п}} = c_{\text{эт}} \cdot \frac{m_{\text{эт}}}{m_{\text{п}}} \cdot \frac{\left(\frac{dT}{d\tau}\right)_{\text{эт}}}{\left(\frac{dT}{d\tau}\right)_{\text{п}}},$$

где $c_{\text{п}}, c_{\text{эт}}$ – удельная теплоемкость образца горной породы и эталона; $m_{\text{п}}, m_{\text{эт}}$ – масса образца горной породы и эталона, $\left(\frac{dT}{d\tau}\right)_{\text{п}}, \left(\frac{dT}{d\tau}\right)_{\text{эт}}$ – скорости остывания образца горной породы и эталона.

Эксперименты по определению коэффициента теплопроводности, проводились на тех же образцах горных пород по методике, изложенной в ГОСТе [1].

В качестве нагревателя использовалась нагревательная плита с функцией поддержания заданной температуры. В качестве эталона использовалось кварцевое стекло марки КВ, толщиной 20 мм (удельная теплопроводность - 1,38 Вт/м·К). Сверху эталона устанавливался массивный медный теплоотводящий цилиндр. Между рабочей поверхностью плиты, образцом, эталоном и калориметром помещались термодатчики,

вмонтированные в тонкие теплопроводящие медные диски. В целях создания равномерного теплового потока, для улучшения теплового контакта между всеми контактирующими поверхностями помещался тонкий слой теплопроводящей смазки. Для предотвращения утечек тепла боковые грани образца и эталона обкладывались теплоизоляционным материалом. Фиксация температуры термодатчиков проводилась через 90 - 120 минут после начала эксперимента (приблизительное время стабилизации процесса). Температура плитки составляла 60 °С.

Согласно методике, коэффициент теплопроводности образца вычислялся по формуле:

$$\lambda_{\text{п}} = \lambda_{\text{э}} \cdot \left(\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{э}}} \right) \cdot \left(\frac{\Delta T_{\text{э}}}{\Delta T_{\text{п}}} \right),$$

где $\lambda_{\text{э}}$ – теплопроводность эталона, Вт/мК; $h_{\text{п}}$ и $h_{\text{э}}$ – толщина исследуемого образца и эталона, мм; $\Delta T_{\text{п}}$ и $\Delta T_{\text{э}}$ – перепады температур внутри образца и эталона, К.

Результаты исследования теплофизических свойств образцов горных пород приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Результаты определения коэффициентов удельной теплопроводности и теплоемкости пород
надсолевой толщи скважины КСС-1**

Порода	Глубина отбора, м	Теплопроводность	Теплоемкость
		$\lambda_{\text{п}}$, Вт/(м*К)	$c_{\text{п}}$, кДж/(кг*К)
мергель, табачно-серый	6,30-31,00	1,41	0,73
известняк глинистый доломитовый	31,6-31,8	1,35	0,68
мергель глинистый	33,7-42,9	1,42	0,72
мергель доломитовый	44,4-44,7	0,99	0,79
мергель с реликтами известняка	45,7-48,1	1,00	0,74
мергель глинистый	49,3-49,7	0,97	0,71
мергель	52,3-53,6	0,89	0,81
мергель доломитовый	53,5-53,9	0,86	0,76
мергель глинистый	56,4-59,8	0,55	0,68
мергель	60,4-69,0	1,00	0,76
мергель доломитисто-известковый	70,1-70,4	1,08	0,68
мергель	71,4-71,7	0,66	0,77
мергель известково-доломитовый	89,0-90,4	1,12	0,71
мергель доломитисто-известковый	92,4-92,6	1,13	0,90
мергель глинистый, черный	96,0-103,8	0,75	0,89
мергель известково-доломитовый	104,3-104,7	1,76	1,07
глинисто гипсовая порода	105,8-107,6	1,14	1,01
мергель глинистый	119,9-127,4	0,57	0,78
доломит-гипсовая порода	135,1-135,4	1,09	0,82
мергель глинистый, черный	139,3-139,6	0,57	0,74
известковая глина	143,8-146,4	0,55	0,85
мергель глинистый	153,1-166,8	0,59	0,91
гипсовая порода	171,8-172,0	0,59	1,11
каменная соль	172,6-174,2	2,85	0,74

Полученные результаты предполагается использовать при обосновании параметров технологии проходки ствола проектируемого рудника Половодовского участка ВКМКС.

Литература

1. ГОСТ 25499-82. Породы горные. Метод определения коэффициента теплопроводности. – М.: Изд-во стандартов, 1983.
2. Савельев И.В. Курс общей физики: В 3-х т. – М.: Наука, 1982. – Т.1.
3. Сивухин Д.В. Общий курс физики: Молекулярная физика и термодинамика. – М.: Наука, 1981. Т.2.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ГЕОХОДА

Р.В. Чернухин

Юргинский технологический институт Национального исследовательского Томского политехнического университета, г.Юрга, Россия

Базовым функциональным элементом геовинчестерной технологии (ГВТ) является геоход, который представляет собой горную проходческую машину нового класса.

Конструкция геохода построена по модульному принципу и состоит из исполнительного органа, разрушающего забой, головной и хвостовой секции, а также трансмиссии (рис. 1).

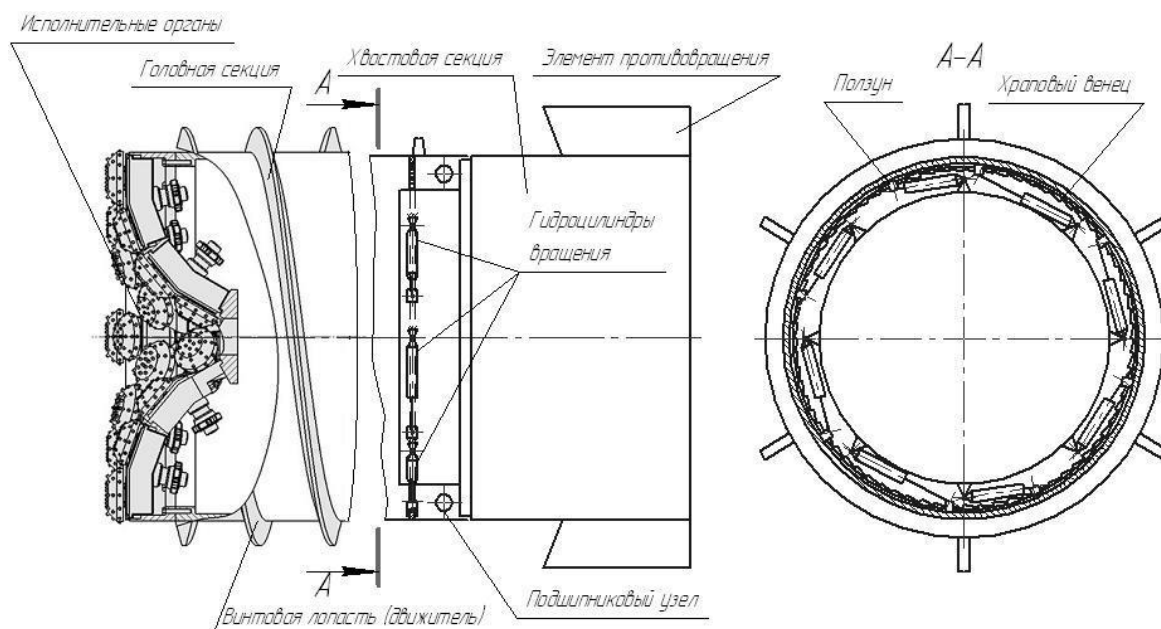


Рис. 1. Схема геохода нового поколения

В работе [1] обоснованы схемные решения трансмиссий с гидроцилиндрами и разработана методика определения параметров трансмиссии геохода с гидроприводом. Кроме известных преимуществ [2], применение гидропривода в геоходах дает возможность бесступенчатого регулирования, создания низкооборотного высокомоментного привода и позволяет исключить большегабаритные механические передачи из конструкции машины. Исполнительные органы также желательно приводить в движение от гидропривода, поскольку ограниченное пространство внутри геохода делает нецелесообразным применение привода от энергии другого вида [3].

Для трансмиссии геохода, создающей тяговое усилие на внешнем движителе и напорное усилие на исполнительном органе, а также для привода исполнительного органа источником питания является насосная станция. Поскольку насосная станция обеспечивает работу силовых элементов геохода, то особое значение приобретают вопросы, связанные с определением её параметров.

Типовая схема насосной станции включает в себя насосы, системы фильтрации, контрольно-измерительную аппаратуру, аппаратуру регулирования, аппаратуру управления, гидробак и аварийную аппаратуру, а применительно к геоходу немаловажное значение имеет и размещение этих элементов.

Для определения возможных направлений развития схемных решений необходимо сформировать требования к энергосиловой установке геохода. Эти требования должны учитывать конструктивные особенности геохода и его технические параметры. Должны быть учтены развиваемые его трансмиссиями силовые и кинематические параметры. Также необходимо учитывать особенности внешней среды и условия проводимых горных выработок.

Отличительной особенностью геохода является непрерывность перемещения и разрушения забоя. По сравнению со щитовыми проходческими машинами, где разрушение породы и перемещение составляют

раздельные циклы, этот своеобразный характер перемещения обеспечивает большую производительность проходческих работ. Однако это также означает, что энергосиловая установка должна обеспечивать необходимой мощностью всех потребителей гидропривода в непрерывном режиме. Одновременно насосная станция должна обеспечивать питанием гидромоторы коронок исполнительного органа, гидроцилиндры трансмиссии, работающие в разных фазах, а также гидропривод исполнительных органов винтовой лопасти (двигателя) и элементов противовращения (крыльев). Неоднородность горной породы порождает неравномерность нагрузки на исполнительных органах, для предохранения от которой энергосиловая установка (ЭСУ) должна быть оснащена соответствующим предохранительным устройством.

Отличительной чертой геохода является возможность работы в широком диапазоне углов проходки. В работе [4] рассмотрены возможные варианты работы геохода не только по горизонтальным, но и по наклонным, восстающим, а также вертикальным выработкам. Технологическая схема проведения таких горных выработок предъявляет требования к размещению элементов внутри ограниченного пространства геохода, габаритам и массе ЭСУ. При возможном варианте размещения ЭСУ в хвостовой секции насосная станция должна не загромождать пространство и располагаться преимущественно по периферии корпуса. Элементы ЭСУ также должны иметь возможность выполнять свои функции при различных пространственных положениях. При невозможности выполнения этого условия ЭСУ должна располагаться вне корпуса, представлять собой единый агрегат и устанавливаться на горизонтальной площадке. Последний вариант применялся при проведении шахтных испытаний геохода ЭЛАНГ-3.

Параметры ЭСУ должны обеспечиваться использованием по возможности стандартных гидравлических компонентов, а их размещение должно обеспечивать удобство в эксплуатации и возможность проводить техническое обслуживание, а также быструю замену элементов, наиболее подверженных износам.

Особые условия проведения проходческих работ в шахтах, опасных по газу и пыли, обуславливают взрыво- и пожаробезопасное исполнение элементов ЭСУ.

Кроме перечисленных требований, ЭСУ должна иметь низкое энергопотребление, низкий уровень шума и вибрации.

На основании отличительных особенностей геохода и условий его работы можно сформулировать основные требования к ЭСУ:

- обеспечение достаточной подачи и давления;
- работа в непрерывном режиме;
- размещение по периферии хвостовой секции, а при невозможности выполнения данного условия – размещение вне корпуса геохода;
- оптимальные габариты и минимальная масса;
- возможность функционирования в различных пространственных положениях;
- применение по возможности стандартных компонентов;
- наличие предохранительных устройств;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокий КПД.

Литература

1. Разработка и анализ возможных вариантов гидропривода в трансмиссии геохода / В.В. Аксенов, А.Б. Ефременков, В.Ю. Тимофеев, М.Ю. Блащук // Горный информационный аналитический бюллетень. Горное машиностроение. – Москва : МГГУ, 2010 – ОВ №3. – С. 184-193.
2. Башта Т.М. Объемные насосы и гидравлические двигатели гидросистем. – М.: «Машиностроение», 1974. – 606 с.
3. Блащук М.Ю. Обоснование параметров трансмиссии геохода с гидроприводом. Автореферат дис. канд. техн. наук: 05.05.06. - Кемерово, 2012. – 19 с.
4. Аксенов В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ РАСЧЁТА ГАЗОВЫДЕЛЕНИЯ В ВЫЕМОЧНЫЙ УЧАСТОК С УЧЁТОМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Е.А.Шубина

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с развитием угледобывающей промышленности стремительными темпами наблюдается увеличение глубины ведения горных работ, следовательно и увеличение природной газоносности разрабатываемых угольных пластов, что существенно влияет на безопасность ведения работ, объёмы добычи угля, попутно добытого газа и загрязнение окружающей среды.

Высокая природная газоносность создаёт настолько повышенное выделение метана в горные выработки, что снижение его не возможно без применения комплексной дегазации угольных пластов, т.е. без применения сочетания различных современных способов и схем дегазации одного или нескольких источников газовыделения [1].

Основными источниками газовыделения при ведении горных работ являются: угольный пласт, породы кровли, почвы, отбитый уголь, пласты спутники, отщепившиеся угольные пачки и т.д. Учитывая природную газоносность участка недр, согласно «Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт» производится расчёт газообильности в горные выработки и выемочные участки [2].

В нетронутом массиве горные породы находятся в состоянии напряженного равновесия. При ведении очистных работ равновесие в массиве нарушается и происходит сложное многообразие не в полной мере изученных процессов. На сегодняшний день имеется несколько гипотез (научных предположений) о проявлениях горного давления в зонах очистных работ.

Горное давление – это силы (напряжения), возникающие в массиве пород, окружающих горную выработку, которое проявляется в виде прогиба кровли, вспучивания почвы, растрескивания, сдвижения, деформации и разрушения пород лав вокруг выработки, раздавливания и отжима целиков угля, увеличения нагрузки на крепь, внезапных выбросов угля и газа, горных ударов и пр.

Горное давление зависит от глубины расположения выработки, физико – механических свойств горных пород (трещиноватости, крепости, управляемости, обрушаемости и т.д.), мощности, угла залегания пластов, размера поперечного сечения выработки, способов выемки угля, механической характеристики крепи и многих других параметров.

Проявление процесса сдвижения и деформирования горных пород над очистными выработками происходит более интенсивно в лавах большой длины со значительной мощностью разрабатываемого пласта при управлении кровлей с полным обрушением. Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах представлена на рис. 1.

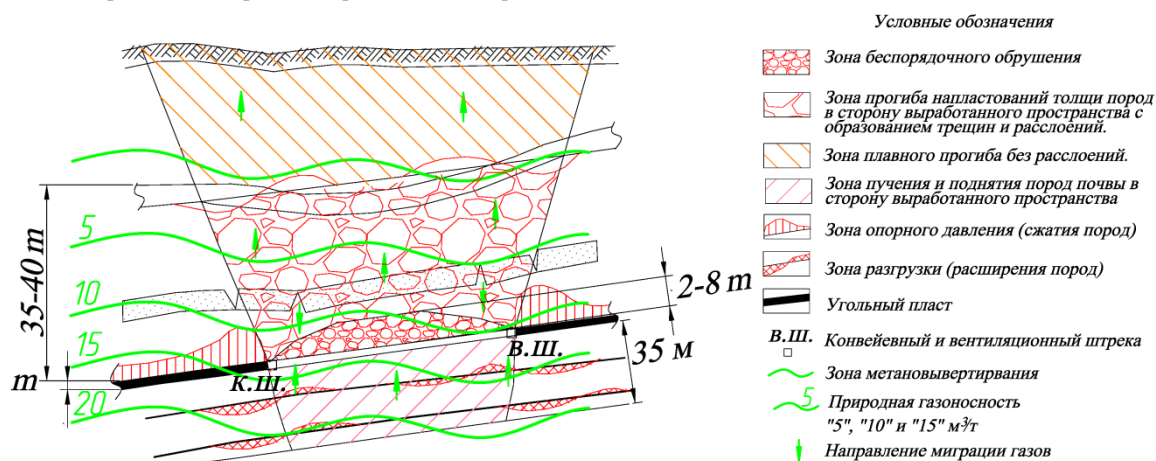


Рис. 1. Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах

В результате изучения горного давления и механики сдвижения горных пород над очистной выработкой установлено, что перемещение напластований горных пород кровли пласта начинается с прогиба, расслоений и появления зон повышенных деформаций – растяжений, сжатий. Когда деформации достигают предельных значений, слои кровли обрушаются, заполняя выработанное пространство. Вместе с тем метан, находящийся в сорбированном состоянии в углепородном массиве, высвобождается и заполняет возникшие пустоты и трещины.

Самое опасное динамическое воздействие оказывает зона активного горного давления от действующих очистных забоев в радиусе не менее 250 м от забоя во всех направлениях. Свободный газ, находящийся под высоким давлением в замкнутом пространстве, является основным источником энергии, вызывающим возникновение внезапных выбросов угля и газа в шахтах.

Внезапные выбросы при приближении забоя к опасным зонам происходят в результате совокупного разрушающего действия на призабойную часть пласта газового и переменного во времени повышенного горного давления, максимум которого приходится на момент обрушения основной кровли. Чем больше давление газа и мощность пласта, тем больше должно быть расстояние от забоя до границы опасной зоны.

Процессы обрушения основной кровли, сдвижение горных пород и сопутствующие им объёмы газовыделения имеют периодический характер с общим, единым периодом, который определяется шагами обрушения основной кровли [3]. В некоторых случаях, когда в кровле разрабатываемого пласта залегают пласты спутники или отщепившиеся угольные пачки, газовыделение становится настолько обильным, что концентрация метана мгновенно повышается до взрывоопасных значений, что приводит к остановке ведения очистных работ в связи с загазированием горных выработок.

При дальнейшем развитии процесса разгрузки, обрушившиеся породы становятся опорой для вышележащих прогибающихся пород. По мере удаления от выработанного пространства вверх по нормали сдвижение пород приобретает более плавный характер, деформаций-растяжений, сжатий становятся малыми по величине, трещиноватость исчезает, сменяясь прогибом пород без разрыва сплошности и расслоений.

Для расчёта шага обрушения основной кровли на сегодняшний день разработаны различные методики. Но в связи с тем, что в расчётах используется сочетание ряда геолого-технологических составляющих, таких как: крепость пород, объёмный вес, мощность пород кровли, вынимаемая мощность, скорость подвигания очистного

забоя и т.д., при получении фактических данных о посадке кровли возникают некоторые расхождения с расчётными показателями.

Причиной этого могут служить в первую очередь производственные нюансы, влияющие на скорость подвигания очистного забоя, а так же изменение физико-механических свойств горных пород и мощности пород кровли в теле лавы, особенно в очистных забоях, имеющих большую длину. Так как формирование опасных зон, представленных на рис. 1, напрямую зависит от технологии и скорости подвигания очистного забоя, то и их расчёт может стать достоверным только при стабильном плановом подвигании очистного забоя, которое учитывалось при расчёте газовыделения.

Из геологических факторов на увеличение газовыделения в выработанное пространство в первую очередь влияет газовыделение от отщепившихся угольных пластов и пластов спутников залегающих в кровле разрабатываемого пласта на расстоянии 35- 40 вынимаемых мощностей, а так же угольных пластов залегающих в почве разрабатываемого пласта до глубины 35 м от почвы разрабатываемого пласта. Особенно сложно рассчитать газовыделение с таких пластов и пропластков, если в границах тела лавы значительно изменяется расстояние от разрабатываемого пласта до источника газовыделения.

Таким образом, изменение геологических условий, технических возможностей в части стабильности подвигания очистного забоя и периодическая посадка основной кровли являются причинами, создающими погрешность в расчете общего газовыделения в выемочный участок. Т.е. геомеханические и газодинамические процессы, возникающие в результате ведения горных работ, являются взаимосвязанными процессами и представляют собой сложно прогнозируемую систему.

Увеличение природной газоносности угольных пластов и пропластков, низкий коэффициент эффективности предварительной дегазации и обильное газовыделение в выемочный участок обязывают уделять особое внимание обеспечению безопасности угледобычи.

Для решения проблемы снижения высокой природной газоносности к моменту начала ведения горных работ по пласту предлагается внедрение заблаговременной дегазации участка с применением геологоразведочных скважин, намеченных к бурению при производстве разведочных работ по проектируемому участку. Используя разведочные скважины в сочетании с различными схемами заблаговременной дегазации и методами воздействия на углепородный массив с целью повышения газоотдачи, можно существенно снизить природную газоносность. А так же обеспечить безопасные условия труда, так как возникает возможность дегазировать не только угольные пласты, имеющие рабочую мощность, но и пласты спутники, пропластки и отщепившиеся угольные пачки.

Литература

1. Шубина Е.А., Брылин В.И., Лукьянов В.Г. Проведение заблаговременной дегазации угольных пластов с использованием геологоразведочных скважин // ФГБОУ ВПО НИ ТПУ., 2014.
2. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Макеевка-Домбасс. Научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности., 1989. – 315 с.
3. Пак Г.А., Дрижд Н.А., В.Н. Долгоносов В.Н. Взаимосвязь обрушений основной кровли с газодинамическими явлениями на угольных шахтах // Уголь, 2014. – С. 56-58.

Секция 17

СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЁ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

ПРИВОДЫ ДЛЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

В.Г. Крец, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует несколько основных видов приводов запорной трубопроводной арматуры (задвижки, краны): ручной, электропривод, пневмогидропривод, пневмопривод, гидропривод, привод с механическими редукторами.

Ведущие российские трубопроводные системы в настоящее время в своих долгосрочных программах нацелены на импортозамещающее оборудование. В свое время единственным в стране производителем электроприводов для запорной арматуры магистральных нефтепроводов был завод «Тулаэлектропривод». Основным элементом привода этого завода являлась классическая червячная передача, имеющая большие габариты и подверженная быстрому износу, что в итоге снижало надежность изделия. В связи с этим приходилось закупать электроприводы за рубежом. Для решения стратегических задач ОАО «АК «Транснефть» по организации производства импортозамещающего оборудования было принято решение о создании в ОАО «Центрсибнефтепровод» специального конструкторского бюро и организации производства электроприводов на ЗАО «ТОМЗЭЛ». В основу конструкции электропривода была положена разработка принципиально новой волновой передачи с промежуточными телами качения, созданной сотрудниками кафедры прикладной механики ТПУ и имеющей высокую надежность и точность. В результате было начато производство электроприводов на ЗАО «ТОМЗЭЛ». ЗАО «ТОМЗЭЛ» – это по сути, принципиально новое предприятие, со структурой, необходимой для серийного производства. Это продукция – более 20 наименований для задвижек всего необходимого типоразмерного ряда трубопроводных систем, 1 вид неполноповоротных приводов, приводы дисковых регулирующих затворов. Некоторые виды приведены ниже. Взрывозащищенные неполнооборотные электроприводы «ЭПП-1800/2500/6000», с двусторонней муфтой ограничения крутящего момента предназначенные для эксплуатации в составе шаровых кранов DN 100–350 PN до 16,0 МПа (с перепадом давления на затворе до PN) в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ-10000/15000/20000/35000/50000» предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (задвижки клиновые, задвижки шиберные) DN 800–1200 PN 8,0; 15,0 при перепадах рабочего давления на затворе от 3,0 МПа до 11,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Взрывозащищенный электропривод «АТЛАНТ» ТУ 3791-011-00139181-2002 предназначен для эксплуатации в составе запорной и запорно-регулирующей арматуры в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002, имеющий функцию передачи информации о состоянии составных частей изделия, включая диагностику (срабатывание защит, режим работы и т.д.), на встроенный позиционный дисплей и через системы АСУ ТП или телемеханики на центральный пункт оператора.

Взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ 100-10000» с блоком электронного управления (БУР) имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надежность и долговечность. Интеллектуальный привод «АНГСТРЕМ». Предназначены для многофункционального управления запорно-регулирующей арматурой трубопроводов (Ду 100–1200 мм, Ру 1,0–8,0 МПа).

Взрывозащищенный электропривод «ЭПЦ-10000А» ТУ 3791-003-00139181-97 с электромеханическим блоком управления. Электроприводы марки «МИРД-400/600/1100» предназначены для эксплуатации в составе затворов дисковых регулирующих DN 350/400/500/600/700 PN 8,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ Р 51330.9 и ПУЭ, в которых возможно образование паро- и газовоздушных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3 по классификации ГОСТ Р 51330.5, ГОСТ Р 51330.11, ПУЭ. Электроприводы «МИРД-400/600/1100» для управления затворов дисковых регулирующих Ду 350-700 PN 8,0 МПа имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надёжность и долговечность. Взрывозащищенные электроприводы с электромеханическим блоком управления ЭПЦМ-100; ЭПЦМ- 400; ЭПЦМ-800; ЭПЦМ-1000; ЭПЦМ-4000; ЭПЦМ-10000 ТУ 3791-035-00139181-2012. Предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (клиновых задвижек DN 50-1200 PN 1,6-25,0 МПа и шиберных задвижек DN 100-1200 PN 1,6-12,5 МПа с максимальным моментом до 7000 Нм) магистральных нефте-, продуктопроводов в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Таким образом, для повышения надежности работы нефтепроводов и газопроводов имеются долгосрочные программы по поддержке отечественных разработчиков и изготовителей приводов запорной арматуры, разработаны и внедряются современные конструкции приводов. Они отвечают требованиям нефтегазовых компаний России и кроме того это – импортозамещающее оборудование.

Литература

1. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
2. Пневмогидроприводы МА // Нефтегазовая арматура. Технический каталог с информацией о поставщиках URL: <http://www.arm.oilru.ru/catalog/group/product/?1816>. Дата обращения: 05.04.2015.
3. Пневматические приводы со струйным двигателем «ПСДС-3» и «ПСДС-7» для запорной арматуры газопроводов Ду 50 ... 1200 мм // Акционерное общество «Уфимское приборостроительное производственное объединение». URL: <http://www.uppo.ru/production/nefteprod/pnevmо>. Дата обращения: 05.04.2015.
4. Продукция, поставляемая ООО «ТПП-Партнер» // ТПП-Партнер.
5. URL: http://tpp-partner.ru/pnevmogidroprivody_ptpa. Дата обращения: 15.03.2015.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

А.И. Богатырева

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые в 2006 г. специалистами ООО «ПодземБурСтрой» была применена усовершенствованная технология бестраншейной прокладки трубопровода - метод «кривых». Данный метод позволяет избежать сложностей и ограничений как при традиционной бестраншейной прокладке.

Свое имя метод получил благодаря предварительно изогнутым трубам. Технология представляет собой гибридный метод направленного бурения и микротоннелирования, путем устранения недостатков обоих методов, таких как большая площадь для монтажа буровой установки и предварительные шахты.

Технология метода «кривых» заключается в продавливании стальных труб изогнутых под определенным углом (2 – 9 градусов) и диаметром 600 – 1420 мм. Трубопровод, состоящий из изогнутых труб, представляет собой параболическую (арочную) конструкцию [3].

Строительство подводного перехода методом «кривых» состоит из четырех этапов: подготовительный, строительно-монтажные работы по укладке трубопровода, демонтаж оборудования, гидравлические испытания. Подготовительный этап строительства подводного перехода заключается в установке наклонной конструкции с заданным уклоном трассы в точке входа, устанавливается лафет продавливающей установки PPP – 400 компании «Prime Drilling» [4]. В точке входа устанавливается бетонное основание, служащее как торцевая упорная стенка с «окном для монтажа» круглого сечения для прохождения микрошита MTS – 1000 м³ и рабочей плети трубопровода. На «окно для монтажа» закрепляется массивный сальник и резиновый уплотнитель, служащий для прохождения рабочей плети и предотвращения попадания раствора бентонита в затрубное пространство микрошита и выход раствора за пределы пробуриваемой скважины.

На следующем этапе строительства происходит запуск микрошита MTS – 1000 м³, установленного на раме продавливающей установки PPP – 400, соединенный с головной предварительно изогнутой трубой путем соединения трубой – адаптером. Труба - адаптер, представляет собой часть стальной трубы заданного диаметра трубопровода, предназначенная для упрощения соединения и демонтажа микрошита. Для запуска микрошита необходимо закрепить его зажимной манжетой на продавливающей установке, при продавливании микрошита проходит через «окно для монтажа». Микрошит MTS – 1000 м³ оборудован режущими инструментами, блоком сцепки – расцепки, служащий для передвижения буровой головки путем хода встроенных штоков гидроцилиндров в продольном направлении бурения (до 700 мм), включает в себя пространственную корректировку направления и угла проходки. Гидротранспорт бурового шлама обеспечивается тремя насосами производительностью 120 м³/час, мощностью 37 кВт каждый, снабженные электронными расходомерами и пневмозадвижками, рабочей плетью трубопровода и шлангами. Подача бентонитового раствора происходит путем его распыления из форсунок микрошита. По мере прохождения микрошита MTS – 1000 м³ происходит наращивание рабочей плети трубопровода на продавливающей установке путем автоматической аргоно-дуговой сварки стыка труб и ее экструзионной гидроизоляции сварочного стыка труб. Во время сварки трубы поддерживаются подъемником при заданном угле. Все сопутствующие шланги и подводные трубы протягивают в укладываемую плеть трубопровода.

Третий этап строительства – демонтаж оборудования. Когда микрошит проходит установленную трассу залегания трубопровода и доходит до заданной точки выхода, он выходит на поверхность, где он подлежит процессу демонтажа. Демонтаж заключается в выемки микрошита из грунта экскаватором и подъемником. Микрошит демонтируется только после того как появится из скважины рабочая плеть трубопровода, чтобы избежать попадания грунта в полость трубопровода и повреждения внутренних коммуникаций (проводов,

шлангов и др.). На заключительном этапе строительства происходит сварка уложенной рабочей плети с действующим трубопроводом и последующим его гидроиспытанием.

Описанная технология прокладки трубопровода позволяет производить строительные работы во всех видах грунта, не используя большое количество тяжелой техники, и это значит, требуется минимум рабочего персонала. Использование метода «кривых» вместо традиционной бестраншейной прокладки трубопровода позволяет значительно сократить протяженность подводного перехода и срок строительства (в 5–7 раз), что позволяет существенно сократить себестоимость строящегося трубопровода или по себестоимости сопоставимо с традиционным траншейным методом прокладки трубопровода.

Литература

1. ВСН 010-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1989.
2. Никишин А.В., Ченцов А.Н. Бестраншейная прокладка трубопроводов: новые технологии // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2012. – № 1. – С. 14–18.
3. ООО «ПодземБурСтрой» URL: <http://www.podzembur.ru>. Дата обращения: 02.03.2015 г.
4. Селезнев Г.А. Метод «Кривых» // Территория Нефтегаз. – М., 2013. – № 11. – С. 90- 91.
5. СНИП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – М., 1997.

ANALYSIS OF GAS COMPRESSOR UNIT ACCIDENT FACTORS IN TOMSK REGION

D.I. Borisov, R.S. Bykov

Scientific advisor assistant professor M.S. Saltymakov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Society «Gazprom» conducts its activities on the territory of the West Siberian region. Its activity is the exploitation of the gas transportation system. 9 compressor 1 and pump-compressor station operating in the enterprise. They provide the necessary pressure in the pipeline for uninterrupted transfer of the gas [1]. At the 6th compressor stations established compressor units with electric drive Gas compressor units are designed for compression of natural gas at compressor stations and transportation through trunk gas pipelines [2].

The main factors are the cause of accidents on the compressor are:

- the large number of fittings and tees.
- the large number of crossings of pipeline from the underground to overhead position.
- complex spatial gasket overground pipelines that are sole timber of compressor stations.

It's necessary to identify the elements technological equipment, are most prone to accidents. It is required to analyze the accident gas pumping units. Select groups of causes of failures based on statistics for the period of operation from 2013 to 2014. They are: energy supply; electrical equipment; control and measuring equipment; control system.

Set the changing dynamics of the causes of failures. Accept all emergency setting for 100 % and determine the weight contribution of causes of failures (Table 1) [3].

Table 1

Year of exploitation	Causes of emergency stops	Weight contribution, %	
		For the year by compressor stations	Total
2013-2014	Energy supply	50,0	100
	Electrical equipment	28,6	
	Control and measuring equipment	14,3	
	Control system	7,1	

Figure 1 shows a graph of the distribution of emergency stops depending on their causes.

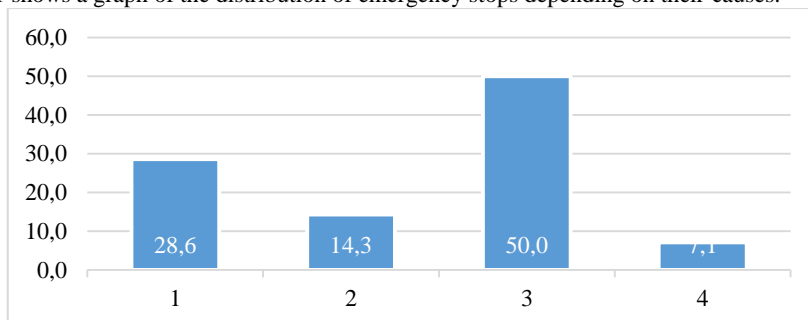


Fig. 1. The graph of the distribution emergency stops depending on their causes: 1 - failures in the electrical equipment; 2 - failures in the system control and measuring equipment; 3 - failures in the power supply; 4 - failures in the stationary systems

Figure 2 shows the distribution of all cases of emergency stops depending on the exploitation time periods.

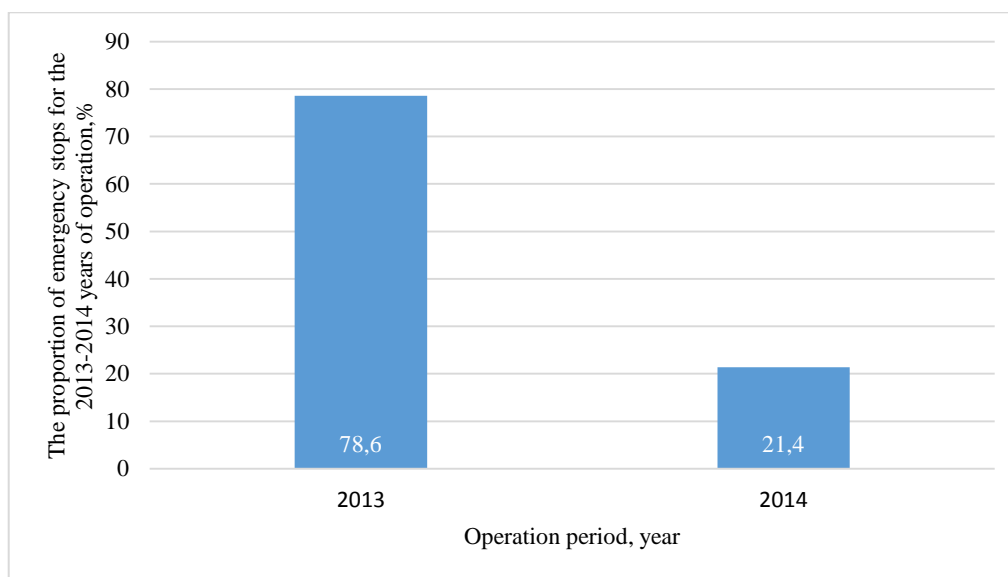


Fig. 2. The distribution of the proportion of emergency stops depending on the exploitation time periods

The result of the research of statistics clearly shows that the most problematic category of reasons for refusal was «energy supply». This requires additional manpower and resources to the problems of this category.

References

1. Parfenov A.V., Chukhareva N.V., Gromakov E.I., Tikhonova T.V. Analysis of gas compressor unit accident factors by the example of compressor stations in western Siberia // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2013. – № 3.
2. Revazov A.M., Leonovich I.A.. Analysis of accidents at boosters compressor station of gas pipelines / Proceedings of the RSU of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. – 2014. – № 2 (275).
3. LLC «Gazprom transgaz Tomsk». Acts of investigations emergency stop EGPA, 2013-2014.

ПОДВОДНЫЕ ТРАНШЕЕКОПАТЕЛИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Р.С. Быков, В.С. Холкин, М.А. Мисюн

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно объемы потребления природного газа многократно увеличиваются, а также увеличивается протяженность морских газопроводов. С экономической точки зрения, подводный газопровод требует значительно меньших затрат на эксплуатацию, что в перспективе компенсирует более высокие первоначальные инвестиции. Совокупная стоимость морского газопровода, включающая как сумму первоначальных инвестиций, так и затраты на эксплуатацию, будет примерно на 15 % ниже, чем стоимость наземного газопровода, уже через 25 лет. Более высокая стоимость наземного маршрута по сравнению с морским в первую очередь обусловлена эксплуатационными расходами на энергоснабжение, персонал и техническое обслуживание компрессорных станций, которые создают давление, необходимое для транспортировки газа. С экологической точки зрения морские трубопроводы также имеют преимущества. Воздействие на окружающую среду в период строительства является минимальным и кратковременным, а на этапе эксплуатации практически сводится к нулю [3].

Так для газотранспортной системы Langeled и газопровода Nord Stream требовалось уложить на дно в общей сложности более 2300 км подводного трубопровода. По экономическим и экологическим соображениям большая часть газопроводов укладывалась в траншею. Для этого использовали плужные подводные траншеекопатели, то есть производили подсадку трубопровода [2].

По ряду экологических и экономических соображений подсадка является наиболее распространенной формой использования траншеи. Подсадка требует лишь рытья траншеи непосредственно под трубопроводом, в то время как предварительная разработка траншеи предусматривает рытье в больших объемах в целях предоставления возможностей для ведения монтажных работ. При предварительной разработке траншей также существует риск естественной засыпки траншей до установки трубы [3].

Подсадку лучше всего осуществлять методом пропахивания. Убранный материал будет оставлен на морском дне и траншея не будет засыпана. Однако частичная засыпка происходит естественным образом за счет течения.

Пропахивание осуществляется траншекопателем, спускаемым на морское дно с вспомогательного судна, расположенного над трубопроводом. Затем трубопровод поднимается на траншекопатель при помощи гидравлических устройств захвата и поддерживается роликами с переднего и заднего конца траншекопателя. Ролики оснащены датчиками нагрузки, чтобы контролировать нагрузку на линию трубопровода в процессе прокладки траншеи. К траншекопателю подсоединены тросы. Для того чтобы тащить траншекопатель по дну для рытья траншеи, требуется от одного до трех буксиров.

Для прокладки траншеи при помощи плужного траншекопателя требуется вспомогательное судно с А-образной опорой для спуска и поднятия траншекопателя. На основном судне также расположены все системы управления траншекопателем.

Дноуглубительные работы после прокладки могут проводиться только на глубинах не менее 15-20 м и только на глубину до 1,5 м [2].

Рассмотрим некоторые виды и характеристики подводных траншекопателей, которые используются в настоящее время.

Тракторы-кабелеукладчики СВТ (CABLE BURIAL TRACTOR) являются гусеничными ТНПА, предназначенными для выкапывания траншей в морском дне с мягким или жестким грунтом. Эти кабелеукладчики используют запатентованную систему выкапывания V-образных траншей. Аппараты так же, помимо выполнения функций трактора-кабелеукладчика, могут прокладывать трубопроводы. Хорошо зарекомендовавший себя цепной механизм, установленный на СВТ, позволяет прокладывать траншеи для кабелей диаметром до 300 мм и закладывать трубы диаметром до 1,5 м. Рабочая глубина СВТ 1000 м, глубина траншеи 2-3 м, мощность 600-2400 кВт [2].

Специальные телеуправляемые подводные аппараты (ТНПА) QTrencher (табл. 1) являются одними из самых крупных и удобных моделей, предназначенных для рытья траншей, укладки труб и кабелей. Аппараты обеспечивают возможность прокладки кабелей и труб небольшого диаметра в траншеи глубиной до 3 метров. Они используют грунторазмывочные насосы переменного расхода в зависимости от условий работы.

Таблица 1

Технические характеристики QTrencher

		QTREBCHER 1000	QTREBCHER 1400	QTREBCHER 2800
Рабочая глубина		500-2000м	1000/2000/3000м	1500м
Максимальная полезная нагрузка		2100кг	1000кг	5800кг
Мощность		1000лс	1400лс	2800лс
Скорость	Вертикальная	1,5уз	2,0уз	2,0уз
	Горизонтальная	4,0уз	3,0уз	3,0уз
	Лаговая	2,0уз	2,0уз	2,0уз
Глубина траншеи		до 2м, 3м опционально	2,5-3,5м	до 2,5м
Ширина траншеи		50-700мм (400-1100мм опционально)	500-3000м	750-2500мм

Глубоководные плуги созданы с использованием патентованных технологий для уменьшения тянущего усилия и обеспечения эффективного укладывания кабеля в траншею с глубиной от 0 до 4 м. Эффективность также усиливается за счет применения грунторазмыва и прорезания каменного грунта. Диаметр закладываемого кабеля может быть от 160 до 400 мм (табл. 2).

Таблица 2

Технические характеристики Глубоководных плугов

		MD3-160	HD-200	HD-300	UD4-400
Рабочая глубина		2000м	1500м	1500м	500м
Вес в воздухе		22т	35т	45т	120т
Вес в воде		19т	30т	39т	106т
Полезная нагрузка		80т	150т	150т	250т
Глубина траншеи		0-3,0м	0-3,0м	0-3,3м	0-4,0м
Диаметр кабеля		20-160мм	30-200мм	30-300мм	200-400мм
Радиус изгиба кабеля		1,5-2,0м	2,0-3,5м	2,5-5,0м	5,0-6,0м
Угол поворота руля		+/-15 град	+/-12 град	+/-12 град	+/-12 град

Мега-тренчер - это самый большой в мире свободноплавающий необитаемый подводный аппарат, предназначенный для рытья траншей, укладки труб и кабелей (табл. 3). Из двух тысяч киловатт мощности полторы тысячи расходуется на грунторазмыв.

Таблица 3

Краткие технические характеристики.		
Рабочая глубина	1500 м	
Скорости	Вертикальная	2 узла
	Продольная	3 узла
	Лаговая	2 узла
Мощность	2100 кВт	
Основная система грунторазмыва расположенные на лыжах водяные насосы с плоской струей		
Конфигурация грунторазмыва: Две струи с лыж бьют вперед и разрушают грунт перед и под аппаратом		
Верхние сопла могут отключаться		
Имеется возможность для совершения колебательных движений		
Глубина траншей	0-2,5 м	
Ширина траншей	250-1200 мм	
Мощность водяных насосов	4 x 375 кВт	
Производительность водяного насоса	4800 м ³ /час	

Траншеекопатель для труб большого диаметра создан для прокладки трубопроводов большого диаметра в мелкой воде прямо от берега. С помощью грунторазмывочного насоса высокой производительности он размывает траншею под трубой и удаляет грунт. Траншеекопатель позволяет проходить траншею в несколько проходов, не отделяясь от трубы [1].

На рисунке представлена, сравнительная характеристика подводных траншеекопателей, где сравнивается рабочая глубина, ширина и глубина траншей.

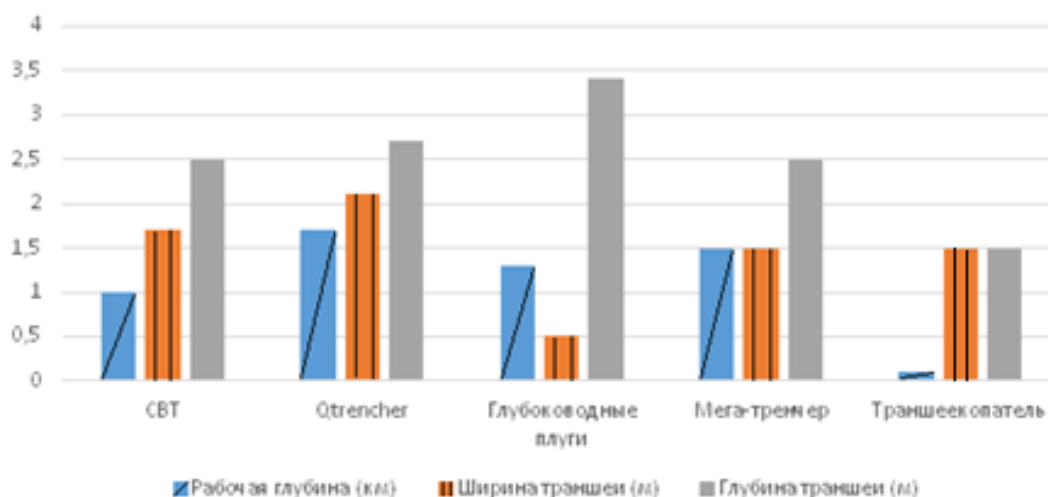


Рис. 1. Сравнительная диаграмма основных характеристик подводных траншеекопателей

Трубопроводная газотранспортная система развивается стремительными темпами. Строится огромное количество километров трубопроводов, большая их часть проходит по дну морей и океанов. Газотранспортная система должна работать постоянно и не представлять угрозы для третьей стороны. В связи с этим необходимо заглублять газопровод в морское дно – проложить трубопровод в траншею. Именно с этой задачей справляются существующие на сегодняшний день подводные траншеекопатели различных модификаций.

Литература

1. <http://www.tnra.ru/catalog/156/> Группа Компаний Тетис. [12.11.2014]

2. Saipem.com Saipem S.p.A. Via Martiri di Cefalonia, 67 – 20097 Sun Donato Milanese, Milan – Italy.
3. Документация по оценке воздействия на окружающую среду, разработанная Nord Stream, Том II: глава 1-8, Февраль 2009.

РАЗВИТИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА КИТАЯ

Лю Цзюхуэй

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение последних нескольких лет была сформирована система транскитайских трубопроводов (Запад–Восток-1, Запад–Восток-2 и др.), позволившая доставлять газ и нефтепродукты из северо-западных районов Китая, а также из Туркменистана и Казахстана в промышленно развитые регионы на востоке страны с высоким уровнем жизни и активным энергопотреблением. Одновременно для приема сжиженного природного газа (СПГ), сырой нефти и нефтепродуктов была существенно оптимизирована и расширена система трубопроводов на востоке страны.

В настоящее время в Китае газопроводная система превышает по протяженности трубопроводы по прокачке жидких углеводородов. Так, в 2011 году общая протяженность инфраструктуры по транспорту природного газа составляет 48,2 тыс. км (около 55 % всей трубопроводной системы), в то время как длина нефтепроводов — лишь около 22 тыс. км (25 %), продуктопроводов — 18 тыс. км (20 %).

Учитывая быстрые темпы экономического роста и энергопотребления, следует признать, что перспективы роста трубопроводной сети в Китае значительны. Только за последнее десятилетие трубопроводная инфраструктура нефте-, газо- и продуктопроводов КНР увеличилась более чем втрое с 29 тыс. км до 88,2 тыс. км. (табл.) [2,3,4].

Таблица

Динамика строительства трубопроводов в Китае в 2000–2011 гг., тыс. км

Типы трубопроводов	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Нефтепроводы	9,8	14,7	19,5	20,3	20,7	21,3	22
Газопроводы	18	25	30	35	37	39	48,2
Продуктопроводы	1,5	2,9	7,1	8,9	12,3	14,1	18
Всего	29,3	42,6	56,6	64	67,4	71,2	88,2

По ежегодным темпам роста протяженности магистральных трубопроводов лидируют продуктопроводы. С начала 2000-х гг. их протяженность в Китае увеличилась в 12 раз, что обусловлено сокращением затрат на транспортировку продуктов переработки нефти посредством замещения железнодорожного и водного транспорта — трубопроводным. Кроме того, относительно быстрыми темпами развиваются магистральные газо- и нефтепроводные сети, увеличившись за последние 11 лет в 2,7 и 2,4 раза соответственно. Существенная переориентация поставок жидких углеводородов (нефти и нефтепродуктов) с железнодорожного на трубопроводный транспорт позволила высвободить дополнительные мощности для наращивания объема перевозки угля.

История формирования трубопроводной инфраструктуры

Нефтепроводы. Во второй половине 2000-х гг. в Китае происходило, как уже говорилось, активное строительство международных нефтепроводов. В 2006 г. закончилось формирование и введен в эксплуатацию первый международный нефтепровод, «Атасу–Алашанькоу», по которому нефть из Казахстана стала поступать в западные и центральные районы Китая. В 2011 г. в северо-восточные регионы КНР пошла первая нефть из России по трубопроводу «Сковородино–Дацин».

Дальнейшее расширение магистральной нефтепроводной сети в Китае связано с завершением строительства транскитайских линий нефтепроводов, оптимизацией нефтепроводной инфраструктуры на востоке и в центральных регионах. Кроме того, учитывая, что до настоящего времени значительный объем нефти внутри страны транспортируется по железной дороге, крупные национальные компании работают над созданием интегрированной сети нефтепроводов, которая бы всецело покрывала растущий спрос на жидкие углеводороды в Китае.

Газопроводы. Последнее десятилетие газовая промышленность Китая получила быстрое развитие, связанное с ростом спроса на энергоносители, а также с началом широкомасштабной разработки месторождений углеводородов в НГБ Тарим, Сычуань, Ордос и с началом импорта сетевого и сжиженного природного газа. В это время была интенсифицирована работа по строительству транскитайской газопроводной сети. В середине 2000-х гг. здесь была сформирована газопроводная сеть, имеющая стратегическое значение для развития газовой промышленности Китая — «Запад – Восток-1», вторая ветка «Шэньем – Пекин», «Чжунсянь – Ухань» и ряд других проектов.

К началу 2010-х гг. была достроена транскитайская магистральная линия «Запад – Восток-2», «Сычуань – Восточный Китай», «Юйлинь – Цзинань». В это же время из Туркменистана в Китай стали поступать первые объемы сетевого природного газа. Новый этап развития газопроводной сети Китая связан с перспективами строительства системы газопроводов «Россия – Китай».

Продуктопроводы. До 2000-х гг. основной объем перевозок нефтепродуктов осуществлялся железнодорожным и водным транспортом. Так, в начале 2000-х гг. общая протяженность продуктопроводов составляла не более 1,5 тыс. км, включая законсервированный продуктопровод в столицу Тибета (Голмуд – Лхаса).

Продуктопроводы. До 2000-х гг. основной объем перевозок нефтепродуктов осуществлялся железнодорожным и водным транспортом. Так, в начале 2000-х гг. общая протяженность продуктопроводов составляла не более 1,5 тыс. км, включая законсервированный продуктопровод в столицу Тибета (Голмуд – Лхаса).

Организационная структура трубопроводного транспорта Китая

В настоящее время в Китае трубопроводная инфраструктура, включая нефте-, газо- и продуктопроводы, принадлежит трем государственным компаниям – PetroChina, или CNPC (China National Petroleum Company), Sinopec, CNOOC (China National Offshore Oil Company). Основная часть трубопроводных сетей (около 68 %) контролируется первой из них, для остальных компаний этот показатель составляет сравнительно небольшую величину: Sinopec – 29 %, CNOOC – 3 % [1].

Литература

1. Эдер Л., Филимонова И. Особенности развития трубопроводного транспорта Китая // Проблемы Дальнего Востока, 2013. – № 2. – С. 125-136.
2. CNPC Annual Report 2011 // China National Petroleum Corporation, 2012.
3. Sinopec Annual Report 2011 // Sinopec Corp, 2012.
4. CNOOC Annual Report 2011 // China National Offshore Corporation, 2012.

ПОТОЧНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ВЯЗКОСТИ ДЛЯ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ

А.О. Мартынюк, К.А. Кувшинов

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение вязкости нефти является важной задачей для нефтетранспортных предприятий. Это связано с тем, что вязкость является одним из основных показателей, определяющих технологические параметры работы трубопровода, к примеру, выбор рабочих параметров насоса связан с вязкостью перекачиваемой в трубопроводе нефти. Кроме того вязкость тесно связана со структурой вещества и отражает ее физико-химические свойства, следовательно по значению вязкости судят о качестве перекачиваемой в трубопроводе нефти.

Оборудование, предназначенное для определения вязкости и применяемое при автоматизированном учете нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке в системах учета и контроля качества нефти называется вискозиметром [3].

На сегодняшний день имеется множество видов конструкций вискозиметров, основанных на различных принципах действия. Однако не всех из них получили широкого распространения в нефтегазовой отрасли, поскольку не удовлетворяют высоким требованиям, предъявляемым к их конструкции. Такими требованиями являются: надежность, высокий уровень метрологических показателей, работа в агрессивных средах, непрерывность определения значения вязкости, автоматизированность и т.д.

На основе выше изложенных требований, наиболее подходящим является вискозиметр принцип действия которого основано на вибрационном методе.

Для вискозиметра, основанного на вибрационном принципе действия, возможны два основных варианта его принципиального конструктивного исполнения: проточный (рис. 1, а) и погружной (рис. 1, б). Данные варианты отражают характер взаимодействия исследуемой среды и чувствительного элемента (резонатора). В проточных вискозиметрах исследуемая среда протекает внутри резонатора, в отличие от погружного, где резонатор омывается исследуемой средой.

В проточном вискозиметре роль резонатора выполняет трубка, закрепленная через сильфоны с фланцами. Под действием устройства возбуждения трубка приводится к крутильным колебаниям вместе со средой, заполняющей ее, это в свою очередь вызывает в среде силы вязкого трения. Оценка данных сил и дальнейший расчет вязкости, производится путем сравнения параметров колебаний: амплитуда, частота и сдвиг фаз между возбуждающими колебаниями и приемными. Для определения затухания колебаний резонаторной трубки, на ее концах установлены датчики, измеряющие угол ее закручивания в данном сечении.

В погружных же вискозиметрах роль резонатора выполняет погруженное в исследуемую среду тело (пластина, камертон, цилиндр и т.д.) [2]. Сущность метода заключается в приведении резонатора в колебательное движение за счет внешней возбуждающей силы. Оценка вязкости производится путем расчета декремента затухания колебаний резонатора в исследуемой среде [1].

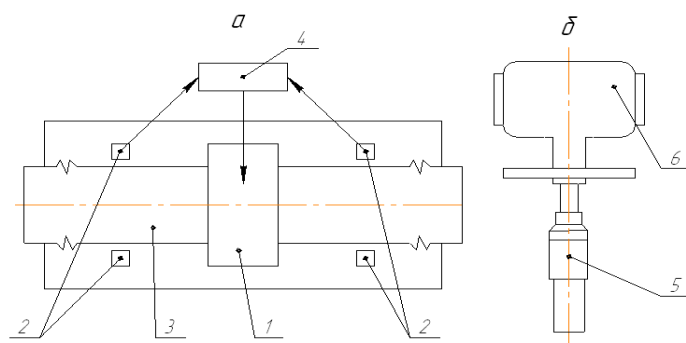


Рис. 1. Схемы проточного (а) и погружного (б) вискозиметра: 1 – устройство возбуждения; 2 – приемные датчики; 3 – резонаторная трубка; 4 – блок обработки сигналов; 5 – чувствительный элемент погружного вискозиметра; 6 – электронный блок вискозиметра

При рассмотрении конструкции проточного и погружного вискозиметра стоит обратить внимание на последний по нескольким причинам. Во-первых, сложность изготовления конструкции проточного вискозиметра, а именно устройства возбуждения. Это обусловлено необходимостью поддержания колебаний в определенном моде – моде крутильных колебаний, что создает некоторые трудности в его проектировании и дальнейшем изготовлении. Во-вторых, сравнивая эти конструкции, следует отметить, что погружной вискозиметр способен работать, как в трубопроводе (в потоке), так и в определенном объеме (к примеру – резервуаре). Данное свойство делает его более универсальным относительно проточного вискозиметра. В-третьих, конструкция погружного вискозиметра обеспечивает возможность наряду с вязкостью измерять и плотность исследуемой жидкости. В-четвертых, металлоемкость, а следовательно и затраты на производство погружных вискозиметров на порядок ниже. И если учесть, что в настоящее время взят курс на ресурсосбережение, то это является весьма весомым аргументом в пользу погружного вискозиметра.

Погружной вибрационный вискозиметр (рис. 2) имеет 3 основных составляющих:

- чувствительный элемент необходимый для приведения жидкости в колебательное движение и снятия ответных реакций;
- блок электроники, предназначенный для возбуждения чувствительного элемента, снятия ответных сигналов, обработку данных сигналов для последующего расчета значений вязкости;
- установочный фланец, служащий для крепления вискозиметра на трубопроводе или резервуаре.

Принцип работы поточного погружного вибрационного преобразователя вязкости представлен на блок-схеме, представленной на рис. 3.

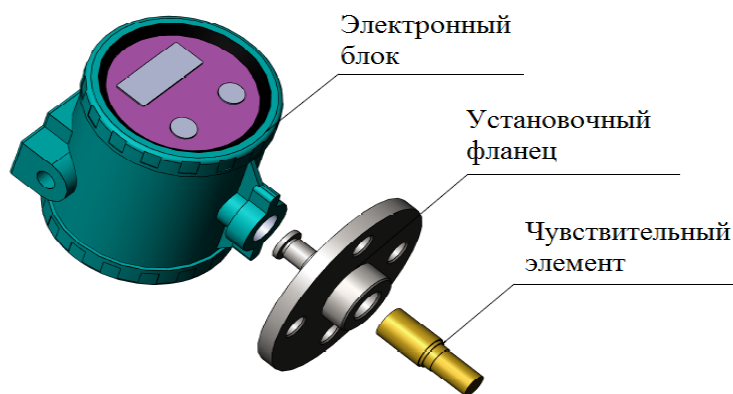


Рис. 2. Общая схема вибрационного погружного вискозиметра

В результате проведенного анализа существующих конструкций вискозиметров, был сделан вывод, что для целей системы измерения количества и качества нефти наиболее подходящим вариантом является – погружной поточный вискозиметр, основанный на вибрационном принципе, благодаря следующим преимуществам:

- высокая надежность конструкции, поскольку отсутствуют подвижные элементы;
- универсальность, т.е. возможность установки, как в трубопроводе, так и на резервуаре;
- простота конструкции, удобство эксплуатации и технического обслуживания;
- относительно небольшие масса и габариты;

- высокий уровень метрологических показателей;
- относительно низкая металлоемкость.

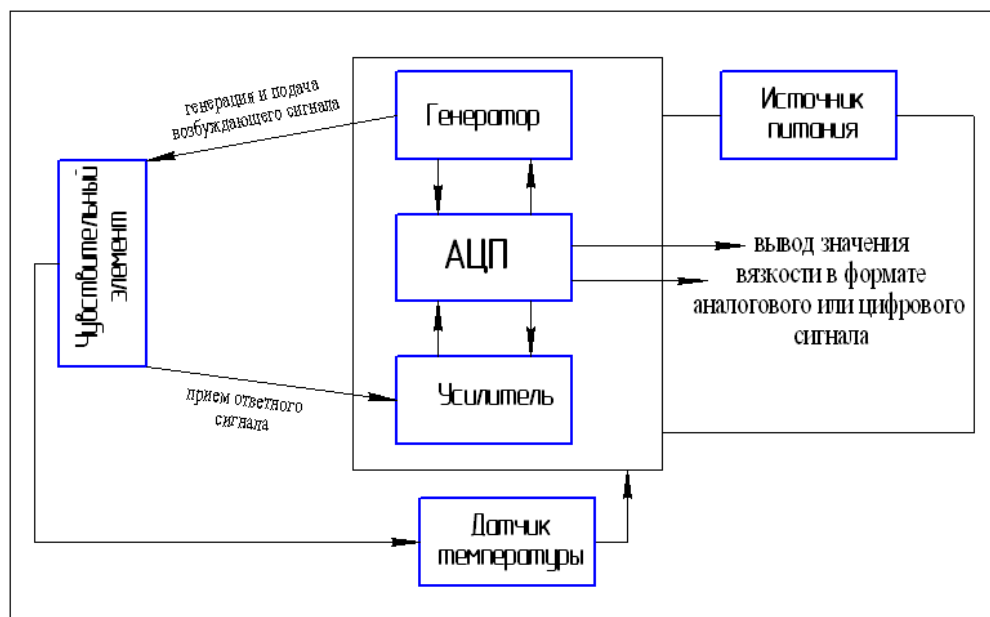


Рис. 3. Блок-схема принципа работы поточного погружного вискозиметра

Литература

1. Малкин А.Я. Диффузия и вязкость полимеров. Методы измерения. – М.: Химия, 1979 – 304 с.
2. Соловьев А.Н., Каплун А.Б. Вибрационный метод измерения вязкости жидкости: Наука, Сибирское отделение, 1970. – 139 с.
3. Фатхутдинов А. Ш. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке. Пособие для метрологов. – Уфа: АО «Нефтеавтоматика», 1999.

РАСЧЕТ НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРЕЦЕССИРУЮЩЕЙ ПЛОСКО-КОНИЧЕСКОЙ ПЕРЕДАЧИ С МНОГОПАРНЫМ ЗАЦЕПЛЕНИЕМ ЗУБЬЕВ ПРИВодОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

А.А. Пазяк

Научный руководитель профессор В.Н. Сызранцев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В большинстве современных приводов запорной арматуры применяются червячные или спироидные [1] передачи. Однако эти передачи обладают весьма низким к.п.д. (обычно порядка 0,3), а также эксплуатация этих приводов в условиях Крайнего Севера характеризуется высоким страгивающим моментом, что отрицательно сказывается на надежности управления работой запорной арматуры.

Использование прецессирующих плоско-конических передач (ПКПП) позволяют повысить надежность запорной арматуры. ПКПП - это сравнительно новый тип передаточных механизмов, в которых легко реализовать разность чисел зубьев в один зуб, изменяя угол наклона быстроходного вала [2, 3, 4]. Область применения ПКПП: специальные приводы со средними и большими передаточными отношениями. Прецессирующие плоско-конические передачи обладают рядом преимуществ по сравнению с другими видами передач, особенно по к.п.д. (порядка 0,9), малому страгивающему моменту, компактности, простоте эксплуатации. Многопарность зацепления, обусловленная конструкцией ПКПП, улучшает многие характеристики, в частности нагрузочная способность передачи значительно превышает другие их виды.

Особенности геометрии ПКПП, методика расчета наладок зуборезного станка, необходимых для построения математических моделей процесса формообразования зубьев колес, решение задач по определению оптимальных геометрических характеристик зацепления зубьев колес в передаче представлены в работах [5, 6]. В настоящей работе для заданных геометрических параметров зацепления зубьев в передаче и геометрии ПКПП представлена методика расчета нагрузочной способности прецессирующей передачи с многопарным зацеплением зубьев по величине крутящего момента и с учетом максимального контактного напряжения материала, из которых изготавливаются колеса и шестерни.

По методике изложенной в работе [7] определение нагрузки многопарного зацепления представляет собой задачу раскрытия статистической неопределенности системы с односторонними связями, в результате решения которой определяется число контактирующих пар, воспринимающих заданную нагрузку и характер

распределения между этими парами. Задача расчета распределенной нагрузки между контактирующими парами зубьев сводится к решению двух уравнений: равновесия P_i и совместности деформаций и перемещений W_i [7].

После определения усилий P_i , величина напряжений (σ_{Hi}), возникающих в контакте каждой i -ой пары зубьев, рассчитывается на основе зависимостей [7]:

$$n_{\sigma} = 0,417(r_1/r_2)^{0,25}; \quad \sigma_{Hi} = n_{\sigma} \left[(E/r_1)^2 \cdot P_i \right]^{1/3}. \quad (1)$$

где E - модуль упругости материала колес; r_1 и r_2 - главные приведенные радиусы кривизны, соответственно, в профильном и продольном направлении линии зуба, в точке контакта поверхностей зубьев шестерни и колеса.

На примере привода шарового крана, передаточное отношение которого $u=65$, определим нагрузочную способность прецессирующей передачи. Параметры передачи: число зубьев шестерни $z_1=64$, число зубьев колеса $z_2=65$, нормальный модуль $m_n=5$ мм.

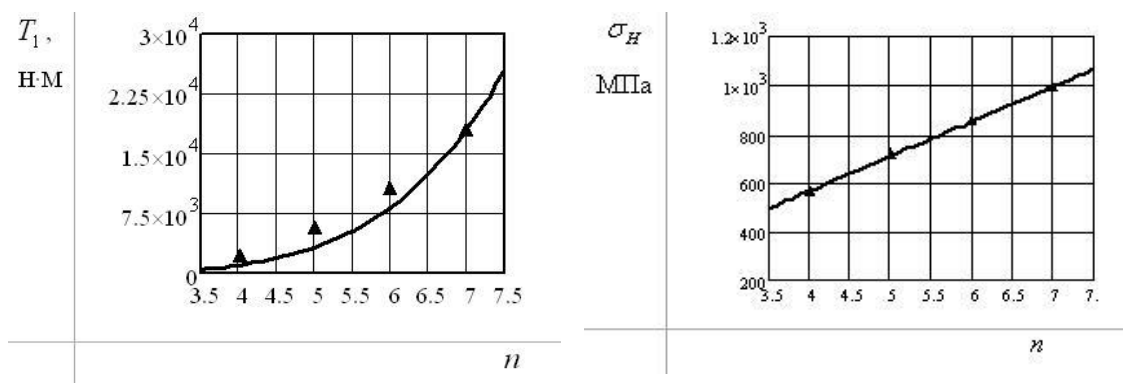


Рис. 1. Изменение величины крутящего момента T_1 (а) и максимальных контактных напряжений σ_H (б) от числа контактирующих пар зубьев n

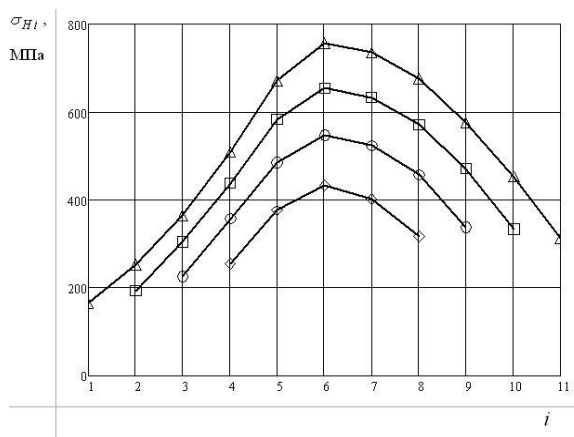


Рис. 2. Изменение контактных напряжений в многопарном зацеплении плоско-конической передачи

Расчитанные P_i $i=\overline{1,n}$ позволяют для значений $n=5, 7, 9$ и 11 вычислить ряд величин крутящего момента T_1 и определить точки зависимости $T_1(n)$, рис. 1а. В результате ее аппроксимации получено выражение:

$$T_1 = n^{5,036}. \quad (2)$$

Выполнив расчеты по зависимости (1) при известных P_i $i=\overline{1,n}$, для значений $n=5, 7, 9$ и 11 , определим возникающие в контактирующих парах контактные напряжения σ_{Hi} . Их максимальная величина при $n=const$ в зависимости от n представлена на рис. 1б, а распределение σ_{Hi} между контактирующими парами при $n=5, 7, 9$ и 11 показано на рис. 2.

Представленные результаты исследования нагруженности плоско-конической передачи позволяют реализовать методику оценки ее несущей способности по критерию контактной прочности. Предположим, что для выбранного материала шестерни и колеса передачи максимально допустимая величина контактных напряжений $\sigma_{HP} = 1000$ МПа. По графику рис. 1б определим число контактирующих пар $n = 7$, после чего для $n = 7$ по формуле (2) или по графику рис. 1а установим искомое значение крутящего момента $T_1 = 18026$ Н·М.

Проведя сравнительную оценку изменения величины крутящего момента при однопарном (100%) и многопарном зацеплении при $n = 5, 7, 9$ и 11 следует, что при $n = 11$ нагрузочная способность передачи с многопарным зацеплением по сравнению с однопарным увеличивается в 4,5 раза, что подтверждает высокую нагрузочную способность плоско-конической передачи.

Литература

1. Гольдфарб В.И. Спиroidные редукторы трубопроводной арматуры / В.И.Гольдфарб, Д.В.Главатских, Е.С.Трубачев, А.С.Кузнецов, Е.В.Лукин, Д.Е.Иванов, В.Ю.Пузанов. – М.: Вече, 2011. – 222 с.
2. Патент № 2529943 С1 (RU), F16H 1/32, F04B 47/02, F04C2/107 Соосный редуктор / Сызранцев В.Н., Вибе В.П., Денисов Ю.Г. Опубл. 10.10.2014. – Бюл. № 28.
3. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Приводы запорной арматуры трубопроводов на основе плоскоконической прецессирующей передачи // – М.: Наука и техника в газовой промышленности, 2014. – № 1 – С.64 – 67.
4. Syzrantsev V., Golofast S. Drives of Pipelines' Block Valve based on the Pan Precess Gear // Global Journal of Researches in Engineering: A Mechanical and Mechanics Engineering (USA) Volume 14 Issue 2 Version 1.0 Year 2014 P 15 – 17.
5. Сызранцев В.Н., Вибе В.П. Формообразование поверхностей зубьев колес прецессирующей передачи привода запорной арматуры // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2012. – № 2. – С. 97 – 100.
6. Сызранцев В.Н., Вибе В.П., Федулов Д.С. Расчет наладок зуборезного станка для нарезания зубьев колес плоскоконической передачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2014. – № 5. – С.99 – 103.
7. Сызранцев В.Н., Пазяк А.А. Расчет нагрузки в зацеплении зубьев колес плоскоконической передачи // Фундаментальные исследования, 2014. – № 12 (часть 11). – С. 2320 – 2324.

РАЗРАБОТКА ЭЖЕКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И.А. Пахлян

Армаvирский механико-технологический институт

Филиал Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар, Россия

Одним из преобладающих на сегодняшний день направлений в развитии российских нефтедобывающих предприятий является интенсификация добычи нефти, в том числе и на месторождениях находящихся на поздней стадии разработки. Вредное влияние свободного газа, нестационарность процесса разработки нефтяных месторождений, сложный процесс вызова притока, тяжелый вывод на режим после глушения скважин при подземном ремонте и другие осложняющие факторы приводят к тому, что механизированные способы добычи нефти погружными электроцентробежными и штанговыми насосами экономически себя не оправдывают, из-за частных поломок, связанных с гидроударами, засорением механическими примесями и т.д. Для интенсификации добычи нефти в осложнённых условиях необходимо применение технических средств, не подверженных воздействию указанных факторов, имеющих повышенную надежность, минимальную материалоемкость.

Одним из перспективных способов интенсификации добычи нефти является эксплуатация скважин струйными установками, которые просты, надежны, универсальны, с их помощью возможно не только извлечение пластового флюида на поверхность, но и одновременное осуществление воздействия на продуктивный пласт.

Была разработана погружная струйная установка (рис. 1) для оптимизации добычи пластового флюида. Увеличение нефтеотдачи пласта и увеличение притока осуществляется за счет вибро-импульсного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта, возникающего при организации кавитационного истечения в проточной части эжектора [1].

Установка работает следующим образом.

Установка спускается в скважину на колонне двойных насосно-компрессорных труб.

Нагнетание рабочей жидкости в активное сопло 6 осуществляется поверхностным насосом. Рабочая жидкость по кольцевому пространству, образованному сдвоенной колонной насосно-компрессорных труб, поступает на осевые каналы подвода рабочего потока 7, находящиеся в корпусе 4 и далее на прием активного сопла 6. За счет увеличения скорости, при истечении жидкости из активного сопла 6 в приемной камере 3 создается разрежение, в результате которого происходит эжектирование скважинной продукции на поверхность из забоя скважины через каналы подвода пластового флюида 5 в приемную камеру 3, далее в камеру смешения 2 и диффузор 1.

Для реализации вибрационного, колебательного воздействия на продуктивный пласт путем подбора геометрических размеров проточной части эжектора, технологических режимов эксплуатации из активного сопла 6 происходит генерирование кавитационного истечения. При работе эжектора создаются кавитационные каверны у входа в камеру смешения 2 на границе между струей рабочей жидкости и потоком эжектируемой

пассивной среды. Разрыв кавитационных каверн приобретает колебательный характер. Схлопывание каверн сопровождается звуковыми волнами и сильными гидравлическими ударами, которые и передаются от устройства в продуктивный пласт, способствуя увеличению притока пластового флюида на забой скважины. Кроме того, кавитационное истечение, способствует дроблению твердых частиц породы, кольматанта, предотвращая засорение камеры смешения 2 механическими примесями.

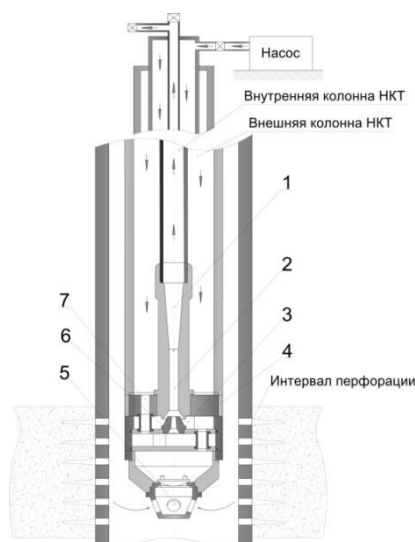


Рис. 1. Схема струйной установки для воздействия на продуктивный пласт в процессе добычи

Поскольку кавитационные каверны в струйных насосах образуются и схлопываются на границе раздела струй рабочей и эжектируемой рабочей среды, то в меньшей степени приходится опасаться кавитационного разрушения проточной части струйного насоса.

Для того, чтобы обеспечить кавитационный режим работы струйного насоса в скважине надо определить необходимое P_n при следующих заданных параметрах: при известном низком значении величины пластового давления $P_{пл}$, глубины скважины $H_{скв}$, коэффициента продуктивности скважины $K_{прод}$ и дебита скважинной жидкости $Q_{скв}$.

Для указанных условий алгоритм проведения расчета кавитационного режима работы струйного насоса представлен в работах [2, 3] и сводится к нахождению коэффициента эжекции струйного насоса, при котором возникает кавитация:

$$U_{кав} = \frac{\varphi_4}{\varphi_1} * \left(\frac{d_{кс}^2}{d_c^2} - \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{\left(\frac{P_p - P_k}{P_n - P_k}\right)^{-1}}}} \right) * \frac{1}{\sqrt{(P_p - P_k) / (P_n - P_k) - 1}} \quad (1)$$

где согласно рекомендациям работы [3] коэффициент скорости потока в активном сопле 6 $\varphi_1 = 0,95$ и коэффициент скорости потока на ходе в камеру смешения 2 $\varphi_4 = 0,925$; $d_{кс}$ – диаметр камеры смешения 2; d_c – диаметр активного сопла 6; P_p – давление рабочей жидкости перед входом в активное сопло; P_k – абсолютное давление, при котором в жидкости возникает кавитация; P_n – давление нагнетания жидкости на устье скважины. Величины P_p , P_k , можно найти по известным формулам гидравлики.

Выводы.

Оптимизация работы добывающих скважин путем воздействия на продуктивный пласт в процессе добычи флюида осуществляется путем совмещения технологий эжектирования флюида и обработки прискважинной зоны пласта вибро-импульсным воздействием при организации кавитационного истечения в проточной части эжектора. Данная технология технически легко реализуемая, менее материалозатратна и позволяет эксплуатировать скважины в осложнённых условиях

По результатам стендовых испытаний установлено, что разработанная струйная установка соответствует заявленным техническим характеристикам, требованиям стандартов и технической документации.

Литература

1. Омелянюк М.В. Кавитационные технологии в нефтегазовом деле // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – № 1. – С. 29–32.
2. Кабдешева Ж.Е. Разработка технологий эксплуатации скважин и обработки призабойной зоны струйными насосами. Дисс. канд. техн. наук. – М., 2003.
3. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. – Л.: Машиностроение, 1988. – 256 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

А.П. Пащенко

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для нефтяной промышленности России сегодня довольно непростой и ответственный момент. Сама её география усложняется – она «уходит» в отдалённые, периферийные зоны со сложными климатическими условиями. Нефть залегает в труднодоступных регионах (северные районы, вечная мерзлота, глубоководные участки прибрежного шельфа), а эксплуатация залежей тяжёлых и высоковязких нефтей требует значительных финансовых и энергетических затрат.

Большинству аппаратов, сооружений и деталей, применяемых в нефтяной и газовой промышленности приходится работать в крайне тяжёлых условиях, подвергаясь значительным динамическим нагрузкам, интенсивному абразивному изнашиванию и коррозии. Недостаточная долговечность оборудования вызывает необходимость производить дополнительные затраты на ремонт оборудования. Это снижает темпы роста механизации и автоматизации бурения, добычи и переработки нефти и газа, сдерживает повышение производительности труда и снижение себестоимости.

Таким образом, неблагоприятные геологические условия и низкая экономическая эффективность нефтедобычи в России определяют единственно возможный путь развития любой нефтедобывающей компании – это активная инновационная деятельность по созданию, приобретению, производству и широкому применению новых высокоэффективных технологий в области разработки месторождений и нефтедобычи. И здесь неоценимую помощь могут оказать разработки из серий инновационных нанотехнологий.

Нанотехнология – это преобразование структуры материала на уровне атомов. Существуют химические составы, способные изменять молекулярную структуру вещества. При нанесении этих составов на поверхность происходит изменение атомной структуры и образование защитного барьера. Наноструктурированные материалы – одна из важнейших целей нанотехнологии на современном этапе.

Для создания наноструктурированных покрытий используются наноструктурированные материалы, суспензии и золь-гели для внедрения в покрытия нанодобавок, которые модифицируют их структуру и обеспечивают получение требуемых свойств покрытий, структура которых целиком или частично формируется из наночастиц. Существуют различные способы формирования наноструктур: добавление в состав сплава твердой аморфной фазы, приводящее к уменьшению размеров кристаллитов и соответственно к получению наноструктурированных материалов TiAlN+Si, TiMoN+Si, TiCrN; нанесение многослойных покрытий с перемежающимися нанослоями; формирование наноструктур методом высокоскоростного распыления мозаичных катодов; формирование наноструктур методом ионного ассистирования. Общим принципом этих методов является сочетание высокой скорости образования центров зарождения частиц с малой скоростью их роста. [3]

Использование наноструктурированных материалов для создания покрытий позволяет достигать новых свойств покрытий различного функционального назначения, обладающих повышенной сопротивляемостью к разрушению в условиях воздействия циклических термомеханических напряжений и агрессивных сред. Упрочнение поверхности новых деталей повышает их износостойкость, а, следовательно, снижает издержки на их замену.

Внедрением нанотехнологий в нефтегазовую отрасль занимаются такие структуры, как Институт катализа им. Г.К. Борескова Сибирского отделения РАН, Институт проблем переработки углеводородов СО РАН, ГК «Роснанотех», корпорация «Роснано» и другие.

Активность разработчиков в этом направлении весьма успешна. Появляются компании, которые рассматривают переход на качественно новый уровень работы, разрабатывают стратегии инновационного развития, запускают в производство новые материалы, реализуют масштабные проекты. В их ассортименте появляется оригинальная продукция, и перечень ее растет.

К примеру, инвестиционный проект РОСНАНО совместно с компанией «Новомет-Пермь» начал масштабное расширение и модернизацию производства высокоэффективного нефтедобывающего оборудования – установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) с применением деталей и узлов с наноструктурированным защитным покрытием. Технологическим новшеством проекта является использование защитных и функциональных наноструктурированных покрытий на основе карбида вольфрама с применением оксида титана, оксида алюминия, хрома и молибдена. Для нанесения покрытий используется технология газоплазменного напыления на узлы, подвергающиеся наибольшей нагрузке. Процесс нанесения покрытия управляем, размер зерен в структуре напыленных покрытий лежит в диапазоне 5 - 100 нм. Применение нанотехнологий в рамках данного проекта позволяет, в первую очередь, снизить коэффициент трения радиальных подшипников в 1,4 - 1,7 раз, а также увеличить износостойкость радиальных подшипников в 1,5 - 2 раза, повысить коррозионную и гидроабразивную стойкость различных деталей насосной установки, снизить энергопотребление. Участники рынка нефтяного оборудования отмечают, что интерес к проекту логичен. [2]

В рамках совместного проекта РОСНАНО и ОАО «Челябинского трубопрокатного завода» (ЧТПЗ) планируется выпуск широкого ассортимента нержавеющей труб и деталей к ним. В производстве найдут применение специальные материалы и технологические процессы, которые приводят к образованию наноструктур в материалах изделий и позволят достичь значительного увеличения прочности и

эксплуатационной надежности продукции. В частности, одной из применяемых технологий будет сварка швов деталей с использованием титана и бора, чьи наноразмерные соединения играют основную роль в упрочнении структуры изделий. [3]

В ходе исследовательских работ ООО «Центром защитных покрытий – Урал» (ЦЗПУ) была разработана технология нанесения и обработки наноструктурированных покрытий для плунжеров погружных нефтедобывающих штанговых насосов, работающих в экстремальных условиях, а также спроектирована и изготовлена многопозиционная установка для нанесения покрытий на плунжеры. Применение данной технологии позволяет достичь высокой плотности и прочного сцепления напыленного материала с основой детали, позволяет увеличить ресурс нефтепромыслового оборудования при воздействии агрессивных факторов среды: абразивный, гидроэрозионный, коррозионный износ, воздействие солевых растворов и т.д. Сейчас ООО «Центр защитных покрытий – Урал» подал заявку на регистрацию патента на полезную модель плунжера насоса высокого давления с наноструктурированным покрытием для добычи нефти. [5]

Не менее перспективен и проект ООО НПП «КБ-Авангард» по созданию не имеющего аналогов в России и за рубежом пластыря для ликвидации негерметичности обсадных колонн нефтегазовых скважин, изготовленного из интеллектуальной стали, обладающей управляемым эффектом памяти формы (ЭПФ), с использованием нанотехнологий. [4]

Несколько лет назад был налажен выпуск уникальной разработки для нефтедобывающей отрасли с использованием нанотехнологий – новых золотниковых клапанов. Автором проекта выступила молодая российская научно-производственная компания «РАМ». Как показали результаты испытаний, проведенные на базе «Роснефти», разработка способна приносить нефтедобывающим компаниям ежегодный дополнительный доход в \$4,2 млрд. В настоящее время клапаны «Норма» изготовленные «РАМ» с помощью технологии наноалмазного хромирования установлены в более 100 механизированных скважинах на месторождениях ОАО «НК Роснефть», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Татнефть» и др. На основе данной технологии компанией ООО РАМ внедрены в нефтедобывающую отрасль принципиально новые инновации. Использование нанопокрывтий позволяет значительно снизить коэффициент трения при сохранении износостойкости, повысить вязкость покрытий при сохранении антикоррозионных свойств и увеличения температуры эксплуатации на 50%. [6]

Интересна и перспективна разработка ЗАО «ПЛАКАРТ» нанопокрывтий для восстановления изношенных корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). По результатам испытаний установлена стойкость покрытий к коррозии в агрессивной среде и механическим повреждениям. Экономический эффект от применения покрытий ЗАО «ПЛАКАРТ» состоит в сокращении затрат на закупку новых ПЭД взамен списанных. Покрытия ЗАО «ПЛАКАРТ» сертифицированы по спецификациям одного из крупнейших мировых производителей насосного оборудования для нефтегазовой, химической и энергетической области компании «Flowsolve». [5]

Условия добычи в мире ухудшаются – легкие углеводороды выбраны, в нефти появляются песок, абразив. Поиск нефти – лишь малая доля задачи, требуются еще современные технологии добычи и транспортировки, работоспособности оборудования. Буровые долота, трубы нефтяного сортамента, элементы оборудования промыслов должны противостоять колоссальным нагрузкам, поэтому потребность нефтегазовой промышленности в прочных и долговечных материалах крайне высока. А использование наноструктурированных материалов и покрытий может дать большой экономический эффект. Такие материалы могут применяться в целях повышения коррозионной и механической прочности конструкций, используемых при добыче и транспортировке нефти и газа. Наноструктурированные материалы предлагают кардинальное улучшение свойств или даже новых функций, что может сыграть решающую роль в поисках инновационных решений и высокой конкурентной способности нефтедобывающих компаний, а значит, и экономики России.

Литература

1. Гераскин В.В. Применение газотермического напыления для защиты оборудования нефтепереработки и нефтехимии // Инженерная практика, 2011. – № 8. – С.106–107.
2. Колбина Людмила. Зерна структуры. [Электронный ресурс] // Аналитический центр Эксперт-Урал. – 2012. – № 18 (510). – Режим доступа: <http://www.expert-ural.com/archive/18-19-510/zerna-strukturi.html>.
3. Матренин С.В. Наноструктурные материалы в машиностроении: учебное пособие / С.В. Матренин, Б.Б. Овечкин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 17 с.
4. Патент РФ № 2289013 С1. Е21В29/10 (2006/01). Способ восстановления герметичности обсадных колонн в скважине и устройство для его осуществления / М.Г. Падерин, Н.Г. Падерина / Заявка 2006105419/03; опубл. 10.12.2006., Бюл. – № 14.
5. Портфельные компании. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rusnano.com/projects>.
6. Рыжов Е.В. Экономические перспективы использования золотниковых клапанов «Норма-734» производства ООО «РАМ» // Бурение и нефть. – 2008. – № 11. – С.46–48.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ БУРОВОГО КОМПЛЕКСА

А.В. Селезнев, А.А. Татаринцев

Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт

Филиал Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар, Россия

Современные нефтегазовые предприятия имеют необходимое современное оборудование, ассортимент которого постоянно увеличивается. Проводится техническое переоборудование отрасли, автоматизация технологических процессов, внедрения автоматизированных систем управления, разработка перспективных методик для разработки производительных горизонтов.

В настоящее время перед инженерами ставится задача усовершенствования действующих машин и механизмов за счет увеличения их коэффициента полезного действия, уменьшения металосодержания и повышения надежности.

Целью данной работы является усовершенствование центробежного насоса ВШН-150.

Вертикальные шламовые насосы широко используются в нефтегазовой промышленности. Данные насосы являются одной из составляющих поверхностной циркуляционной системы очистки бурового раствора, которые влияют на работоспособность, от них зависит бесперебойная работа и производительность циркуляционного комплекса.

Одной из важных характеристик шламового насоса есть его технический ресурс. Средний срок службы насоса составляет 20000 часов, а наработка на отказ складывается 340 часов. Если сравнивать эти показатели, с показателями другого оборудования, то они имеют значительно меньшую величину. В связи, с вышеупомянутым, ставится за цель повысить надежность и долговечность шламовых насосов. Только повышение технического ресурса на 12 % предоставит возможность одному насосу работать бесперебойно, дополнительно, приблизительно 41 час.

Патентная проработка осуществлялась на официальном сайте Федерального государственного бюджетного учреждения «Федеральный институт промышленной собственности» <http://www1.fips.ru>, по патентным документам [1, 2 и др.]

Аналог был выявлен в изобретении [1]. Изобретение относится к насосостроению и может быть использовано для перекачки вод, содержащих абразивные частицы промывочного раствора. Изобретение направлено на повышение надежности работы и срока службы и расширение технологических возможностей.

Наиболее близкой по технической сущности является полезная модель «Насос шламовый вертикальный» [2]. Полезная модель относится к средствам, предназначенным для перекачивания сыпучих материалов (шламов) в напорном потоке жидкости.

На основании выполненной патентной проработки, и выявленных недостатков аналога и прототипа была разработана конструкция усовершенствованного вертикального шламового насоса.

Вертикальные шламовые насосы являются одной из составляющих буровой установки, от которых зависит бесперебойная работа и производительность циркуляционного комплекса. Но условия, в которых они работают, очень сильно влияют на время бесперебойной работы насосов.

К основным факторам, которые снижают долговечность шламовых насосов, принадлежат: содержимое в растворе твердых абразивных примесей; неоднородность бурового раствора по фракционному составу; режим работы шламовых насосов; характер нагрузки шламовых насосов.

Разработанная конструкция шламового насоса, которая почти полностью устраняет указанные недостатки, представлена на рис. 1.

Усовершенствование заключается в том, что насос шламовый вертикальный, включает в себя корпус 1, внутри которого помещено посаженное на вал 2 рабочее колесо 3 со ступицей 4 и лопатками, при этом верхний конец вала насоса закреплен в подшипниковой опоре 5, установленной в станине насоса 6, а ступица 4 колеса 3 закрепленная в подшипнике буксы насоса, причем рабочее колесо оснащено дополнительным валом 7, на конце которого жестко установлен элемент исполняющий функцию рыхлителя шлама 8, а ступица рабочего колеса насоса размещена внутри втулки подшипника скольжения, жестко соединенного с упругими элементами демпфера, установленного в буксе насоса. Элемент рыхлителя выполнен двухлопастным и установлен симметрично относительно оси вала рыхлителя.

Такая конструкция вертикального шламового насоса поможет улучшить режим его работы за счет того, что при вращении приводного вала жидкость, которая находится во всасывающей части насоса, будет всплывать, а также будут разбиваться комки, что благотворно скажется на работе насоса. Это в свою очередь улучшит степень исключения шлама из шламонакопителя, то есть позволит уменьшить расходы на утилизацию шлама, поскольку уменьшится периодичность чистки шламонакопителя.

Повышение технического ресурса на 12 % предоставит возможность одному насосу работать бесперебойно, дополнительно, приблизительно 41 час.

Экономия затрат на утилизацию. Модернизация дает возможность более качественно изымать шлам из шламонакопителей, что не может не влиять положительно на экологическую ситуацию, поскольку в шламонакопителях будет одновременно храниться меньшее количество шлама, но качественно оценить значение усовершенствования можно лишь после проведения мониторинга.

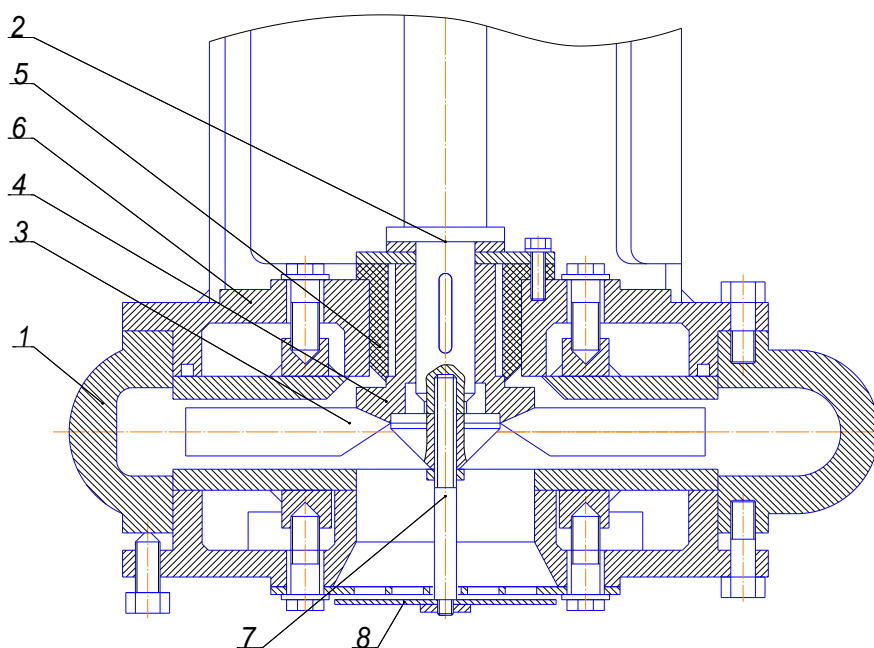


Рис. 1. Усовершенствованная конструкция насоса ВШН- 150
 1 - корпус; 2 - вал; 3 - рабочее колесо; 4 - ступица; 5 - подшипниковая опора; 6 - станина насоса;
 7 - дополнительный вал; 8 - рыхлитель шлама

Литература

1. Патент РФ № 2215905, МПК F04D7/04, F04D29/10. Вертикальный насос/ Кузнецов Ю.П. - Опубликовано: 10.11.2003
2. Патент РФ № 73409, МПК F04D1/00, F04D7/00. Насос шламовый вертикальный/ Рязанцев Сергей Николаевич, Симян Александр Иванович, Вежан Владимир Гелиевич. - Опубликовано: 20.05.2008
3. Пахлян И.А. Исследование гидроэжекторных смесителей, модернизация их конструкций и совершенствование технологии приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов: дис. канд. наук. Краснодар, – 2010.

СОВРЕМЕННЫЕ СУДА-ТРУБОУКЛАДЧИКИ

А. В. Сидельников, А. Н. Чехлов

Научный руководитель доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прокладка трубопроводов по морскому дну является перспективным направлением развития сети транспорта углеводородов. Разработка месторождений шельфовых зон требует строительства морских промысловых трубопроводов, как наиболее надежного способа доставить флюид до сборного пункта, находящегося на берегу. Последние политические события в мире показали, что прокладка магистральных трубопроводов по морскому дну также имеет ряд преимуществ перед сухопутными линиями в области безопасности и бесперебойности поставок. Это объясняет стремительное развитие технологий, создание и совершенствование машин и оборудования для строительства морских трубопроводов, прежде всего, современных судов-трубоукладчиков.

Существует два основных метода прокладки морских магистральных трубопроводов: по S-образной и J-образной кривой. Первый способ подразумевает сварку нескольких труб в длинную плетку на сварочных постах и её опускание в воду по мере движения судна. Труба сгибается вниз, пока не коснется дна, после чего её форма напоминает латинскую букву S. Прокладка трубопроводов этим способом может осуществляться относительно быстро (до 9 км в день), однако большая растягивающая нагрузка вводит повышенные требования к надежности оборудования, а также ограничивает максимальную глубину прокладки до 2000м. При прокладке трубопроводов по J-образной кривой трубы опускаются в воду практически вертикально вплоть до касания дна. Это позволяет избежать проблем с высокой растягивающей нагрузкой и двойным перегибом трубы, что дает возможность прокладывать трубопроводы на большей глубине, однако скорость строительства этим способом значительно ниже [2].

Solitaire (рис. 1), принадлежащий швейцарской компании Allseas, судно-трубоукладчик мирового класса, который осуществляет прокладку магистрального трубопровода по S-образной кривой. Трубопровод прокладывается по заранее определенному маршруту, который моделируется в трехмерном изображении с учетом морского дна, как одна сплошная труба, которую опускают с судна на морское дно. Для регулирования изгиба трубы по мере ее спуска к корме баржи присоединен стингер - длинная стальная структура, на которую

опирается труба. Длина стингера на Solitaire составляет 97 метров. Благодаря данной конструкции баржи для S-образной прокладки приобретают необходимую гибкость для работы на разной глубине: от небольшой до весьма значительной. Двойной изгиб трубы в форме буквы S требует точного управления положением баржи относительно точки касания дна. Трубопроводчик Solitaire имеет систему динамического позиционирования типа Kongsberg Simrad, которая позволяет совместно с системой управления судна осуществлять точное маневрирование в заданном районе с заданной скоростью. Благодаря своей уникальной конструкции, судно может компенсировать нагрузку на трубопровод до 580 тонн и перевозить запас труб массой до 15 тыс. тонн, что позволяет прокладывать километры трубопровода без дополнительной загрузки судна [2].

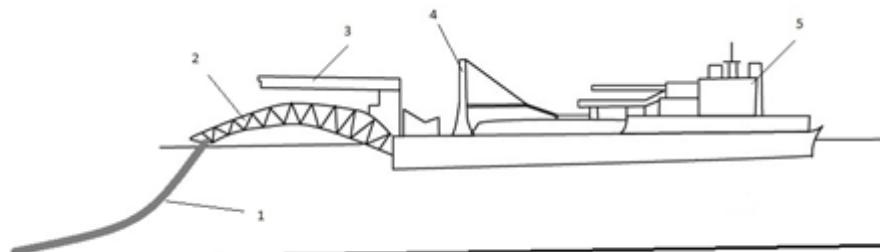


Рис. 1. Судно-трубоукладчик Solitaire:
 1 – укладываемый трубопровод; 2 – стингер; 3 – натяжное устройство;
 4 – кран грузоподъемный; 5 – посты для сварки и нанесения покрытия

Каждая секция трубы весит 10 тонн, а ее длина составляет 12 метров. На барже установлены два крана для перегрузки труб длиной 33 метра и 42 метра, грузоподъемность каждого 150 тонн, так же на судне имеется кран специального назначения грузоподъемностью 300 тонн и длиной 57 метров. На Solitaire находятся два устройства для соединения плетей труб из отрезков, семь автоматических сварочных пунктов разработанные фирмой Phoenix, позволяющие сваривать трубы диаметром до 1500 мм, а так же осуществлять прокладку труб со скоростью более 9 км в сутки. После проверяется качество сварного соединения ультразвуковым аппаратом, а затем попадает в один из двух цехов, где накладывают защитный от коррозии пластиковый слой [3].

Из-за большого количества сварочных постов на борту, Solitaire способен проложить более 1000 км трубопровода в течение года, в то время как на других конкурирующих судах скорость укладки меньше почти в два раза [3].

Судно-трубоукладчик Saipet 7000 (рис. 2) итальянской нефтегазовой компании Eni является крупнейшим плавающим краном, который может осуществлять прокладку морских магистральных трубопроводов диаметром до 800 мм по J-образной кривой. Для этой цели на корме монтируется опорная вышка высотой более 100 м, а в центральной части судна укладывается до 6000 т труб, сваренных в плети длиной по 48 м. Два поворотных крана общей грузоподъемностью 14000 т позволяют быстро пополнять комплект труб прямо во время прокладки. 12 дизельных электродвигателей общей мощностью 96000 л.с. обеспечивают скорость движения судна водоизмещением 172000 т до 9,5 узлов (17,6 км/ч), скорость прокладки же значительно ниже – около 3000 м в день. Благодаря J-образной прокладке судно может работать на глубине более 2200 м, это обеспечивается за счет системы укладки, рассчитанной на нагрузку до 750 т [4].

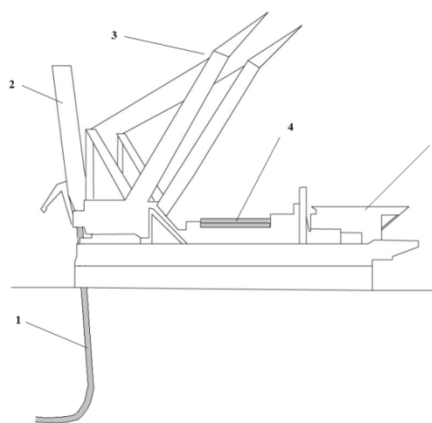


Рис. 2. Судно-трубоукладчик Saipet 7000:
 1 – укладываемый трубопровод; 2 – опорная вышка; 3 – поворотный кран грузоподъемностью 7000т;
 4 – комплект труб; 5 – вертолетная площадка

Трубы на Saipem 7000 доставляются баржей и перегружаются на палубу поворотными кранами судна. На горизонтальном транспортере труба движется к опорной вышке, где она переводится в вертикальное положение и поднимается на высоту вышки. Через отверстие труба попадает во внутреннюю полость вышки и начинает медленно опускаться, останавливаясь на трех ярусах для выполнения определенных технологических операций. На верхнем ярусе располагается сварочный пост, где происходит центровка и сварка плети с уже опущенным в воду трубопроводом в полуавтоматическом режиме. Опускаясь ниже, труба проходит пост ультразвукового контроля качества сварного шва, благодаря современным технологиям сварки, на брак приходится не более 1 шва за 12 часов работы. На нижнем ярусе осуществляется нанесение нескольких слоев изоляционного покрытия на стыковочный участок, и труба опускается в воду [4]. Трубопровод с Saipem 7000 сходит практически вертикально, что существенно снижает нагрузку на систему укладки, в совокупности с системами автоматической стабилизации и балансировки это позволяет использовать данное судно в сложных штормовых условиях, когда применение трубоукладчиков, работающих по технологии S-образной укладки, невозможно [2].

Строительство морских магистральных трубопроводов было и остается перспективным направлением развития транзитных сетей доставки углеводородов потребителям в страны Западной Европы, Японии и Юго-Восточной Азии. Изучение современных технологий и оборудования необходимо для того, чтобы проекты по прокладке морских трубопроводов осуществлялись в соответствии с последними тенденциями и опирались на передовой мировой опыт. Это позволит не только получать сооружения, отвечающие самым современным требованиям безопасности, но и перенять новые технологии, которые можно будет применять в будущих проектах и, возможно, опираясь на опыт ведущих иностранных компаний, начать строить современные отечественные суда-трубоукладчики морского класса.

Литература

1. Крец В. Г., Рудаченко А. В., Шмурыгин В. А. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие. — Томск: Изд-во ТПУ, 2008. — 328 с.
2. Сооружение подводных трубопроводов: учебное пособие для вузов. — М.: Недра, 1995. — 304 с.
3. Allseas. [электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <http://www.allseas.com> (дата обращения: 12.12.14).
4. Eni: a major integrated energy company. [электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <http://www.eni.com> (дата обращения: 12.12.14).

ДИСТАНЦИОННО УПРАВЛЯЕМОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ SMARTPLUG™

Н.А. Степкин, М.А. Сенченко

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ремонтные работы, выполняемые на действующих трубопроводах, проводятся с целью замены поврежденных участков трубопровода или любого другого установленного на трубопроводе оборудования. При использовании традиционных методов в большинстве случаев необходимо отключение большого участка трубопровода, давление в котором должно быть снижено, а транспортируемый продукт откачан или сброшен в атмосферу. Но в этом случае возникает ряд проблем:

- Потери от непоставленного продукта в период выполнения ремонтных работ.
- Затраты на опорожнение большого участка трубопровода.
- Потери продукта (при сбросе газа в атмосферу).
- Штрафы за загрязнение окружающей среды.

Для решения этих проблем операторы трубопроводов стараются использовать доступные и безопасные технологии. Одной из таких технологий является врезка под давлением, но если она не возможна или не желательна, применяется технология перекрытия без врезки в трубопровод. Принцип перекрытия основан на герметизации газопровода с помощью внутритрубных устройств, устанавливаемых на место перекрытия путем их запуска через камеры приема-запуска очистных устройств. В этом случае используется герметизирующее устройство SmartPlug™ [1, 2, 5].

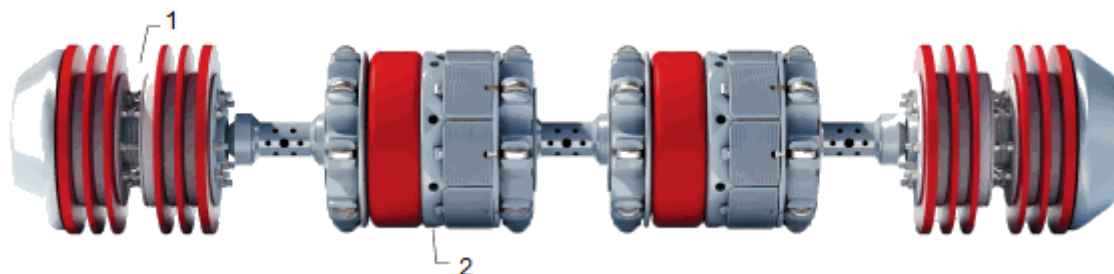
SmartPlug™ является дистанционно управляемым устройством герметизации нефтепроводов и газопроводов. Технология его использования заключается в следующем:

- 1) SmartPlug™ запускается в трубопровод через камеру пуска приема-запуска очистных устройств.
- 2) Устройство используется совместно с системой SmartTrack, позволяющей проследить его передвижение по трубопроводу.
- 3) Дистанционно с помощью системы уплотнений типа «пакер» поршень SmartPlug™ фиксируется в заданном месте участка, подлежащего вырезке.
- 4) После выполнения работ SmartPlug™ дистанционно переводится в транспортное положение и направляется в камеру приема [2].

Герметизирующее устройство SmartPlug™ разработано, изготовлено и испытано под максимально допустимым рабочим давлением. Это позволяет ремонтировать и обслуживать трубопровод, снижая давление не во всем трубопроводе, а только на ремонтируемом участке. При этом продукт из отсеченного участка может

быть закачан обратно в трубопровод выше места перекрытия, что исключает проблемы его транспортировки и хранения [2, 4].

Герметизирующее устройство SmartPlug™ является двунаправленным. Оно состоит из двух изолирующих модулей и двух модулей очистки полости, содержащих в себе блоки управления и связи (рис. 1).



**Рис. 1. Общий вид дистанционно управляемого герметизирующего устройства SmartPlug™:
 1-модуль очистки полости с блоком управления и связи; 2-изолирующий модуль**

Стандартное устройство SmartPlug™ предназначено для герметизации рабочего давления до 20 МПа. Два изолирующих модуля выполняют герметизирующую и фиксирующую функции, а также обеспечивают эти функции независимо друг от друга.

Изолирующие модули имеют самоуплотняющуюся конструкцию, т.е. в перекрывающем положении перепад давления сохраняет или усиливает фиксацию (рис. 2).

Поскольку цилиндр силового привода (4) сближается с фланцем привода (7), клинья (зажимы) (8) наезжают на наклонную плоскость конусного вкладыша (9) и заклинивают между внешним диаметром конусного вкладыша (9) и внутренним диаметром трубопровода (5). После того, как клинья (8) войдут в контакт со стенкой трубы (5), движение корпуса силового привода (1) начнет сжимать пакер (10), растягивая его для герметизации трубопровода.

Наружные поверхности клиньев обрабатываются таким образом, чтобы они врезались в поверхность внутренней стенки трубопровода. Они врезаются всего на несколько тысячных долей миллиметра (в пределах допусков, установленных для цапапин), но этого достаточно, чтобы клинья образовали единый контакт со стенкой трубы [4].

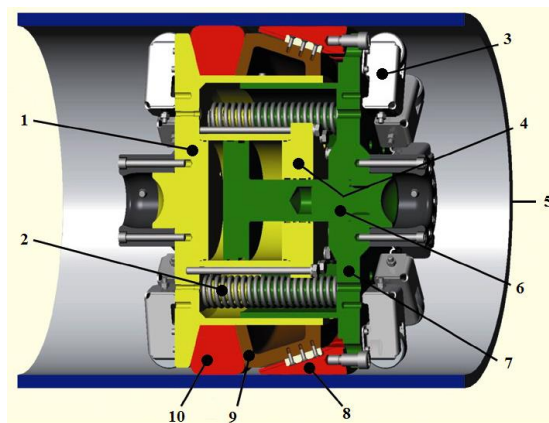


Рис. 2. Устройство изолирующего модуля:

- 1 – корпус силового привода; 2 – пружина с направляющей; 3 – блок колеса;
 4 – цилиндр силового привода; 5 – трубопровод; 6 – гидравлический поршень;
 7 – фланец силового привода; 8 – клинья (зажимы); 9 – конусный вкладыш; 10 – пакер**

Связь и контроль системы осуществляется за счет передачи низкочастотных электромагнитных волн. В основе лежит двусторонняя передача цифровых данных и сигналов управления между антенной на очистном модуле и антенной системы SmartTrack. Усиленный сигнал позволяет изменять дистанцию между антеннами до 10 м, что позволяет использовать модуль с заглубленными или физически недоступными трубопроводами. Запас аккумуляторной батареи обеспечивает как минимум четыре цикла срабатывания модуля SmartPlug, а также бесперебойный мониторинг состояния системы в течение тридцатидневного операционного периода. Оператор с помощью компьютерной системы принимает и передает сигналы на подводную антенну. Все критические параметры, такие как давление и температура, контролируются [4].

Герметизирующее устройство SmartPlug применяется как при ремонте морских газопроводов, так и при ремонте наземных трубопроводов. ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в 2011 г. впервые в России провело ремонтные работы с помощью перекрытия газопровода под давлением герметизирующими модулями. Установка

модуля была произведена на 2184 километре газопровода Бухара – Урал с условным диаметром 1000 мм, было произведено отключение участка протяженностью несколько сотен метров от камеры запуска и проведены огневые работы по демонтажу кранового узла.

Запасовка и передвижение снаряда SmartPlug® к месту установки прошли в штатном режиме. После проведения огневых работ снаряд был также штатно переведен из перекрывающего положения в транспортировочное и выведен обратно в камеру приема очистных устройств. При этом были отмечены четкое отслеживание поршня по пути следования и возможность предсказуемо регулировать скорость передвижения.

В итоге проведенных работ:

- задача по герметизации полости газопровода выполнена;
- подтверждена применимость технологии на трубопроводах ЕСГ ОАО «Газпром»;
- подтверждена исключительная безопасность технологии. Утечек газа во время перекрытия не обнаружено, все процедуры прошли в штатном режиме [3].

Учитывая повышающиеся штрафы за выбросы газа в атмосферу, эффективность и высокую безопасность указанных работ - применение данной технологии при производстве ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах наиболее эффективно и целесообразно, чем применение традиционных методов.

Литература

1. Гимадиев М.Р., Лебедева Т.Б. Разработка предложений по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов линейных сооружений // Вестник КИГИТ: Серия 10. Техносферная безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях. – Ижевск, 2013. - С. 26 – 40.
2. Кондратьева О.В. Методы ремонта трубопроводов без остановки перекачки транспортируемой среды // Трубопроводные системы: технологии, оборудование, строительство, сервис: Труды V Международного трубопроводного форума. – М., 2006. – С. 47 – 54.
3. Опыт применения технологии перекрытия газопровода герметизирующими модулями SmartPlug® // Газовая промышленность, 2012. – № 8. – С. 74–75.
4. Mark Sim Cost and time effective repairs of faulty pipeline valves and fittings // 2nd Pipeline Technology Conference. – Stavanger, 2007.
5. We have lift-off // TDW Innovations™ Magazine. – 2014. - № 1.

ПРИМЕНЕНИЕ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ НА НАСОСНЫХ АГРЕГАТАХ

Е.Э. Судоплатова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Насосный агрегат – это неотъемлемая часть нефтегазовой системы. Надежность и экономичность насосных агрегатов зависит от многих факторов. К основным факторам надежности насосов при эксплуатации, относится повышенная вибрация [5]. По данным за последние 15 лет на долю отказов насосных агрегатов по причине повышенной вибрации приходится 37 % от всех отказов. Основными причинами повышенной вибрации являются: расцентровка вала; неуравновешенность ротора; ослабление крепежных болтов; износ деталей; дефекты подшипников; неправильная эксплуатация (работа насоса на нерасчетных режимах). Для предотвращения повышенной вибрации насосных агрегатов используются самые разнообразные приспособления: упругие вибродемпфирующие рамы; вибродемпфирующие опоры; пневмоопоры виброизолирующие; компенсаторы – виброгасители; резинокордные компенсаторы; виброизолируемая опора; упругая компенсирующая муфта; регулируемые опоры; виброизолирующие системы с электромагнитами; и т.п. Многие из данных приспособлений были разработаны, но так и не стали применяться.

Вибродемпфирующая рама. Предназначена для обеспечения надежности насосов от воздействия вибрационных и динамических нагрузок. Вибродемпфирующая рама изготавливается из листового проката, и представляет собой цельнометаллическую сварную конструкцию. Рама крепится к агрегату к подрамнику через амортизатор. Для повышения жесткости рамы, внутри продольных и поперечных балок предусмотрены ребра жесткости [6].

Вибродемпфирующая опора. Уменьшает вибрацию и предотвращает от ударов от работающего оборудования, а также защищает чувствительное оборудование от вибрации. Данная опора должна содержать не менее двух виброизоляторов, которые выполняются в виде спирали из стального троса с опорными пластинами.

Упругая компенсирующая муфта. Содержит две концентрично установленные полумуфты со сквозными радиальными пазами и кольцевыми канавками, которые соединяются между собой предварительно натянутыми неметаллическими упругими соединительными звеньями, помещенными в пазы полумуфт и зафиксированными пружинными кольцами, расположенными в кольцевых канавках полумуфт. Основной особенностью является то что, с целью повышения нагрузочной и компенсирующей способностью в условиях повышенных перекосов и смещений валов, каждое соединительное звено выполнено замкнутым, обхватывающим пружинные кольца, и расположено в плоскости, проходящей через ось муфты [7].

Регулируемые опоры. Опоры компенсируют усадку грунта, снижают горизонтальную нагрузку на опоры насосного агрегата [1].

Применение данных устройств не всегда обеспечивает снижение вибрации до допустимого уровня предусмотренные руководящим документом, в следствии чего была разработана виброизолирующая

компенсирующая система. Виброизолирующая компенсирующая система (ВКС) предназначена для модернизации насосных агрегатов с установкой демпфирующих систем, которая включает в себя комплекс средств для снижения вибрации. ВКС рассчитывается и проектируется отдельно для каждого типа насосного агрегата. В состав ВКС входят следующие основные элементы: упрочненная вибродемпфирующая рама МНА (общая для насоса и электродвигателя); упругие вибродемпфирующие опоры (устанавливаются между рамой МНА и фундаментом); упругая компенсационная муфта (обеспечивает демпфирование вибрации роторной системы МНА, а также взаимопередачу вибрации между роторами насоса и электродвигателя); сильфонные или угловые резинокордные компенсаторы в трубной обвязке насосов механических и температурных напряжений трубопроводов; регулируемые опоры трубопроводов (позволяют регулировать нагрузки на патрубки насоса и демпфирует вибрацию трубопроводов); гибкие виброгасящие рукава (предотвращают передачу вибрации от насосного агрегата к вспомогательным трубопроводам) [2, 3].

Наблюдение показало, что при использовании ВКС пусковые нагрузки агрегатов снизились в 7 – 10 раз, динамические нагрузки в подшипниках скольжения снизились в 1,5 – 3 раза, силовые воздействия агрегатов на фундамент уменьшилось в 20 – 30 раз, а время наработки без аварийных остановок увеличилось в 2 – 3 раз [4].

Литература

1. Виброизолирующая опора. Авторское свидетельство СССР №3796315/25-28, 1985 г.
2. Виброизолирующая система. Авторское свидетельство СССР №3635845/25-28, 1984 г.
3. Виброизолирующая система. Авторское свидетельство СССР №3889980/25-28, 1986 г.
4. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Специализированный научный журнал, 2012. – № 4.
5. Нефть – газ электронная библиотека. URL: www.dobi.oglib.ru. Дата обращения: 11.03.2015 г.
6. НЗМИ Новочеркасовский завод механических изделий. URL: www.nzmi.info. Дата обращения: 11.03.2015 г.
7. Упругая компенсирующая муфта. / Патент СССР №1081374 / 1983 г.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ КАБЕЛЯ К НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫМ ТРУБАМ

А.Д. Фам

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При работе погружных скважинных насосных установок, имеющих привод от электрического двигателя необходимо крепление электрического кабеля к насосно-компрессорным трубам. Кроме функций крепления токоподводящего кабеля к НКТ необходимо, чтобы это устройство исключило порыв электрокабеля при больших ударных нагрузках при спуско-подъемных операциях. В настоящее время разработано достаточно большое количество таких устройств. Наиболее простым являются отечественные и зарубежные клямсы–пояса крепления [3]. Эти устройства одноразового действия и не защищают электро-кабель при спуско-подъемных операциях.

Известно, например, устройство для крепления длинномерных изделий к насосно-компрессорным трубам, содержащее металлический хомут и два узла крепления, расположенные соответственно в средней и хвостовой частях хомута (Авт.св-во СССР №994678, кл. Е 21 В 17/00, 1983 г.). Однако данная конструкция ненадежна в эксплуатации, так как существует опасность раскрепления хвостовой части, пропущенной через прорезь в теле хомута, и падения ее в скважину. Известна конструкция протектора на НКТ, разработанная ЗАО «Альфа-ЭЛЕКТРО» (Томск), отличающаяся сложностью.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому устройству является устройство для крепления силового кабеля к насосно-компрессорным трубам, содержащее корпус, плотно облегающий насосно-компрессорную трубу на угол, близкий к 180°, и имеющий в средней части выступающий над корпусом продольный канал для прохождения закрепляемого кабеля. Окна для фиксации устройства на верхнем и нижнем торцах муфты выполнены на высоте не менее высоты муфты. Стяжки, соединяющие верхнюю и нижнюю части корпуса, снабжены соответствующими верхней и нижней крышками, каждая из которых прикреплена к корпусу на шарнире и имеет винт для крепления к соответствующему резьбовому отверстию верхней и нижней частей корпуса (Патент RU №2108439, МПК Е 21 В 17/00, опубл. 10.04.98 г., бюл. №10). Недостатками этого известного устройства являются незащищенность узлов крепления крышек от ударов о стенки обсадных труб и др.

При использовании предлагаемого устройства ударные нагрузки при спуско-подъемных операциях и статические нагрузки от веса колонны насосно-компрессорных труб испытывает наиболее прочная цилиндрическая часть корпуса, выступающая в поперечном сечении над узлами крепления крышек, при этом крышки и узлы крепления крышек к корпусу остаются защищенными. Демонтаж устройства производят в обратном порядке.

Таким образом, предлагаемое устройство за счет совокупности своих существенных признаков, обеспечивающих конструктивную защищенность крышек и их узлов крепления к корпусу, а также уменьшающих площадь поперечного сечения устройства, позволяет повысить его надежность и долговечность, а также увеличить межтрубное пространство между насосно-компрессорной трубой и обсадной колонной для свободного перетока внутрискважинной жидкости.

Кроме того, использование предложенной совокупности признаков позволяет уменьшить вес устройства и обеспечить его высокую ремонтпригодность за счет простоты и технологичности конструкции, а

также расширить арсенал известных технических средств, обеспечивающих крепление силового кабеля к насосно-компрессорным трубам.



Рис. 3. Общий вид протектора на НКТ

Протектор пружинный с двойной защитой ПП-73 предназначен для крепления силового кабеля электропогружного насоса к колонне труб и для его защиты от механических повреждений при спуско-подъемных операциях как в обычных, так и в наклонно-направленных скважинах.

Обтекаемая конфигурация двух защитных экранов исключает «зацепы» протектора при спуско-подъемных операциях об обсадную колонну даже на участках скважины, имеющих кривизну. Пружинные захваты располагаются ниже и выше муфтового соединения насосно-компрессорных труб (НКТ) и защищены двумя экранами от контактов с обсадной колонной. Шарнирные и замковые соединения так же защищены от механического воздействия. Для монтажа и демонтажа протектора применяется специальный ключ.



Рис. 2. Прогрессивная конструкция пружинного кабельного протектора

Преимущества этого устройства являются:

- протектор обеспечивает надежное крепление кабеля к колонне НКТ.
- при спускоподъемных операциях исключает контакт кабеля со стенками и стыками эксплуатационной колонны по всей длине подвески, тем самым предотвращает износ брони и защищает кабель от ударных нагрузок.
- исключает растяжение и скручивание кабеля.
- значительно увеличивает срок службы кабеля.
- протектор прост в использовании, монтаж его занимает от 10 до 15 секунд, демонтаж 5-7 секунд.
- протектор удобен в эксплуатации при любых погодных условиях.

Таким образом, в настоящее время имеется достаточное количество устройств (протекторов) для крепления токоподводящего кабеля к насосно-компрессорным трубам, позволяющим повысить надёжность работы подземной части установок электроцентробежных насосов.

Литература

1. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов/ Под ред. В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999.
2. Устройство для крепления силового кабеля к насосно-компрессорным трубам. URL: <http://www.freepatent.ru/patents/2266385>. Дата обращения: 10.02.2015.
3. Пояс крепления кабеля - Нефтепромысловое оборудование // Очерский машиностроительный завод. URL: <http://www.ocher.ru/poiskab.html>. Дата обращения: 10.02.2015.
4. Клямсы // Компания «ОйлЗИП». URL: <http://oilzip.ru/klyamsa.html>. Дата обращения: 10.02.2015.

**ПОТОЧНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА
 И КАЧЕСТВА НЕФТИ**

В.В. Филюшин

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Рудаченко
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Измерению плотности на многих предприятиях нефтяной и газовой отраслей уделяют большое внимание, поскольку это физический параметр вещества может дать ценную информацию о параметрах технологических процессов. Плотностью определяются состав и физические свойства исследуемой продукции. Измерение плотности используется при количественном учете продукции компаний газонефтяной отрасли.

Оборудование, предназначенное для измерения плотности и применяемое при автоматизированном учете нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке в системах учета и контроля качества нефти называется плотномером [3].

Существует большое количество видов конструкций плотномеров с различным принципом работы. Однако каждый из них обладает рядом недостатков, связанных с недостаточно высоким уровнем метрологических показателей, большими габаритами и массой, уровнем надежности, трудоемкостью установки и обслуживания и т.д. Эти недостатки являются жесткими требованиями, предъявляемыми к конструкциям.

В зависимости от способа контакта чувствительного элемента (резонатора) с исследуемой средой различают два вида плотномеров – проточные (рис. 1, а) и погружные (рис. 1, б). В поточных плотномерх контролируемая жидкость протекает внутри резонатора и участвует в колебаниях как инертная масса, жестко с ним связанная, а в погружных – механический резонатор помещают в контролируемую жидкость на некоторую глубину, и ее действие подобно действию некоторой «присоединенной массы», связанной с резонатором и увлекаемой им в колебательное движение. В таком случае обычно используются оболочки или пластины в качестве резонаторов [1].

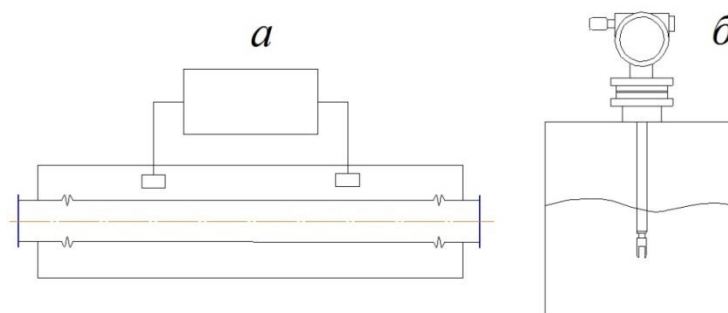


Рис. 1. Схемы поточного (а) и погружного (б) плотномеров

В проточных плотномерх чувствительный орган, выполненный, как правило, в виде трубки колеблется вместе с жидкой средой, заполняющей его, причем в нем не возникают упругие волны. В погружных же плотномерх сам резонатор колеблет исследуемое вещество, тем самым возбуждает в нем волновое движение. Акустическое поле, которое возникает, имеет ближнюю зону, где исследуемое вещество движется вместе с резонатором (полезный эффект), и дальнюю зону, которая вносит погрешность в результат измерений. Погрешность появляется из-за того, что упругие волны отражаются от стенок проточной системы и затем возвращаются к резонатору. Получаемый эффект зависит от скорости распространения акустических волн в веществе, которая является функцией температуры, плотности и т.д. [1].

В результате сравнения проточных и погружных плотномеров между собой следует отметить преимущества первых и их большее распространение. Обуславливается это тем, что показания оборудования не зависят от свойств исследуемого вещества, протекающего в резонаторе, устройство системы возбуждения более простое и существует возможность измерения плотности неоднородных веществ. Более того, чувствительный элемент поточного плотнмера менее восприимчив к гидродинамическому воздействию потока.

К тому же, если учитывать, что в системах учета и контроля качества нефти плотность измеряется в процессе перекачки, т.е. в динамике, то выбор в пользу проточных плотномеров очевиден.

Существует несколько основных видов механических резонаторов для вибрационных проточных плотномеров^[2]. Наиболее широко применяемый в наши дни – однотрубный. Это объясняется рядом причин. Во-первых, это простота конструкции и удобство его в эксплуатации. Во-вторых, добротность системы однотрубного проточного плотнмера достаточно высока, хотя они и меньше, нежели у двутрубных конструкций. Диапазон измерений плотности достаточно широк, в то время, как погрешность измерений довольно мала. Естественно, добиваться такого результата приходится тщательным изготовлением конструкции. В-третьих, ресурсозатратность, а, следовательно, и стоимость, ниже, чем у любых других конструкций. В-четвертых, масса и габариты, относительно, невелики.

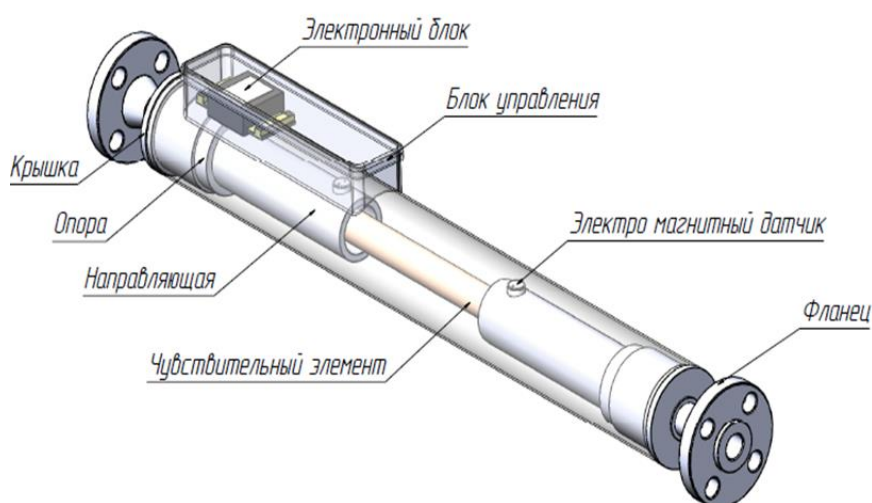


Рис. 2. Общая схема вибрационно-проточного плотномера

Резонатор представляет собой трубку, закрепленную с помощью сильфонов, которые служат для предотвращения передачи энергии от чувствительного элемента корпусу, к подводящему и отводящему концам трубопроводов. При помощи катушки возбуждения подается сигнал с определенной частотой на резонатор, а через катушку приема колебаний принимаемый сигнал отправляется в электронный преобразователь (рис. 2), являющийся вычислительным устройством. Где уже по разнице между частотой подаваемого и получаемого сигналов определяется значение плотности исследуемой жидкости (рис. 3).

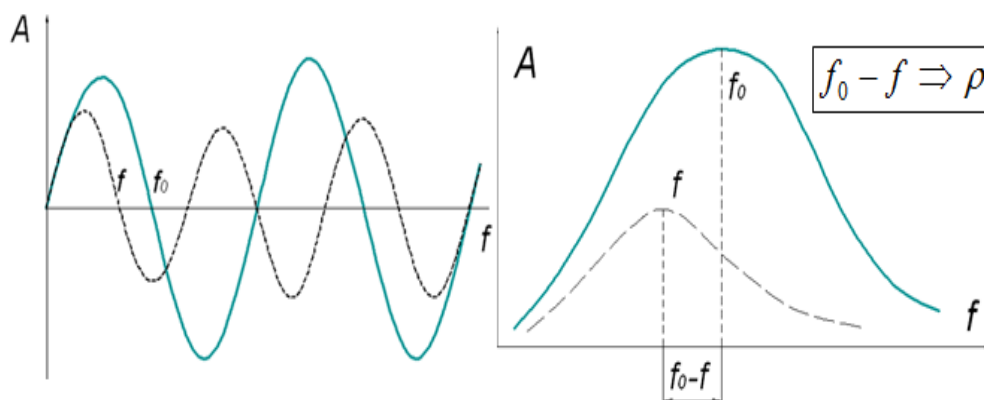


Рис. 3. Изменение частоты колебаний в зависимости от плотности жидкости, протекаемой в резонаторе

Принцип работы поточного вибрационного преобразователя плотности представлен на схеме, представленной на рис. 4.

В результате анализа различных существующих конструкций плотномеров было выявлено, что на узлах учета количества и качества нефти наилучшим вариантом для применения служат вибрационные проточные плотномеры с однотрубным резонатором эллиптического поперечного сечения, благодаря ряду их преимуществ:

- простота конструкции и удобство эксплуатации;
- высокая добротность системы;
- широкий диапазон возможных измерений плотности;
- низкий уровень погрешности измерений, что, правда, требует учета большого количества разных факторов и параметров при вычислении;
- высокая надежность конструкции;
- относительно низкая материалоемкость конструкции и стоимость;
- небольшие относительные масса и габариты.

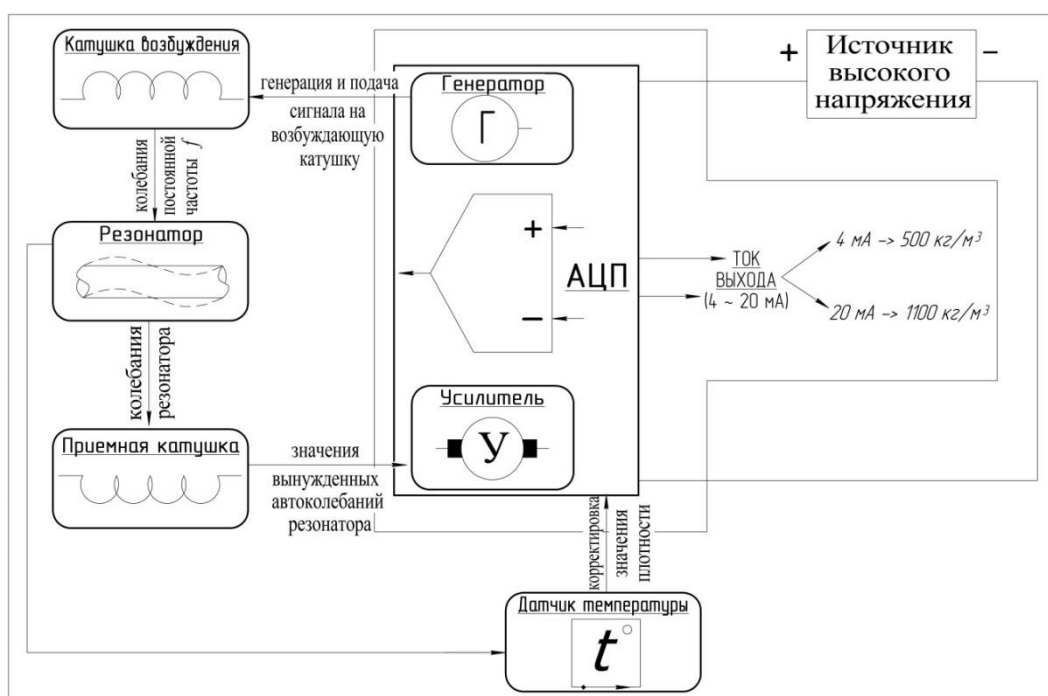


Рис. 4. Схема работы вибрационного поточного плотнмера

Литература

1. Жуков Ю. П. Вибрационные плотномеры. – М.: Энергоавтомиздат, 1991. – 144 с.
2. Квилис С. С. Плотномеры. – М.: Энергия, 1980. – 278 с.: Ил.
3. Фатхутдинов А. Ш. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке.
4. Пособие для метрологов. – Уфа: АО «Нефтеавтоматика», 1999.

ОПАСНОСТЬ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ И МЕТОДЫ ЕЁ УСТРАНЕНИЯ

А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент М.С. Салтымаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Жидкие углеводороды являются хорошими диэлектриками, низкая электропроводность обуславливает их склонность к электризации. При заполнении резервуара происходит накопление зарядов статического электричества, которые создают внутри емкости электрическое поле. Напряженность поля может быть довольно высокой, и при достижении определенных значений возникает опасность электрического разряда в пространстве над жидкостью, который влечет воспламенение паров углеводородов и возникновение аварийной ситуации на объекте [1]. Данный опасный фактор в большей мере присущ объектам хранения нефтепродуктов, однако опасность воспламенения паров товарной нефти от разрядов статического электричества также достаточно велика, поэтому изучение способов её снижения заслуживает особого внимания.

При движении нефти по трубопроводу происходит разделение зарядов на положительные и отрицательные. В местах соприкосновения жидкости со стенкой происходит образования двойного электрического слоя: стенка трубы оказывается заряженной отрицательным электрическим зарядом, а нефть, прилегающая к трубе, зарядом противоположного знака. Оставшиеся отрицательные ионы (диффузионная часть двойного слоя) имеют меньшую плотность, из-за низкой электропроводности нефти заряды не успевают приблизиться к стенке и при движении нефти в трубе увлекаются потоком [6]. Также свободные заряды возникают при прохождении нефти через насосы, фильтры и другое оборудование. Попадая в резервуар, заряды статического электричества создают поле, способное вызывать электрические разряды: внутри жидкости они неопасны, а при прохождении через пространство, заполненное парами нефти, могут вызвать воспламенение газозооной смеси [1].

Обязательные мероприятия по защите резервуаров от статического электричества регламентируются руководящим документом министерства энергетики РФ «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз»:

- заземление всех электропроводных узлов и деталей резервуаров и трубопроводов;
- исключение процессов разбрызгивания и распыления нефти;

- ограничение скорости истечения нефти при заполнении резервуаров;
- осуществление отбора проб и измерения уровня нефти не ранее, чем через 10 минут после заполнения резервуара [5].

Однако данные методы не всегда обеспечивают стопроцентную защиту от статического электричества и сильно снижают интенсификацию технологических процессов налива нефти в резервуары. Существуют и более совершенные способы снизить опасность электризации нефти, к ним относятся технологические мероприятия по использованию специальных присадок, внесение изменений в конструкцию резервуаров, а также включение в технологическую схему нейтрализаторов.

Добавление к транспортируемым углеводородам специальных присадок (обычно ПАВ – поверхностно активных веществ) осуществляется с целью увеличения их электрической проводимости. Заряды диффузионной части двойного электрического слоя начинают двигаться более интенсивно, благодаря чему большая их часть уходит из нефти через заземление трубопровода ещё до попадания в резервуар. Однако эффективность данного способа применительно к нефти невелика, поскольку недорогие присадки (олеат хрома, олеат кобальта и др.) хорошо повышают проводимость веществ с электрическим сопротивлением более 10^9 Ом.м (сопротивление нефти 10^5 Ом.м), а использование более дорогих веществ нецелесообразно, поскольку действие поверхностно активных веществ ухудшается со временем [1].

Снизить напряженность электрического поля зарядов нефти, поступающей в резервуар, возможно за счет изменения его конструкции. Повышение искробезопасности достигается за счет максимального приближения выходящей из наливной трубы струи к дну резервуара, для достижения нужного эффекта используются различные формы насадок наливной трубы: «диффузор», «конус», «пикколо». Особенно эффективно применение вводного устройства «двойное дно» (рис. 1), оно позволяет снизить потенциал электрического поля в 3 раза. При заполнении резервуара через это устройство нефть долгое время движется тонким слоем по узкой щели большой площади, интенсивно при этом релаксируя. В результате на выходе из вводного устройств нефть поступает в резервуар, уже потеряв значительную часть своего заряда [3].

Ещё одной конструктивной особенностью, позволяющей снизить опасность разряда статического электричества, является разделение резервуара на секции. При заполнении резервуара нефтью практически все секции заполняются одновременно, так как нефть перетекает через имеющиеся в перегородках отверстия. Следовательно, резервуар заполняется как единое целое, но электрическое поле в нем при наличии секционирования значительно слабее, чем при отсутствии перегородок. Однако громоздкость таких конструкций, сложность эксплуатации, чистки, большой расход металла на изготовления препятствуют широкому внедрению подобных устройств в практику [3].

Заземление трубопроводов и резервуаров - неотъемлемая часть комплекса мер по защите от статического электричества. Существенным недостатком этого метода является то, что через электроды заземления уходит лишь малая часть зарядов, находящихся в слое нефти, граничным со стенкой резервуара или трубы. Малая проводимость нефти не позволяет зарядам, находящимся в объеме жидкости, быстро приблизиться к электроду. В движущейся нефти они уносятся потоком, а в резервуаре заряды медленно стекают через заземление в промежутки времени релаксации, в течение которого опасность разряда наиболее высока [1].

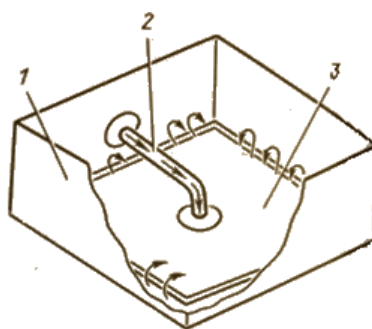


Рис. 1. Вводное устройство «двойное дно» [3]:
1 – резервуар; 2 – вводная труба; 3 – пластина двойного дна

Снять заряд из объема жидкости позволяют специальные устройства – нейтрализаторы статического электричества, которые устанавливаются на трубопроводе после фильтров, насосов или непосредственно перед резервуарами. Простейший нейтрализатор состоит из камеры нейтрализатора, разрядного электрода, стыковочного патрубка и изолятора. Однако он недостаточно эффективен, так как значительная часть ионов переносится через нейтрализатор, не успев попасть на единственный центральный электрод и стечь через него на землю [2].

Данный недостаток устранен в устройстве нейтрализатора, разработанном группой ученых Тюменского государственного нефтегазового университета (рис. 2). Нейтрализатор состоит из пластмассового корпуса и двух торцевых металлических колец, соединенных металлическими струнами и снабжен трехфазным статором, обмотки которого создают вращающееся магнитное поле. Под действием магнитного поля траектории движения статических зарядов в нефти приобретает форму спиралей, что значительно удлиняет их путь в камере устройства и увеличивает вероятность попадания заряда на одну из струн нейтрализатора. Ещё одним фактором,

повышающим эффективность работы нейтрализатора, является наличие в устройстве генератора постоянного тока, напряжение которого образует дополнительное стационарное электрическое поле, заставляющее ионы сближаться со струнами, что повышает интенсивность отвода зарядов из нефти [4]. Внедрение подобных устройств в производство является перспективным направлением повышения пожаровзрывобезопасности объектов хранения нефти.

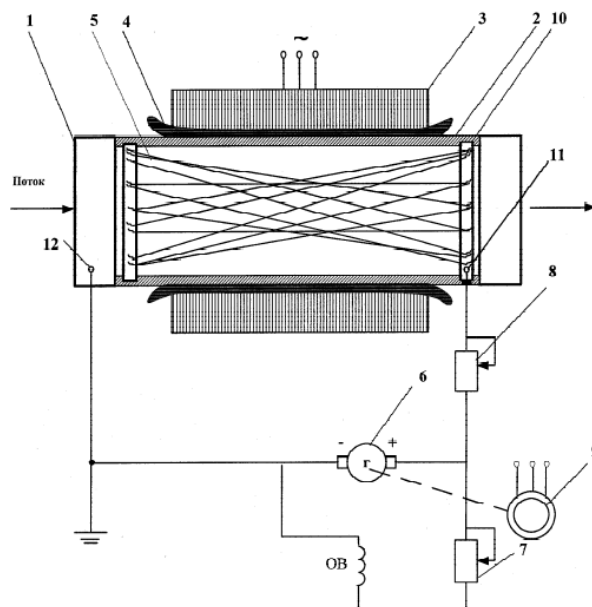


Рис. 2. Нейтрализатор статического электричества [4]:

- 1 – входной патрубок; 2 – корпус; 3 – трехфазный статор; 4 – трехфазная обмотка;
 5 – металлические струны; 6 – генератор постоянного тока; 7,8 – регулировочные сопротивления;
 9 – двигатель генератора; 10 – положительная клемма;
 12 – отрицательная клемма**

Для возникновения электрического разряда, способного воспламенить пары нефти в резервуаре, одновременно должно сложиться несколько негативных условий, вероятность каждого из которых невелика. Однако это не должно снижать бдительность по отношению к вопросу обеспечения безопасности хранения нефти в области защиты от статического электричества, поскольку большинство действующих мер борьбы с электризацией нефти не обеспечивают стопроцентной защищенности. Повышение безопасности в данной области должна достигаться, прежде всего, за счет использования устройств, снимающих свободные заряды из объема нефти при её транспортировке (нейтрализаторы) или наполнении резервуара (вводные устройства). Это позволит избежать аварий, происходящих из-за нарушения правил эксплуатации резервуаров, а также повысит допустимую скорость наполнения резервуаров, что увеличит интенсивность процессов налива нефти.

Литература

1. Бобровский С.А., Яковлев В.И. Защита от статического электричества в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 160 с.
2. Власова Е. П. Повышение безопасности систем хранения нефти путем нейтрализации статического электричества. – Тюмень, 2009. – 110 с.
3. Максимов Б. К., Обух А. А., Тихонов А. В. Электростатическая безопасность при заполнении резервуаров нефтепродуктами. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Патент №2351100 Российская Федерация, МПК⁸ НО 5F3/2. Нейтрализатор [текст]/ Кисиц С. И., Власова Е. П., Шимко Т. Ф. – заявитель и патентообладатель ТюмГНУ - № 2007127226/28, заявл. 16.07.2007; опубл. 27.03.2009, бюл. № 9 – 5 с.
5. Руководящий документ 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз», 2001.
6. Титова Е. С., Сырбу А. А., Кропотова Н. А. К вопросу о возникновении статического электричества в жидкостях. – Иваново, 2013. – С. 94-96.

Секция 18

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

Подсекция 1

СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

**А.В. Рудаченко, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время на территории России эксплуатируется более 50 000 километров магистральных нефтепроводов, более 160 000 – газопроводов и более 22 000 нефтепродуктопроводов. Поэтому обеспечение стабильности функционирования, надежности и безопасности их эксплуатации входит в ряд первоочередных задач.

Основная часть системы магистральных нефтегазопроводов (МНГП) имеет эксплуатационный возраст 30 и более лет, общее их техническое состояние с каждым годом ухудшается, так как эксплуатационный ресурс практически исчерпан. Моральный и физический износ оборудования МНГП привел на сегодняшний день, к непрерывному увеличению затрат на восстановление и объему работ по ликвидации и частичному предупреждению аварий. Постоянное накопление дефектов за многолетний период эксплуатации резко увеличило интенсивность их отказов.

Оборудование (МНГП) представляет собой сложные технические системы, основной и самой дорогой подсистемой которых, является линейная часть (ЛЧ), на нее же приходится подавляющее число фиксируемых отказов и аварий, нередко влекущих за собой значительный ущерб, что диктует необходимость разработки методов анализа безопасности в первую очередь именно для ЛЧ МНГП [1].

Имея большую протяженность и пересекая различные природноклиматические зоны и административно-хозяйственные регионы, МНГП являются весьма специфическими объектами, требующими поиска особых методических подходов к анализу их безопасности с учетом следующих особенностей [2, 3]:

- Высокий потенциал опасности МНГП.
- МНГП – высоконапряженные конструкции.
- Непосредственный контакт МНГП с природной средой.
- Наличие сложных по условиям строительства и труднодоступных участков трасс МНГП.
- Прохождение трасс МНГП по территориям с высокой плотностью населения и интенсивной хозяйственной деятельностью, доступность охранных зон.
- Многообразие сценариев развития аварий на МНГП.

Дополнением к перечисленным особенностям может служить и временной фактор, связанный с различными периодами проектирования и сооружения МНГП начиная 1878 года по настоящее время. Последнее связано с различным методическим и технологическим оснащением.

Осложняющим фактором является и статистический разброс интенсивности выхода оборудования из рабочего состояния (рис. 1).

Вопросами повышения надежности оборудования МНГП занимаются ряд ведущих исследовательских и проектных организаций страны. К ним следует отнести ВНИИСТ, Гипротрубопровод, ВНИИГаз, ВНИИСТнефть (ныне ИПТЭР), ООО «НИИ ТНН» и др. Большой вклад в развитие методов обеспечения надежности внесли Ш.Н. Ахатов, В.Л. Березин, Р.С. Гаспарянц, А.Г. Гумеров, А.С. Джарджиманов, М.З. Карпачев, А.С. Кумылганов, Е.М. Сощенко, Д.А. Черняев, Ю.В. Лисин и др.

Несмотря на большие приложенные усилия, данный вопрос с повестки дня не снят. Последнее связано с все возрастающими требованиями по увеличению грузопотока, ужесточению требований по промышленной и экологической безопасности, с необходимостью строительства и эксплуатации МНГП условиях Крайнего Севера и районах многолетнемерзлых грунтов, с одновременной потребностью снижению экономических затрат на их строительство и эксплуатацию.

Статистический характер носят также причины выхода оборудования из рабочего состояния (рис. 2).

Одновременное решение задач по удовлетворению перечисленных требований возможно только при использовании современных и новых инновационных аналитических, методических, программных и технических средств. Есть большая надежда ознакомиться на данном симпозиуме с новыми разработками в данном направлении.

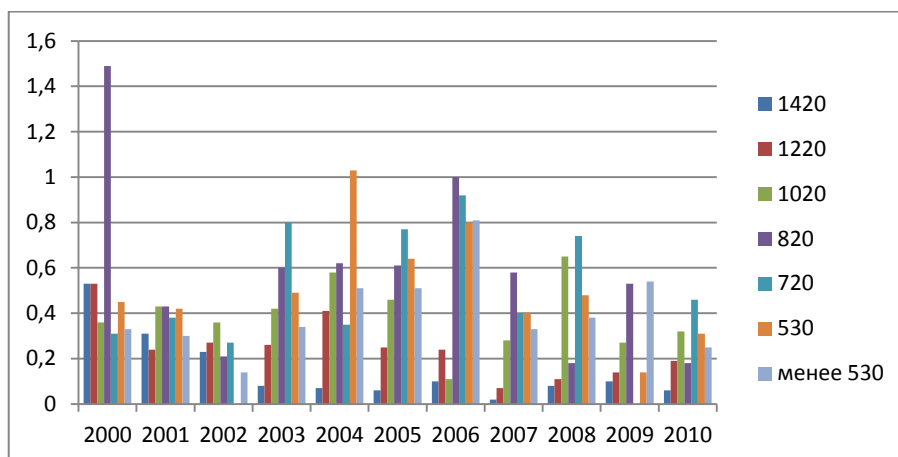


Рис. 1. Диаграмма распределения изменение интенсивности аварий магистральных газопроводов различных диаметров по годам

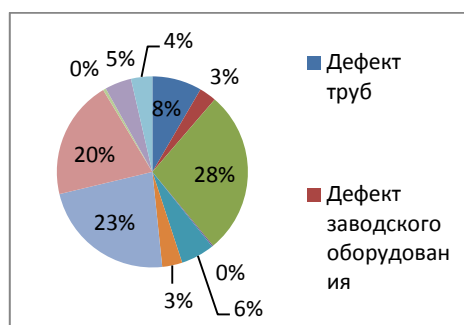


Рис. 2. Доля причин возникновения аварий

Литература

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – 421 с.
2. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с.
3. Литвин И.Е., Аликин В.Н. Оценка показателей надежности магистральных трубопроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 167 с.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАДАЧ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.Ф. Бархатов¹

Научный руководитель профессор В.А. Поляков²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

На территории РФ группой компаний «Транснефть» (Компания) эксплуатируется разветвленная сеть магистральных нефтепроводов (МН) и магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) общей протяженностью ~72,99 тыс. км [1].

Большой удельный вес в структуре затрат ОАО «АК «Транснефть» занимают затраты на электрическую энергию связанную с перекачкой нефти и нефтепродуктов, так в 2013 г. указанные затраты составили ~6 % от всех затрат Компании [1]. Снижение затрат Компании на электроэнергию хотя бы на 1% в 2013 г. позволило бы получить экономию 345 млн. руб. по итогам года [1].

Прежде чем приступать к решению многофакторной задачи энергосбережения необходимо решить задачу классификации (группировки) факторов влияющих на расход электроэнергии.

В трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов (ТТ) основной расход электроэнергии связан с перекачкой нефти и нефтепродуктов ~ 98,44 % [1], то есть приходится на привод магистральных насосных агрегатов (МНА), остальные ~1,56% [1] идут на собственные нужды перекачивающей станции (ПС). Учитывая большой удельный вес, наибольший интерес представляет уменьшение первой составляющей.

Электроэнергия, расходуемая на перекачку, зависит от множества факторов, от состава МНА, эффективного диаметра нефтепровода, а также от результатов планирования работы МН/МНПП.

По мнению автора, электроэнергию, расходуемую на перекачку можно классифицировать следующим образом:

- 1) электроэнергия, связанная с потреблением МНА;
- 2) электроэнергия, связанная с планированием работы МН/МНПП.

Объясняется этот подход следующим образом, основной задачей ТТ является перекачка заданного объема (V) нефти/нефтепродуктов за период времени T , тогда электроэнергию расходуемую на перекачку можно представить [2, 3]:

$$N = V \cdot (H + z) \cdot \rho \cdot g = Q \cdot (H + z) \cdot \rho \cdot g \cdot T, \quad (1)$$

где Q – расход в трубопроводе; H – потери напора на трение; z – потери напора на преодоление разности высотных отметок; ρ – плотность нефти/нефтепродуктов; g – ускорение свободного падения.

Все размерности введенных обозначений в настоящей работе соответствуют системе СИ.

Расход электроэнергии по (1) можно назвать полезным и такое энергопотребление возможно, только на идеальном трубопроводе, всегда работающем равномерно на одном режиме, без потерь в МНА и идеально чистым от различных отложений, безусловно, на практике это не возможно по ряду объективных причин:

- 1) потери мощности в МНА и системах регулирования ($\Delta N_{\text{рег.}}$);
- 2) уменьшение эффективного диаметра МН/МНПП;
- 3) неравномерность перекачки (неравномерность приемо-сдаточных операций между грузоотправителем и грузополучателем, ремонты на линейной части, проведение внутритрубной диагностики, нештатный отказ ПС или МНА).

Электроэнергия, связанная с потреблением МНА

Формулу (1) можно представить с учетом с учетом потерь в МНА и системах регулирования:

$$N = \frac{Q \cdot (H + z) \cdot \rho \cdot g \cdot T}{\eta_{\text{МНА}}} + \Delta N_{\text{рег.}} \cdot T, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{МНА}}$ – КПД МНА.

КПД МНА представляет собой произведение КПД насоса и всех элементов привода [3], состав элементов зависит от способа плавного регулирования давления (перепуск, дросселирование, частотное регулирование).

Потери мощности в системе регулирования давления на дросселирование ($H_{\text{др.}}$) и на перепуск ($Q_{\text{рег.}}$):

$$\Delta N_{\text{рег.}} = \frac{Q \cdot H_{\text{др.}} \cdot \rho \cdot g}{\eta_{\text{МНА}}}, \quad \Delta N_{\text{рег.}} = \frac{Q_{\text{рег.}} \cdot (H + z) \cdot \rho \cdot g}{\eta_{\text{МНА}}}, \quad (3)$$

при частотном регулировании $\Delta N_{\text{рег.}} = 0$.

Для определения влияния эффективного диаметра на расход электроэнергии формулу (2) можно представить, выразив H для области гидравлически гладких труб через формулу академика Лейбензона [2]:

$$N = \frac{Q \cdot (0.0246 \cdot \frac{Q^{1.75} \cdot \nu^{0.25}}{D^{4.75}} \cdot L + z) \cdot \rho \cdot g \cdot T}{\eta_{\text{МНА}}} + \Delta N_{\text{рег.}} \cdot T, \quad (4)$$

где ν – кинематическая вязкость; L – длина участка между станциями; D – эффективный диаметр трубопровода.

Электроэнергия, связанная с планированием работы МН/МНПП

МН/МНПП по ряду объективных причин указанных выше не может работать только на одном режим. В связи, с чем возникает неравномерность перекачки, которая увеличивает расход электроэнергии [4].

Неравномерность работы МН/МНПП можно разделить на две составляющие: плановая и внеплановая. Плановая неравномерность закладывается при формировании план-графика работы МН/МНПП (переходы между режимами, пропуск очистных устройств, ремонтные работы и т.д), внеплановая связана с аварийными ситуациями на МН/МНПП.

Тогда если перекачка осуществляется с переменной производительностью Q_i , расход электроэнергии можно представить:

$$N = \sum_{i=1}^n \left(\frac{Q_i \cdot (0.0246 \cdot \frac{Q_i^{1.75} \cdot \nu^{0.25}}{D^{4.75}} \cdot L + z) \cdot \rho \cdot g}{\eta_{\text{МНА}}(Q_i)} + \Delta N_{\text{рег.}}^i \right), \quad (5)$$

Для оценки влияния неравномерности работы МН на расход электроэнергии были проанализированы фактические режимы работы 7 существующих технологических участков (ТУ) ОАО «Сибнефтепровод»

(таблица). За исходные данные были приняты карты соблюдения режимов работы ТУ за 2012, 2013 г., в которых с дискретностью 1 час записывались фактические давления на входе и выходе станции, производительность и т.д. В каждом случае для анализируемого периода в соответствии с методикой [4] рассчитывался перерасход электрической энергии (δN_n), коэффициент неравномерности работы МН, отношение среднеинтегральной производительности к максимальной за рассматриваемый период (Q_0 / Q_{\max}), отношение минимальной производительности к среднеинтегральной за рассматриваемый период (Q_{\min} / Q_0). Расчеты проводились только для стационарных режимов с дискретностью 1 час.

Таблица

Показатели неравномерности работы существующих ТУ ОАО «Сибнефтепровод»

Наименование ТУ и МН	Анал. период, мес.	$K_n, \%$	Q_0 / Q_{\max}	Q_{\min} / Q_0	$\delta N_n, \%$
ТУ «Холмогоры-Апрельская» МН «ХК»	14	3	0,71	0,38	7
ТУ «Конда-Платина» МН «СГП»	12	1	0,92	0,52	7
ТУ «Пурпе-Холмогоры» МН «УХ»	12	5	0,66	0,27	13
ТУ «Нижневартовская-Ю.Балык» МН «УЮБ»	14	5	0,59	0,21	16
ТУ «Торгили-Юргамыш» МН «НКК»	12	2	0,57	0,35	7
ТУ «Торгили-Юргамыш» МН «УБКУА»	12	3	0,67	0,27	7
ТУ «Конда-Платина» МН «ХК»	12	3	0,72	0,47	13

Из таблицы следует, что в рассмотренных примерах коэффициент неравномерности перекачки не превышает 5 %, средние потери электрической энергии из-за неравномерности перекачки составляют ≈ 10 %. С увеличением коэффициента неравномерности перекачки увеличивается δN_n . В отдельных случаях потери электроэнергии из-за неравномерности достигают 16 %.

На основании проведенного автором анализа можно отметить, что расход электроэнергии связанный с перекачкой нефти и нефтепродуктов зависит от множества факторов и для достижения максимальных показателей в области энергосбережения на практике необходимо реализовать комплексный подход направленный на эффективное решение совокупности задач.

Основной научный результат настоящей работы – проанализирована совокупность факторов влияющих на расход электроэнергии связанный с перекачкой нефти и нефтепродуктов, основной практический результат – рассчитаны коэффициенты неравномерности для существующих МН и перерасход электроэнергии из-за неравномерности перекачки.

Литература

1. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2013 г.
URL: http://www.transneft.ru/u/section_file/7191/godovoi_otchet_oao_ak_transneft_zh_2013_god.pdf. Дата обращения: 20.09.2014.
2. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа – М.: Недра, 1988. – 235 с.
3. Вайншток С.М. и др. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 409 с.
4. Вязунов Е.В., Шепетков Л.Г., Голосовкер В.И. Влияние неравномерности перекачки на расход электроэнергии // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1974. – № 10. – С.10-12.

ГЕОДЕЗИЧЕСКОЕ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Д.И. Борисов

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Российской Федерации функционируют магистральные нефте - и газотрубопроводы общей протяженностью около 600 тыс. км. Аварии магистральных трубопроводов (МТ) обычно являются причинами больших экологических разрушений и экономических потерь. Для исключения аварий трубопроводов налажен их мониторинг с помощью средств, как наружного, так и внутреннего наблюдения и обслуживания их состояния.

Одной из важнейших и практически значимых целей, стоящих сегодня перед каждым предприятием газо- и нефтедобывающей отраслей в России, является создание эффективной автоматизированной системы управления этим предприятием.

Геодезическое позиционирование трубопроводов - комплекс работ, включающий в себя наземные геодезические измерения элементов конструкции трубопровода для подготовки исполнительной документации, контроля точности геометрических параметров и соответствия чертежам, создание карт районов расположения трубопроводов.

Объекты геодезического позиционирования: основные и резервные нитки, лупинги, байпасы, краны, свечи, тройники, контрольно-измерительные пункты, крановые узлы, узлы подключения, узлы запуска-приема внутритрубного оборудования и т.д.

В состав работ по геодезическому позиционированию входит:

- сбор и анализ исходных данных;
- закладка новых геодезических пунктов;
- определение спутниковыми приборами координат вновь заложённых пунктов геодезической сети;
- определение глубины залегания газопровода;
- вычисление координат дефектов и занесение их в геоинформационную систему;
- занесение описательных данных внутритрубной дефектоскопии в геоинформационную систему;
- обновление и оцифровка карт.

Точные пространственные координаты трубопроводов необходимы и для решения вопросов землепользования. Привязка дефектов трасс МТ к карте местности позволяет выявлять пространственно обусловленные факторы их развития, более эффективно прогнозировать техническое состояние МТ и планировать ремонтно-восстановительные работы [1].

Метод наземного позиционирования трасс МТ с помощью геодезического оборудования с применением GPS-технологий [2, 3] обеспечивает высокую точность определения пространственных координат съёмочных точек на трассе МТ. Последующая совместная обработка результатов геодезического позиционирования и внутритрубной диагностики (ВТД) позволяет рассчитать на основе метода линейной интерполяции пространственные координаты дефектов. Следует отметить достаточно большую трудоёмкость и стоимость геодезического позиционирования МТ.

В настоящее время нефтегазотранспортные компании используют географические информационные системы (ГИС) в своей деятельности.

Геоинформационные системы (иначе ГИС) – системы, предназначенные для сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных данных. Главное преимущество ГИС перед другими информационными технологиями заключено в наборе средств создания и объединения баз данных с возможностями их географического анализа и наглядной визуализации в виде разных карт, графиков, диаграмм, прямой привязке друг к другу всех атрибутивных и графических данных. ГИС – одна из самых перспективных информационных технологий.

Основой для создания ГИС является геодезическое позиционирование магистральных трубопроводов, т.е. получение точного местоположения трубопровода и вдоль трассовых объектов.

Созданная и сформированная ГИС позволяет решать базовые задачи, такие как получение информации о технических характеристиках объектов газотранспортной сети, получение информации о местоположении объектов и смежных землях, вычисление протяженности газопроводов и площади объектов.

В системе наглядно отображается разнообразная информация, например: отмечены участки газопровода с неудовлетворительным изоляционным покрытием; на линии газопроводов проставлены метки, наполненные соответствующей технической информацией о результатах проведения внутритрубной дефектоскопии.

В настоящее время существует два способа геодезического позиционирования трубопроводов. Первый способ можно условно назвать «после того как построено». Применяется для координирования уже построенных и действующих трубопроводов.

Вторую технологию геодезического позиционирования также условно можно назвать «строим вместе». В этом случае создание базы данных начинают уже на этапе проектирования и строительства трубопровода.

Коллективом ЗАО «Газприборавтоматикасервис» и ученых Саратовского государственного технического университета в 2000 году первыми в России разработан и создан навигационно-топографический комплекс СИТ. В настоящее время ЗАО «Газприборавтоматикасервис» введены в эксплуатацию навигационно-топографические комплексы (НТК) в составе ВСД для диаметров трубопроводов от 325 до 1420 мм (рис. 1).



Рис. 1. Средства внутритрубной диагностики ЗАО «Газприборавтоматикасервис»

Технология позиционирования трасс и дефектных мест магистральных трубопроводов с помощью навигационно-топографического комплекса состоит в следующем. Внутритрубный инспекционный снаряд с БИСО (бесплатформенная инерциальная система ориентации) пропускается по магистральному трубопроводу (МТ) в потоке транспортируемого продукта. Сигналы БИСО, одометра и магнитной системы, опознающей моменты прохождения маркеров и линейных объектов, регистрируются бортовым компьютером. Координаты маркеров определяются во время полевых работ с помощью приемников геодезического класса спутниковых

навигационных систем (GPS, ГЛОНАСС). Обработка всех данных реализуется комплексно на основе применения современных математических методов, что позволяет оценивать и компенсировать как погрешности инерциальных датчиков, так и одометрической системы, а также исключить грубые ошибки, связанные с неверной идентификацией положения маркеров при полевых геодезических работах [4].

По данным внутритрубного коррозионного и навигационно-топографического обследований с помощью специальных программных средств ЗАО «Газприборавтоматикасервис» формируется отчет на бумажном и электронном носителях. К отчету прилагается электронная версия отчета и цифровая карты местности с трассой МТ (ситуационная карта). На рис. 2 приведен фрагмент ситуационной карты одного из обследованных участков МТ. Здесь наглядно показано, что грубые ошибки НГП (обусловленные человеческим фактором, плохой проходимость участка, слабым уровнем сигнала трассоискателей и т.п.) могут приводить к погрешностям позиционирования отдельных участков в десятки и даже сотни метров.

На цифровой карте местности с трассой МТ отображаются результаты коррозионного и навигационного обследований МТ. Карта местности с трассой МТ и все результаты коррозионного и навигационно-топографического обследования заносятся в память карманного переносного компьютера (КПК), который передается для оперативной работы сотрудникам ЛЭС.

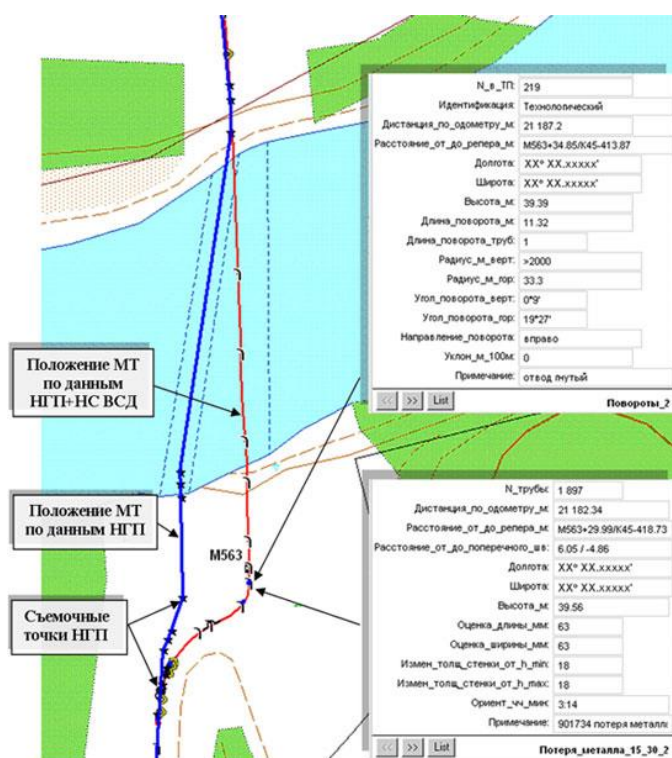


Рис. 2. Фрагмент ситуационной карты одного из обследованных участков МТ

Такая информационно наполненная ГИС является мощным инструментом нового уровня, предназначенным для планирования и анализа работ по ремонту и обслуживанию МТ. Дефекты геометрии трубы: эллипсность, наличие вмятин, гофр, «косых» стыков и крутоизогнутых участков - кроме снижения прочности, затрудняют мониторинг состояния трубопровода внутритрубными средствами дефектоскопии (ВСД): коррозионными, стресс-коррозионными и навигационно-топографическими приборами. Поэтому такие параметры, как минимальные радиусы изгиба осевой линии, углы стыка двух соседних труб, нетехнологические изгибы отдельных труб жестко регламентируются соответствующими отраслевыми стандартами [5].

В настоящее время ЗАО «Газприборавтоматикасервис» введены в эксплуатацию приборы-профилемеры с инерциальными микромеханическими измерительными модулями в составе бортового оборудования для диаметров трубопроводов от 110 до 1420 мм.

Сотрудниками фирмы разработан комплекс оригинального математического и программного обеспечения обработки данных ВТД. Комплексная обработка и анализ сигналов магнитной системы или профильных датчиков и результатов пространственного позиционирования повышают достоверность идентификации особенностей МТ (рис. 3).

Уровень погрешностей позиционирования МТ с помощью методов и средств внутритрубной навигации таков, что по данным повторных обследований уверенно обнаруживаются локальные смещения отдельных

участков. Приведены данные за период 1995 – 2002 гг. об искривлении и смещении участка трубопровода длиной 420 м в плане до 1,5 м (рис. 4).

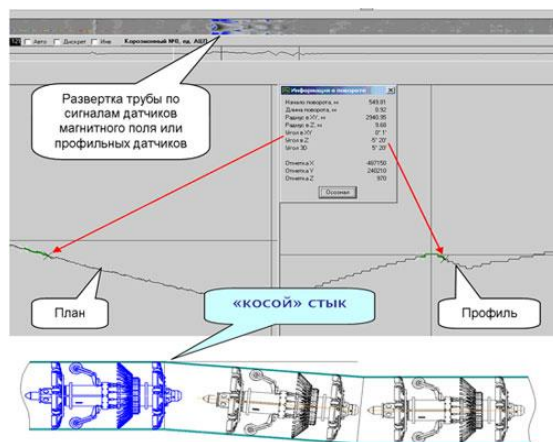


Рис. 3. Идентификация углового смещения («косого» стыка) в программе «Крот»

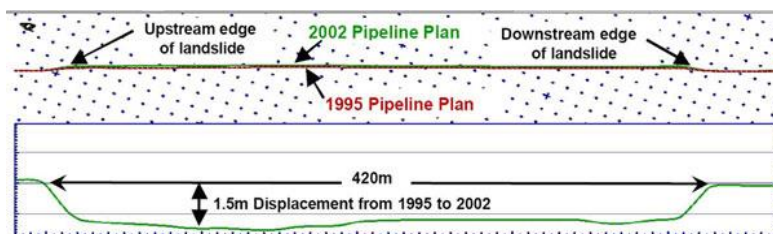


Рис. 4. Локальные смещения МТ

Таким образом, технология позиционирования трасс МТ и дефектных мест на основе интеграции спутниковой навигационной системы и внутритрубного навигационно-топографического комплекса СИТ позволяет быстро и с высокой точностью выполнять определение геометрических параметров и пространственного положения оси МТ, его технологических элементов и дефектов, а также осуществлять их мониторинг с помощью современных геоинформационных систем и технических средств.

Литература

1. Имшенецкий С.П., Бочков В.Е. Пространственный анализ и выявление скрытых закономерностей распределения дефектов магистральных газопроводов ОАО «Газпром» с использованием данных геодезического позиционирования // Материалы Шестнадцатой Международной деловой встречи «Диагностика-2006». – Том 1, г. Сочи, 17-21 апреля 2006 г. – М.: Изд-во ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – С. 321-325.
2. Синицин С.С., Имшенецкий С.П. Геодезическое позиционирование объектов транспорта нефти и газа // Нефть и газ. – 2004. – №1. URL: <http://www.gisa.ru/51339.html>. Дата доступа: 12.03.2015.
3. Бочков В.Е. Применение спутниковой навигации при определении местоположения дефектов линейной части магистральных газопроводов на основе геодезического позиционирования // Газовая промышленность, 2005. – № 3. URL: <http://www.gisa.ru/72137.html>. Дата доступа: 15.03.2015.
4. Применение внутритрубных диагностических приборов и навигационно-топографических комплексов для повышения безопасности магистральных трубопроводов / П.К. Плотников, А.И. Синев, В.Б. Никишин и др. // Безопасность труда в промышленности, 2003. – № 4. – С. 28-33.
5. Р ГАЗПРОМ – 2007. Временные технические требования к диагностическому оборудованию для внутритрубной дефектоскопии.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ АВАРИЙНОСТИ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Д.И. Борисов, Р.С. Быков

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Западно-Сибирского региона проводит свою деятельность дочернее общество ОАО «Газпром», деятельностью которой является эксплуатация газотранспортной системы. На предприятии

функционируют 9 компрессорных и 1 насосно-компрессорная станция. Они обеспечивают необходимое давление в газопроводе для бесперебойной перекачки газа, на шести из которых установлены газоперекачивающие агрегаты с электрическим приводом (ЭГПА) [1].

Газоперекачивающие агрегаты предназначены для компримирования природного газа на компрессорных станциях и его транспортировки по магистральным газопроводам.

Основными факторами, обуславливающими возникновение аварий на компрессорных станциях магистральных газопроводов являются:

- наличие большого числа арматуры, тройников, переходников, фасонных частей.
- наличие значительного числа переходов трубопроводов из подземного положения в надземное, являющихся местами повышенной коррозионной активности и концентрации напряжений;
- сложная пространственная прокладка надземных трубопроводов обвязки компрессорных агрегатов с большим числом жестких и скользящих опор, сочетающаяся со значительными переменными температурными и вибрационными нагрузками со стороны нагнетателя [2].

Для анализа аварийности газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях необходимо выявить элементы технологического оборудования, которые наиболее подвержены авариям. На основе статистических данных анализ аварийных остановок электрических ГПА типа ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р за период эксплуатации компрессорной станции с 2013 по 2014 года, позволил выделить группы причин, которые привели к аварийным остановкам ЭГПА (табл. 1) [3]:

Таблица 1

Причины аварийных остановок ЭГПА

Год	Стационарный номер	Тип ГПА	Расположение	Причины отказов	Кол-во отказов, шт.	Наработка с нач. экспл., час	Наработка от последнего ППР, час
2013	ГПА-3	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Чажемто	э/снабжение	1	2599	-
2013	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Чажемто	э/оборудование	1	2632	-
2013	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Чажемто	э/снабжение	1	2311	-
2013	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	э/снабжение	1	8645	-
2013	ГПА-1	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	э/снабжение	3	9437	3012/ 2926
2014	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Вертикос	э/снабжение	1	427	-
2014	ГПА-4	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Вертикос	э/оборудование	1	1858	-
2014	ГПА-2	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	КИП	1	13485	-
2014	ГПА-3	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	КИП	1	13921	1921
2014	ГПА-4	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Парабель	э/оборудование	2	12502	502
2014	ГПА-3	ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р	КС Просколково	система регулирования	1	363	-

Устанавливаем изменение динамики причин отказов ЭГПА. Для этого принимаем общее количество всех аварийных остановок за срок эксплуатации с 2013 по 2014 гг. – за 100 % и определяем весовые вклады причин отказов (табл. 2).

Таблица 2

Год эксплуатации	Причины аварийных остановок (АО)	Весовой вклад АО, % (2013-2014)	
		за год по КС	Всего
2013-2014	э/снабжение.	50,0	100
	э/оборудование	28,6	
	КИПиА	14,3	
	система регулирования	7,1	

В соответствии со статистическими данными все категории причин отказов охарактеризованы весовым коэффициентом. На основе данной таблицы определяем ее вклад в общую статистику (рис. 1).

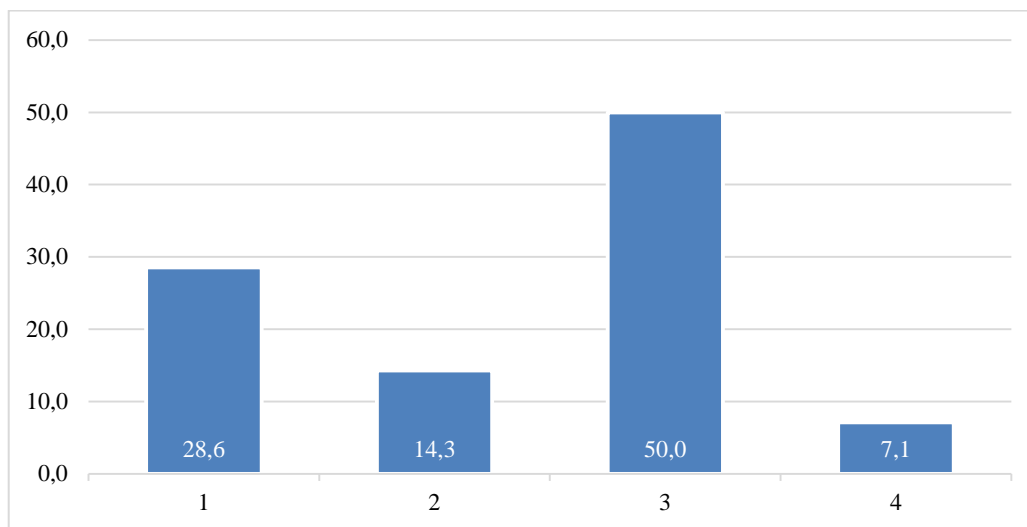


Рис. 1. График распределения аварийных остановок ЭГПА с 2013 по 2014 гг. в зависимости от причин их возникновения:

1 – отказы/сбои в работе эл. оборудования; 2 – отказы в системе КИПиА; 3 – отказы в энергоснабжении; 4 – сбои в работе стационарных систем

На рис. 2 представлено распределение всех случаев аварийных остановок на рассматриваемых компрессорных станциях в зависимости от временных периодов эксплуатации.



Рис. 2. Распределение доли аварийных остановок ЭГПА в зависимости от временных периодов эксплуатации

На рис. 3 показана более подробная классификация причин отказов ЭГПА в период с 2013 по 2014 гг. на основе данных донесений об отказе ГПА.

Результат исследования статистических данных наглядно показывает, что самой проблемной категорией причины отказа является «энергоснабжение», что требует привлечения дополнительных сил и

средств на проблемы этой категории. Проведенная оценка является важной работой по управлению аварийными остановками ЭГПА на компрессорных станциях и в последующем должна привести к их снижению.

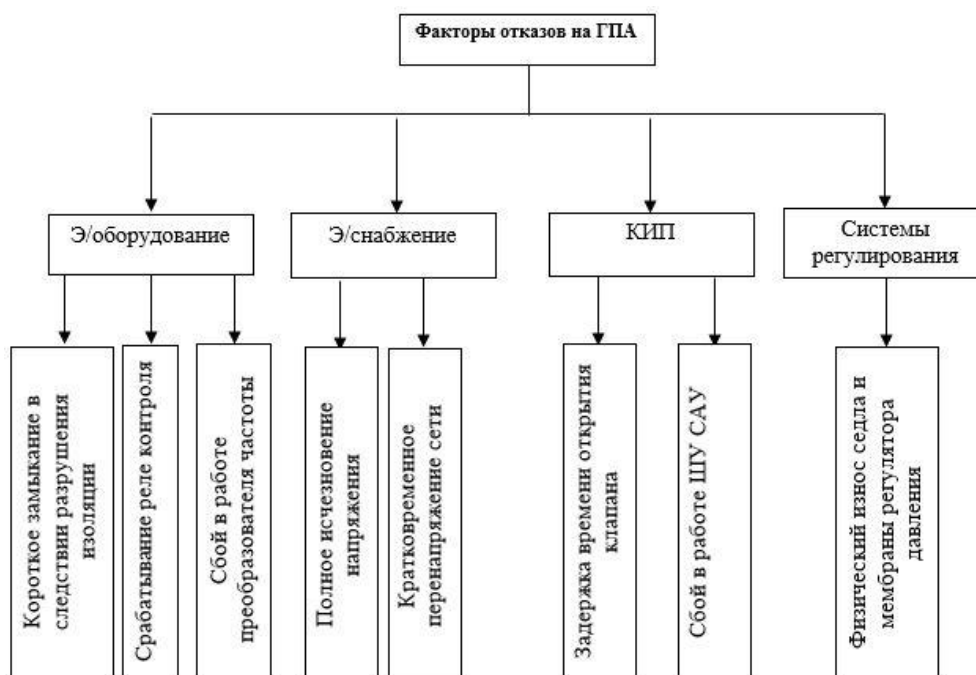


Рис. 3. Классификация аварийных отказов

Литература

1. Парфенов А.В., Чухарева Н.В., Громаков Е.И., Тихонова Т.В. Определение факторов аварийности газоперекачивающих агрегатов на примере эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013. – № 3.
2. Ревазов А.М., Леонович И.А. Анализ аварийности на компрессорных станциях магистральных газопроводов // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – № 2 (275).
3. ООО «Газпром трансгаз Томск». Акты расследований аварийного останова ЭГПА, 2013-2014.

АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЁННЫХ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ

М.А. Буховский

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день проблема обеспечения прочности и герметичности трубопроводного транспорта распространена во всем мире. Нефтегазопроводы находятся под высоким давлением и при нарушении их герметичности возникает значительный по объему выброс флюида. Это не только приводит к материальному ущербу предприятиям трубопроводного транспорта относительно потерь продукта перекачки, затрат при ликвидации аварий, штрафных санкций, но и вызывает загрязнение окружающей среды, создает условия возникновения чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера.

Утечки нефти и газа – это нарушение целостности магистрального трубопровода, вызывающее истечение из него нефтепродуктов. Основными причинами утечек являются устаревшие эксплуатационные оборудования трубопроводного транспорта. Около 68 % магистральных нефтегазопроводов находятся в эксплуатации более 20 лет [1].

С другой стороны, участились случаи несанкционированных врезок. Кроме непосредственных экономических потерь, наносимых хищением нефтепродуктов, всякая несанкционированная врезка имеет большую потенциальную опасность.

Нарушение качества изоляций при производстве и нанесении покрытий, а также их восстановлении объясняется образованием коррозии на наружной поверхности трубы в форме пятен, язв и каверн разных величин и глубин, являющихся результатом взаимодействия металлических труб со средой.

Значительное число аварий являются причинами механических повреждений – поверхностных дефектов, образовавшихся при транспортных и строительно-монтажных работах.

Для безопасного обслуживания трубопроводного транспорта большой протяженностью, обеспечения защиты от несанкционированных врезок необходима надежная система непрерывного дистанционного контроля технического состояния трубопроводов с функциями обнаружения утечек и охраны.

По принципам действия и типам применяемого оборудования СОУ можно классифицировать способом, указанным на рисунке.

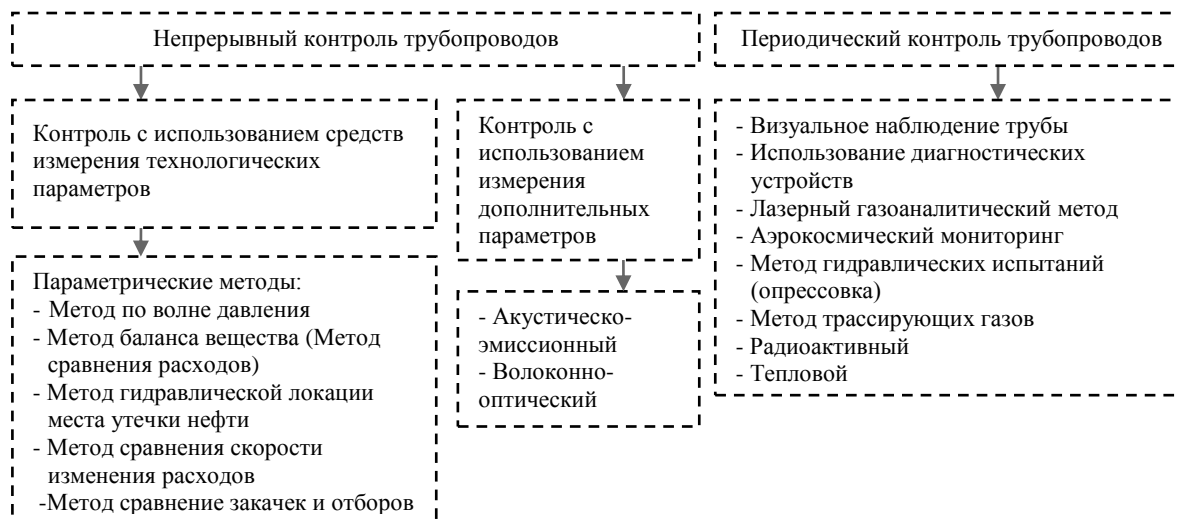


Рис. Классификация СОУ по принципам действия и типам применяемого оборудования

В рамках данной работы периодический контроль состояния трубопровода не берется во внимание, потому что преобладающими особенностями современных СОУ являются оперативность и непрерывность. За счет непрерывности контроля обеспечивается главным образом безопасностью системы.

Ко второй категории относятся методы, производящие непрерывный контроль состояния трубопровода в реальном времени с использованием средств автоматики и телемеханики. Они могут разделяться на два типа:

1) Методы, обеспечивающие контроль технологических параметров, такие как параметрические методы, основанные на анализе изменений гидравлических параметров технологического процесса при образовании утечек и применении математической модели нефтепровода при принятии решения о наличии утечки [2, 5].

2) Методы, обеспечивающие контроль дополнительных параметров (длина волны Брэгга, акустическая эмиссия).

Контролируемые параметры и недостатки параметрических СОУ сведены в таблицу.

Для выявления прогрессивных СОУ необходимо задаться критериями, которые позволили бы наиболее обоснованно оценить каждый метод. Нами были заданы следующие критерии [4]:

- непрерывный мониторинг;
- дистанционный контроль;
- обнаружения утечек со сверхнизкой интенсивностью, не вызывающие падение давления в трубопроводе;
- низкая вероятность ложных срабатываний;
- высокое быстродействие, способное обнаруживать слабые утечки и механические повреждения в минимально короткое время;
- низкая стоимость оборудования, его монтажа и обслуживания высокая чувствительность, то есть способность обнаруживать слабые утечки;
- надежность;
- точность при определении координат утечек;
- минимальное время обнаружения утечек.

Таким образом, параметрические методы обладают значительными недостатками и не полностью отвечают заданным критериям прогрессивных СОУ. Физические СОУ, основанные на акустическо-эмиссионном и волоконно-оптическом принципах наиболее предпочтительны. Они обладают меньшими недостатками и наиболее подходяще отвечают поставленным требованиям. Кроме того, важно отметить, что данные системы осуществляют не только контроль возникновения утечек, но и многие другие функции [3].

Таблица

Характеристика параметрических СОУ

Метод	Контролируемые параметры	Недостатки
Волоконно-оптический	Виброколебания – при возникновении утечек, наличии активности Температура окружающей среды – при утечках флюида Геометрические размеры волокна – при смещениях и деформациях протяженного объекта	Дорогостоящее оборудование, оснащение уже эксплуатируемых трубопроводов осложнено, внешние датчики могут обнаружить утечки только в полосе зондирования
Акустическо-эмиссионный	Акустический шум трубопровода, вызванный сформировавшейся утечкой, механическим воздействием на поверхность трубы, движущимся внутритрубным снарядом, другими источниками	Ограниченность чувствительности датчиков, малый радиус действия передающих устройств, трудность выделения сигнала акустической эмиссии на фоне шумов и помех
По волне давления	Волны давления при образованиях утечки распространяются от места утечки к началу или концу участка трубопровода, утечки определяются по разности времен прихода фронта волны к началу или к концу участка трубопровода	Затухание амплитуды волны давления из-за вязкого трения, невозможность идентифицировать утечки с малым расходом истечения, ложные срабатывания при нестационарных процессах
Баланс вещества	Измеряются и сравниваются между собой расходы жидкости в двух контрольных сечениях трубопровода	Только для стационарных течений, ложные срабатывания сигнализаторов, требует сложное программное обеспечение
Сравнение закачек и отборов	Сопоставляются массы нефти, закаченной на контролируемые участок трубопровода и отобранной из него	Не определяет точное место локализации утечек, не учитывает изменений при нестационарном или квазистационарном режиме перекачки
Гидравлическая локация места утечки нефти	Анализ гидравлических характеристик участка трубопровода, строится линия гидравлического уклона	Трудность определения утечек при нестационарных процессах, ложные срабатывания, снижение точности при уменьшении интенсивности утечки
Сравнение скорости изменения расходов	Измеряется мгновенная скорость измерения расхода в различных сечениях трубопровода	Ложные фиксации утечек из-за нарушения стационарного режима

Литература

1. Пат. 2421657 РФ. Способ обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральных трубопроводов /Лурье М.В., Зверев Ф.С.// Бюл. № 12, 2011. – С. 136.
2. Булатов А.Ф. Повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродуктопроводов на основе интеллектуальных технологий... дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2015. – 235 с.
3. Псёл Н.А. СОУИКА и «ОМЕГА»: безопасное обнаружение утечек с помощью распределённого акустического датчика. URL: http://omega.transneft.ru/u/articles_file/8951/ngn_5_psel_1_.pdf. Дата обращения 12.03.2015.
4. Система мониторинга протяжённых объектов {Электронный ресурс}: ПетроФайбер. URL: <http://petrofibre.ru/products>. Дата обращения 10.02.2015.
5. Хасенова Д.Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ / Д.Ф. Хасенова, В.Г. Крец // VII всероссийская научно-техническая конференция «Молодежь и наука», 2012. – 3 с.

АНАЛИЗ СТЕНКИ НА ПРОЧНОСТЬ В СРЕДЕ SOLIDWORKS SIMULATION РЕЗЕРВАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО

М.Р. Валиев

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что стенка вертикального цилиндрического резервуара представляет собой тонкостенную оболочку. Точнее, с точки зрения теории оболочек стенка резервуара представляет собой сверхтонкую оболочку, так как отношение толщины стенки к радиусу находится в диапазоне от 1:2000 до 1:1000.

Одним из важнейших вопросов характеризующих напряженно-деформируемое состояние стенки является ее устойчивость способность сохранять устойчивую форму равновесия под действием сжимающих напряжений.

Целью этой статьи является выявление тех областей стенки резервуара, которые сильнее всего подвергаются нагрузкам по время эксплуатации, и воздействию на нее из внешней среды.

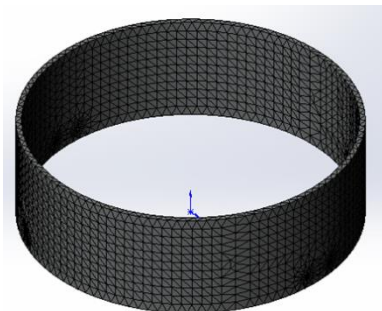


Рис. 1. Модель резервуара в программе SolidWorks

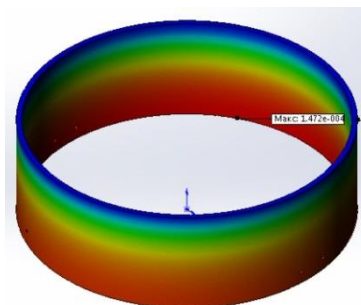


Рис. 2. Распределение напряжений на стенку РВС

Геометрическая модель резервуара строилась в соответствии со значениями, принятыми в типовом проекте для РВС-20000 (ТП 704-1-60). Радиус резервуара составляет 22,85 м, высота стенки 11,92 м. Толщина стенки для первого пояса – 13 мм, для 2–8 поясов – 11 мм. Листы стенки выравниваются по внутреннему краю. Для задания гидростатической нагрузки выбраны следующие параметры: высота взлива нефти $h_{вз} = 10,91$ м, плотность хранимой нефти $\rho = 875$ кг/м³, значение гравитационной постоянной принимается 8,91 кг/м·с². Значение ветрового давления принимается в соответствии с СП 20.13330.2011 для I ветрового района $q_{ветр} = 230$ Па. В предложенной расчетной схеме не моделируется конструкция кольца жесткости и кровли, но для получения достоверных результатов их вес необходимо учитывать. Равномерно распределенная нагрузка от веса кровли, снега, оборудования кровли, кольца жесткости (q) составляет 1200 кН. Данная сила приложена по нормали к верхнему ребру стенки РВС (рис. 1).

В постпроцессорной обработке результатов получены значения эквивалентных напряжений. Распределение напряжений в стенке резервуара РВС-20000 по высоте представлено на графике (рис. 2).

В таблице 1 приведены результаты расчетов максимальных кольцевых напряжений в каждом поясе резервуара.

Анализ результатов показывает нам, что кольцевые напряжения в 1 поясе превышают допустимое значение напряжения. В связи с этим нужно увеличить минимальную фактическую толщину стенки до 12,3 мм в этом поясе, тогда кольцевые напряжения будут равняться 194,5 МПа. Сравнивая новые значения кольцевых напряжений в стенке резервуара с допустимым напряжением, получаем, что условие прочности выполняется для всех поясов.

Таблица 1

Результаты расчетов

Координата расчетного сечения, м	Минимальная фактическая толщина стенки резервуара, мм	Кольцевые напряжения в стенке резервуара при высоте взлива нефти $H = 10,910$ м, МПа	Допускаемое значение напряжения, МПа	Кольцевые напряжения в стенке резервуара при гидроиспытании с высотой взлива, $H = 10,910$ м, МПа
0	11,8	202,35	200,45	239,23
1,5	11,5	167,42	229,09	192,78
3	10,4	151,99	229,09	174,89
4,5	10,4	118,67	229,09	136,41
6	10,4	91,27	229,09	104,74
7,5	10,4	64,91	229,09	74,26
9	10,4	38,54	229,09	43,78
10,5	10,4	12,86	229,09	14,05

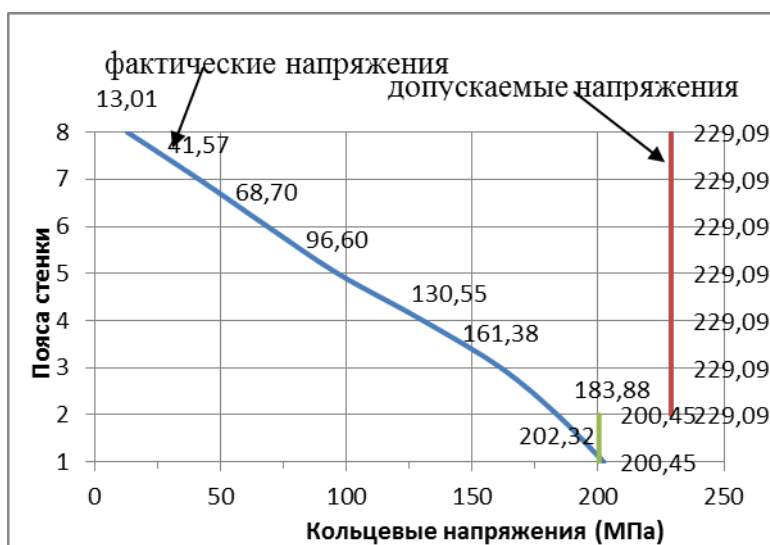


Рис. 3. Сравнение распределения напряжений на стенку РВС

Из полученных результатов мы можем сделать выводы:

1. Наибольшему напряжению подвергаются нижние пояса стенки, что может ускорить появлению дефектов.
2. Уровень надежности РВС снижается, так как изменение значений напряжений, возникших при выпучивании нижних стенок нижнего пояса, способны достигать величин, приближающихся к пределу текучести стали.
3. Величина напряжений непостоянна. Участки стенки, всегда подвергаются разной снеговой и ветровой и других внешних нагрузок.

Литература

1. ГОСТ 1510–84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
2. Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М., Коробков Г.Е., Ахияров Р.Ж., Лукьянова И.Э. Оборудование резервуаров. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005.
3. ПБ 03 - 605 – 03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов
4. Ширинский В.И. Устойчивость цилиндрической оболочки под действием неравномерной радиальной нагрузки // Строительная механика и расчёт сооружений, 1971. – № 1.
5. Шутов В.Е. Расчёт стальных вертикальных цилиндрических резервуаров большой ёмкости на действие ветровой нагрузки: дис. канд. техн. наук, 1968.

ТЕХНОЛОГИЯ ВРЕЗКИ КАТУШЕК В МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД ПРИ ПОМОЩИ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

А.С. Гареев, А.А. Мухамадиев

Научный руководитель доцент Ю.Д. Коннов

Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, Россия

Система газонефтеснабжения получила свое основное развитие в 60-80 годах XX века и на сегодня значительная часть газовых и нефтяных сетей требуют ремонта или замены. Так, например, в настоящий момент обслуживается более 45% трубопроводов со сроком эксплуатации свыше 30 лет. Ввиду чего проблема замены изношенных и поврежденных участков трубопроводов является одной из первоочередных задач. В связи с этим в статье рассматриваются технологии ремонта магистральных труб и предлагаемого ОЦУ (опорно-центрирующее устройство) для наиболее эффективного его проведения.

Подъемник имеет возможность вертикальной и горизонтальной регулировки.

Использование данного опорно центрирующего устройства позволит сэкономить значительные материальные средства за счет замены части дорогостоящих, в эксплуатации, трубоукладчиков.

Основные цели, задачи и приоритеты развития газовой и нефтяной промышленности в числе прочих государственных документов определены «Энергетической стратегией России на период до 2020 года», утвержденной Правительством РФ в 2003 году.

Согласно данной стратегии, задачи поддержания технического состояния транспортной системы на высоком уровне надежности и обеспечения ее безопасной эксплуатации в течение длительного периода не потеряют своей актуальности.

В соответствии с концепцией компаний надежность газопроводов и нефтепроводов обеспечивается за счет диагностики, капитального ремонта и реконструкции объектов газотранспортной и нефтетранспортной системы. Существующее оборудование для капитального ремонта трубопроводов – трубоукладчики в частности, не полностью отвечают предъявленным требованиям при ремонте. При ремонте, удержание на весу трубопровода с помощью трубоукладчика экономически неэффективно: из всех функций трубоукладчика используется только перемещение трубоукладчика и удержание трубопровода. Это является побочной функцией трубоукладчика, в отличие от его главной функции: укладка трубопровода в траншею. Остро встает вопрос стоимости производимого ремонта.

С целью сокращения затратной части, мы предлагаем технологию ремонта трубопровода, которая позволит частично отказаться от использования дорогостоящих трубоукладчиков.

Уфимским государственным нефтяным техническим университетом разработано устройство [3], названное ОЦУ (Опорно центрирующее устройство), позволяющее решить данную проблему. Он изображен на рисунке 1.

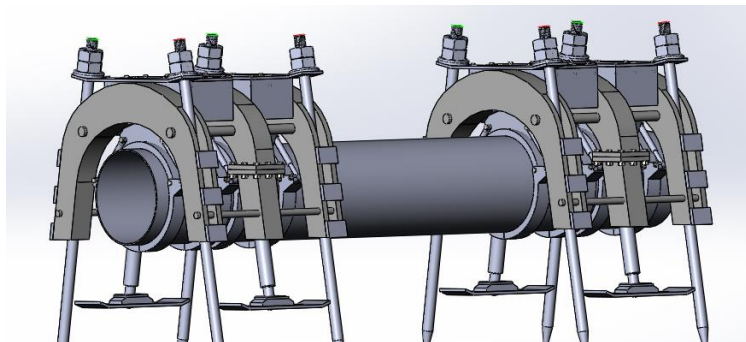


Рис. 1 – Опорно-центрирующее устройство (ОЦУ)

Подъемник для вырезки и врезки газонефтепроводов состоит из двух комплектов. Шнековая часть состоит из анкеров 3 с помощью которых мы забуриваемся. Каждый комплект оснащен гидростанцией 15, установленный на платформе 16, а также из двух (и более) клещевых захватов, прикрепленных на основаниях 13, подвешенных на траверсах 1, соединенных между собой ребрами жесткости. Установку перевозим на КамАЗе 6350 с краноманипуляторной установкой ИМ320. Регулируемые опоры соединяются с лыжами 6, с помощью шарнирного механизма 8 и гофрой 9, обеспечивающего стабильность комплекта в условиях неровного, водянистого грунта, а так же на наклонных участках.

Гидравлическая схема состоит из двух комплексов, связанных общей системой управления. В состав комплекса входит гидростанция (бак, насос, электродвигатель), шестнадцатисекционный распределитель (для управления опорами и цилиндрами клещевого захвата), регулируемые опоры, оснащенные гидрозамками, гидроцилиндры клещевого захвата, фильтр, манометр и гидромагистраль. Опорные цилиндры оснащены датчиками давления и линейного перемещения штока.

Основные технические параметры подъемного комплекса следующие:

1. Расчетная грузоподъемность 65 т.
2. Установка предназначена для работ с трубами диаметром 1220 мм и 1420мм.
3. Габариты установки - 2х2х3.5м
4. Вес одного комплекта - 2.5т
5. Потребляемая мощность - 3-4кВт
6. Диаметр ствола анкера – 168мм
7. Момент заворачивания анкера – 2т/м
8. Диаметр цилиндра – 200мм

Монтаж установки:

1. Перевозка комплекса осуществляется на прицепе.
2. К комплексу, на монтажной площадке, присоединяются опорные гидроцилиндры при помощи гидроманипулятора.
3. Производится подключение гидростанции и проверка гидроцилиндров перед работой.
4. Комплексы устанавливаются с помощью гидроманипулятора на трубопровод.
5. Производится прижатие комплекса трубным захватом к трубопроводу.
6. Производится выдвижение опорных цилиндров до упора в траншею.
7. При помощи краноманипуляторной установки и вращателя происходит установка и поочередное вворачивание анкеров в грунт

За счет расположения подъемника в траншее появляется возможность расположения их на очень близком расстоянии (до 4 м) в отличие от использования трубоукладчиков (10-12 м), что позволяет значительно снизить НДС трубопровода.

Литература

1. Правила капитального ремонта нефтепроводов. РД 39-00147105-015-98. - Уфа: 1988, 104 с.
2. Патент на изобретение №2425273 F16L1/024 Способ ремонта трубопровода
3. СНиП 2.02.01-83 "Основания зданий и сооружений"

**АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС-5000
С ТРЕЩИНОПОДОБНЫМ ДЕФЕКТОМ В ПЕРВОМ ПОЯСЕ**

А.А. Герасименко

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Возникновение дефектов в процессе эксплуатации стальных вертикальных резервуаров (РВС) является неизбежным процессом из-за коррозионного износа и малоциклового усталости металла. Усталостные трещины принято считать недопустимыми повреждениями в стенке резервуаров. Хотя в работах [3, 4, 5, 6] показано, что скорость роста трещины прогнозируема на стадии стабильного роста при заданных режимах нагружения. Таким образом, одной из актуальных задач является определение остаточного ресурса РВС с усталостными трещинами и разработка методов прогнозирования их роста.

Скорость развития трещины в стенке резервуара зависит от напряженно - деформированного состояния в вершине трещины, характеризующегося коэффициентом интенсивности напряжений, и параметров циклической трещиностойкости металла. Целью данной работы является получение аналитических зависимостей для расчета коэффициента интенсивности напряжений первого пояса РВС (1), учитывающие геометрические параметры трещины, конструктивные особенности резервуаров и условия эксплуатации

$$\Delta K_I = Y_I \Delta \sigma \sqrt{\pi a} \quad (1)$$

где a – характерный размер трещины; Y_I – безразмерный коэффициент, зависящий от геометрии тела, параметров трещины и условий нагружения, называемый К-тарировочной функцией; $\Delta \sigma$ – размах напряжений.

В справочной литературе [7, 9] собрано большое количество выражений КИН для идеализированных геометрий конструкций, форм и расположения трещин. Следует отметить, что аналитические выражения КИН, предложенные Ньэманом Дж.С., Раджу И. и Yahsi O.S. и Эрдоганом Ф. [1, 2], могут использоваться только для цилиндров идеальной формы под действием постоянного давления без учета сжимающей нагрузки. При этом отношение радиуса цилиндра к толщине стенки изменяется в первой схеме от 4 до 10, а во второй от 5 до 200. В то время как, в стенке резервуара трещина находится в условиях двухосного нагружения, в поле растягивающих кольцевых и сжимающих продольных напряжений, а отношение радиуса к толщине стенки в зависимости от объема резервуара варьируется от 1000 до 2500.

В данной работе КИН определяется с помощью метода конечных элементов (МКЭ). Для расчета КИН была смоделирована две модели: тонкостенная - всего резервуара и часть стенки непосредственно с поверхностной сквозной трещиной [8].

Моделировался резервуар РВС – 5000 для нефти и нефтепродуктов, выполненный по типовому проекту ТП 704-1-169.84 из стали 09Г2С. К модели прикладывалось жесткое закрепление по нижней кромке; условия симметрии, которые включают закрепление без трения и запрещают перемещения по нормали к поверхности для боковых сечений резервуара; нагрузка от собственного веса стенки задается значением ускорения свободного падения; распределенная нагрузка от веса крыши, оборудования и равномерно распределенного снега, прикладываемая к верхней кромке последнего пояса; гидростатическое давление; нагрузка по давлению в газовой полости резервуара; возникающая временами ветровая нагрузка не учитывается в расчете, также принято в качестве первого приближения равномерное распределение температуры по сечению стенки резервуара.

Конечно-элементная модель части стенки резервуара с трещиной представлена на рис. 1.

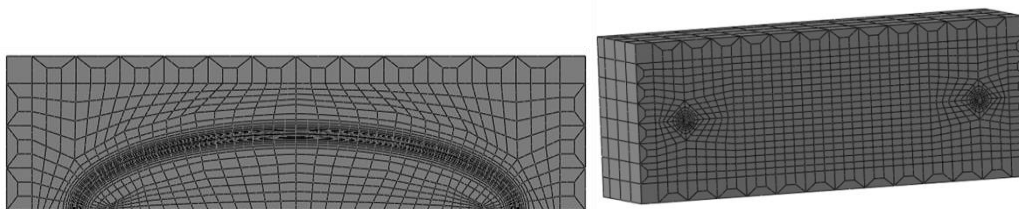


Рис. 1. Конечно-элементная модель трещины

Для наиболее глубокой точки фронта поверхностной полуэллиптической трещины, расположенной в первом поясе РВС, были определены значения КИН при различных размерах трещины и условиях нагружения, где h - уровень нефтепродукта в РВС, H – высота резервуара. На рис. 2, в качестве примера, показана графическая зависимость КИН от отношения глубины трещины b к толщине стенки t для трещины расположенной на расстоянии 300 мм от днища.

Как и следовало ожидать с увеличением уровня налива нефтепродукта, глубины и длины трещины значение КИН возрастает.

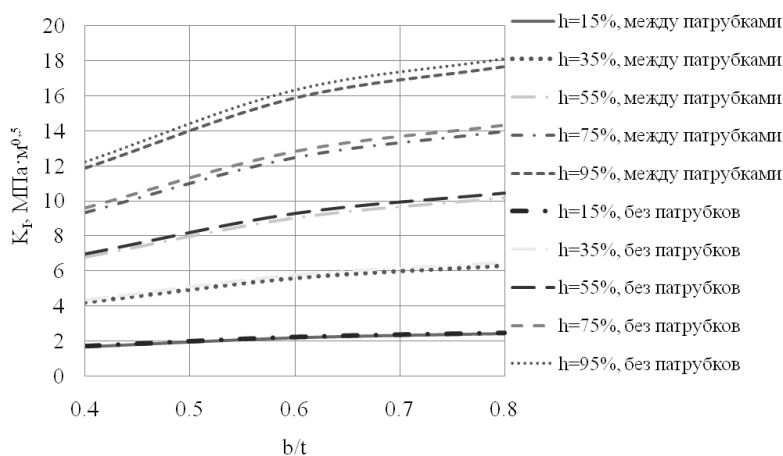


Рис. 2. Коэффициент интенсивности напряжений для трещины при $a/b=1/3$

Для оценки числа циклов до разрушения резервуара с трещиной необходимо обладать аналитическим выражением КИН, которое можно записать в виде формулы (2). В данном уравнении неизвестным параметром является K -тарировочная функция (Y_I)

$$K_I = \sigma^{FEM} \cdot \sqrt{\pi b} \cdot Y_I \quad (2)$$

σ^{FEM} – напряжения, рассчитанные методом конечных элементов.

K -тарировочная функция была найдена путем нормирования КИН на величину $\sigma^{FEM} \cdot \sqrt{\pi b}$. При обработке результатов численного эксперимента использовался метод наименьших квадратов.

Таблица 1

K -тарировочная функция для несквозной трещины в первом поясе РВС

Расстояние от дна до расчетной точки	Y_I
300	$0,4207 + 0,06057(h/H) + 2,118(b/t) - 0,05378(h/H)^2 + 0,03873(h/H) \cdot (b/t) - 1,727(b/t)^2$
600	$0,4733 + 0,0155(h/H) + 1,962(b/t) - 0,01726(h/H)^2 + 0,01966(h/H) \cdot (b/t) - 1,512(b/t)^2$
900	$0,4738 + 0,06118(h/H) + 1,914(b/t) - 0,045(h/H)^2 + 0,0116(h/H) \cdot (b/t) - 1,401(b/t)^2$
1200	$0,3888 + 0,1868(h/H) + 2,125(b/t) - 0,140(h/H)^2 + 0,03575(h/H) \cdot (b/t) - 1,609(b/t)^2$

Выводы. Разработана и верифицирована конечно-элементная модель РВС с поверхностной трещиной. В соответствии с планом эксперимента проведен расчет КИН по фронту трещины в стенке РВС с помощью МКЭ. Определены K -тарировочные функции первого пояса резервуаров номинальным объемом 5000 м^3 , позволяющие рассчитывать КИН с учетом конструктивных особенностей резервуаров, условий нагружения и размеров трещины.

Литература

- Newman J.C., Raju I. S. Stress-intensity factors for internal surface cracks in cylindrical pressure vessel // ASME Journal of pressure vessel technology, 1980. – Vol. 102. – P. 342 – 346.
- Yahsi O.S., Erdogan F. A pressurized cylindrical shell with a fixed end which contains an axial part-through or through crack // International Journal of Fracture, 1985. – Vol.28 (3). – P. 161 – 187.
- Болотин В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций – М.: Машиностроение, 1984. – 312с.
- Гареев А.Г., Латыпова Г.И. Прогнозирование остаточного ресурса нефтегазового оборудования, эксплуатирующегося в условиях циклического нагружения // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2006. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Gareev/Gareev_1.pdf – 8 с.
- Карзов Г.П. Сварные сосуды высокого давления – Л.: Машиностроение, 1983. – 280 с.
- Махутов Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность. В 2 ч. Ч.2: Обоснование ресурса и безопасности – Новосибирск: Наука, 2005. – 610с.
- Механика разрушения и прочность материалов. В 4 т. Т.2. Коэффициенты интенсивности напряжений в телах с трещинами: справ. пособие / Под общ. ред. В.В.Панасюка. – Киев: Наукова думка, 1988. – 620с.

8. Самигуллин Г.Х., Герасименко А.А. Определение коэффициента интенсивности напряжений для резервуара РВС – 10000 м³ // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2014. – №1. – С. 102–111.
9. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений / Под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – Т. 1, 2

ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОРБЕНТОВ До Тхи Тху Хиен

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов наносят значительный вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям. По исследованиям экологов, за год в мире происходит 2-4 крупных разлива нефти в море. Министерство природных ресурсов и экологии Вьетнама информирует: с 1992 года произошло 40 значительных разливов в море, нанесен большой урон экологии и экономике страны. Нефть, попадая в воду, растекается по ее поверхности, а также смешивается, образуя эмульсии. Ядовитые компоненты нефти растворяются в воде и разносятся течениями на большие территории. Острая токсическая реакция морских организмов и растений вызывается присутствием в воде легких и ароматических углеводородов и их замещенных производных, содержащихся в нефти и нефтепродуктах. Эти соединения являются растворимыми и составляют менее 5 % массы сырой нефти, однако, в таких нефтепродуктах, как бензин и керосин, их содержание может достигать 20 %. При временном загрязнении (до нескольких суток) нефтью поверхностного слоя воды с концентрацией нефтяных углеводородов до 1 мг/л на глубине менее 1 м, фитопланктон и зоопланктон изменяют интенсивность фотосинтеза, видовой состав. Эти и другие нарушения, быстро исчезают после рассеяния нефтяного пятна [2]. Вследствие этого нужно убрать нефть с воды и прибрежных зон как можно быстрее, пока нефть не выбросило на берег, она не разнеслась на большие территории, не испортила местообитания прибрежных птиц и животных.

Благодаря активизации геологоразведочных работ на шельфе Вьетнама доказанные запасы нефти выросли с 0,6 млрд в 2011 году до 4,4 млрд баррелей в 2013 году. По этому показателю страна вышла на третье место в Юго-Восточной Азии, уступив лишь Китаю (18,1 млрд барр) и Индии (5,7 млрд барр). Практически одновременно с промышленной добычей Вьетнам начал и экспорт нефти. Основными направлениями поставок являются Австралия, Япония и Малайзия. Однако внутреннее потребление нефти стремительно растет со 176 тыс. барр/сут. в 2000 году до 400 тыс. в 2013 году. Для добычи нефти в настоящее время на континентальном шельфе Вьетнама построено 30 морских объектов, которые принадлежат совместному предприятию Вьетсовпетро на основе месторождений «Белый Тигр», «Дракон», «Белый Медведь». Кроме этого построены такие крупные объекты как: центральная технологическая платформа (ЦТП), центральный технологический комплекс (ЦТК), центральная компрессорная платформа, малая компрессорная платформа, платформа поддержания пластового давления, 4 установки бесприкального налива нефти (УБН) и полупогружная плавучая установка. Все эти объекты связаны между собой системой подводных трубопроводов протяженностью сотни километров, в том числе 155 км трубопроводов системы нефтегазосбора [3]. Добываемая нефть на блок-кондукторе (БК) после однократной сепарации в нефтегазовом сепараторе направляется на морскую стационарную платформу (МСП) для двухступенчатой сепарации. Потом нефть откачивается установленными на этих МСП насосами на ЦТП по подводному трубопроводу для обезвоживания. Поступающая на ЦТП-2 и ЦТК-3 продукция со всех БК и МСП после газовой сепарации и обезвоживания откачивается насосами на УБН для окончательной подготовки, хранения и дальнейшей транспортировки.

Целью работы является анализ использования сорбентов для ликвидации аварийных разливов нефти на шельфе Вьетнама.

Причинами разливов при морской добыче могут быть протечки из трубопровода из-за стихийных бедствий, коррозий. Очень серьезным источником потенциальной опасности загрязнения нефтью водных объектов являются танкеры и другие нефтеналивные суда.

Ликвидация аварийного разлива включает три вида работ: локализация разлива, сбор и извлечение продукта с поверхности воды, транспортировка собранного продукта к месту переработки или утилизации.

Общеизвестны следующие методы ликвидации нефтяных разливов на водных акваториях: механический, физико-химический, термический и микробиологический. Механический сбор представляет собой локализацию нефти в зоне разлива с применением боновых заграждений и удаление с помощью нефтесборщиков и далее сорбентов. Физико-химический метод – применение химических реагентов для диспергирования разлившейся нефти, однако сами диспергаторы вызывают неблагоприятное воздействие на организмы. Сжигание на месте не заменяется другие способы, но иногда оказывается единственно возможным для ликвидации нефтяного разлива. Микробиологический метод применяется для рассеивания нефтяного пятна в толще воды. Во Вьетнаме используют разные способы в зависимости от ситуации. С 2004 до 2012 года Национальный центр реагирования на разливы нефти осуществил локализацию и ликвидацию больше 30 крупных разливов на море. Особенно серьезный разлив был с января по июль 2007 года, когда была загрязнена прибрежная зона восьми городов. В течение шести месяцев ликвидации аварийного разлива с применением боновых заграждений, скиммеров, диспергаторов и формованных сорбентов было собрано 2 млн.т водо-нефтяной смеси и мусора. Согласно литературным данным [1] перспективными методами ликвидации аварийных разливов нефти на акваториях является использование нефтесборщиков и сорбентов.

Материалы, которые используют для приготовления сорбентов, весьма разнообразны. Из органических материалов это кора, торф, опилки, бумажная масса, пробка, куриное перо, солома, банасса (выжимки сахарного тростника). Из неорганических материалов для приготовления сорбентов могут быть использованы вермикулит и пемза, полипропилен и синтетические материалы [4].

Кроме классификации сорбентов по природе исходного материала, для их характеристики используют и другие свойства, например, форму сорбентов. Согласно документу [4] сорбенты могут быть разделены на следующие группы: рассыпные, заключенные в оболочку, формованные, волокнистые. Для изготовления сорбентов первой и второй групп могут использоваться органические, неорганические и синтетические материалы. Сорбенты, заключенные в оболочку, обладают следующими преимуществами: могут быть дешевыми; более простое размещение и сбор по сравнению со свободными сорбентами; материал, заключенный в бон, имеет большую площадь поверхности, чем сплошной бон. Недостатки рассыпных сорбентов: трудно контролировать равномерно нанесение, могут рассеиваться ветром, смесь нефти и сорбента может трудно поддаваться прокачке. Волокнистые сорбенты изготавливают только из синтетических материалов, могут долго храниться, эффективны на выветрелых и более вязких нефтепродуктах, имеют высокую достижимую степень сбора нефти.

Природные условия изучаемого района определяются субэкваториальным муссонным климатом, для которого характерны средние летние температуры 25-32 °С, зимние – 22-30 °С. Летом часты обильные дожди, сопровождающиеся шквалистым ветром скоростью 25 м/с. Зимний северо-восточный муссон с ветрами до 20 м/с может образовать волны высотой до 5-8 м. Температура воды на дне моря меняется в течение года от 22 до 29 °С, соленость морской воды от 33 до 35 г/л.

В настоящее время для ликвидации разливов нефти во Вьетнаме используют следующие сорбенты: Corbol, Enretech-cellusorb, Kleen Sweep, Enretech-1 (табл.). Информация о сорбентах была взята нами из открытых источников сети интернет [6].

Основой сорбентов, применяемых для ликвидации разливов нефти во Вьетнаме, являются природные материалы – торф, целлюлоза, отходы переработки целлюлозы и хлопка. Из приведенных сорбентов самой высокой нефтеемкостью обладает Enretech-cellusorb (18 г нефти на 1 г сорбента), предназначенный для ликвидации нефтяных пятен и эмульсий на поверхности воды. Однако после использования сорбент, насыщенный нефтью, необходимо собрать с поверхности воды. Извлечение нефти из сорбента проводится с помощью тепловой обработки или центрифугированием. Отработанный сорбент после отжима нефти можно использовать в качестве топлива в мелкодисперсном виде или после брикетирования.

Биосорбент Enretech-1 характеризуется двойным действием – поглощением нефти и ее биоразложением. Биоразложение происходит за счет микроорганизмов, разлагающих нефть в природе. Эти микроорганизмы существуют и развиваются только в хлопковом волокне, и не могут быть выращены в других средах. Поэтому данный сорбент изготавливают из отходов хлопчатобумажной промышленности. Однако данный сорбент предназначен для ликвидации нефтяных пятен в прибрежной зоне и на суше и не используется в открытом море.

Таблица

Сорбенты, применяемые во Вьетнаме для ликвидации разливов нефти

Сорбент	Характеристики
Торфяной сорбент Corbol	- Плотность 180-350 кг/м ³ . - Собирающая способность 8 г _{нефти} /1 г _{сорбента} . - Время насыщения нефтью до предельной величины – 5-10 мин.
Enretech-cellusorb	- Способность всасывать в 18 раз больше собственного веса. - Высокая плавучесть. - Для поглощения нефтяного пятна и эмульсии в воде. - Нетоксичен для животных и растений. - Производится на основе 100 % целлюлозы.
Kleen Sweep – сорбент нефти и химических веществ	- Быстро поглощает нефть во всех видах. - Биологическое разложение. - Не вызывает коррозии, не токсичен для здоровья человека, растений, животных и окружающей среды. - Простота в использовании.
Биосорбент Enretech-1	- Быстро поглощает нефть и эмульсию, всасывает в 2-6 раз больше собственного веса. - Способен разлагать углеводороды природными микроорганизмами, содержащими в средневолокнистом хлопке Enretech-1. - Грунт очищается на 80 % в нормальных условиях через 2 месяца, через 30 дней при благоприятных условиях (температура 25-30 °С, влажность 40 %, pH 6-8).

Для ликвидации нефтяных разливов на шельфе Вьетнама в условиях тёплого моря более экономичным является использование сорбентов, обогатённых углеводородоокисляющими микроорганизмами, не требующих утилизации, изготавливаемых на основе местных дешёвых природных материалов или отходов промышленности.

Литература

1. Антропова Н.А., Шефер Я.Е. эффективность методов ликвидации разливов нефти на акваториях // Проблемы геологии и освоения недр: труд XVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, 2012. – Т. 2. – С. 408-410.
2. Бескид П.П., Дурягина Е.Г. Влияние нефтеразливов на морскую среду и ее обитателей. URL: <http://www.baltprint.ru/index.php/novosti/ekologiya> (дата обращения: 10.03.2015).
3. Нгуен Т.К. Разработка технологии транспорта нефти, исключаяющей расслоение эмульсий с целью повышения надежности эксплуатации нефтепроводов на шельфе Вьетнама: Автореферат. Дис. ... канд. тех. наук. Москва, 2000 – 133 с.
4. Применение сорбентов при ликвидации разливов нефти // Технический информационный документ. URL: <http://www.itopf.com> (дата обращения: 10.03.2015).
5. Чан Т.В. Состояние и перспективы морской добычи нефти и газа на шельфе Вьетнама // Вестник Астраханского государственного технического университета серия «Морская техника и технология». – Астрахань, 2005. – С. 165 – 169.
6. Sản phẩm xử lý ô nhiễm dầu và hóa chất tràn vãi. URL: <http://www.sosmoitruong.com/San-pham-xu-ly-o-nhiem-dau-va-hoa-chat-tran-vai/70-Chat-tham-va-phan-huy-sinh-hoc-dau-Enretech-1.html> (дата обращения: 10.02.2015).

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНАЯ МОДЕЛЬ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА

Лам Бик Хонг, А.В. Кравченко

Научный руководитель профессор В.П. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время трубопроводный транспорт сталкивается с проблемами промышленной безопасности, среди которых значительную роль играет безопасность подводных переходов магистральных трубопроводов. Обусловлено это такими обстоятельствами, как: сильно затруднённый контроль текущего состояния и значительно сниженная возможность быстро выявить и ликвидировать порыв в трубе. Подводные переходы магистральных нефтепроводов – это наиболее ответственные участки, хоть их доля в общем объеме строительства сравнительно небольшая. В связи с возможными тяжелыми экологическими последствиями даже при незначительных разрушениях, к надежности подводных переходов магистральных трубопроводов выдвигаются высокие требования [1]. Проблема повышения надежности трубопроводов является актуальной как на этапе проектирования, так и на этапах строительства и дальнейшей эксплуатации. Внешнее воздействие на трубопровод, приводящее к необратимым процессам можно предотвратить, установив адекватность поведения трубопровода путем моделирования сооружения с учетом эксплуатационных характеристик принятых в нормах и правилах и внешних воздействий на трубопровод.

На сегодняшний день в мире существует **три основных** способа укладки трубопроводов под водными препятствиями. **Первый способ** – *траншейный традиционный* – самый старый, неэкологичный и трудоемкий метод укладки трубопровода. Характеризуется не просто большим объемом земляных работ, большим количеством рабочей силы и длительными сроками строительства, но, прежде всего, тяжелейшим воздействием на окружающую среду в полевых условиях и созданием серьезных неудобств людям в городских условиях. **Второй способ** – *тоннелирование или микротоннелирование с обустройством стартовых и приемных шахт*, где постоянный контроль над траекторией является основной особенностью такого метода. Несмотря на высокую точность проходки, такой метод укладки трубопроводов также неэкологичный и трудоемкий. **Третий способ** – *горизонтально направленное бурение (ГНБ)* – это бестраншейный управляемый метод прокладывания подземных коммуникаций с помощью специальных буровых установок. Этот способ является более экономичным и эффективным. Еще один фактор, почему бестраншейная прокладка трубопроводов находит все большее распространение, это постепенное освоение проектными организациями знаний о новых строительных технологиях. Этот способ, по сравнению с другими, наиболее приемлем для сохранения природного ландшафта и экологического баланса в местах проведения работ.

В настоящей работе было рассмотрен участок подводного перехода, расположенный на 208 км нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск», который представляет собой незастроенную, заросшую смешанным лесом территорию вдоль трассы. Пойма реки широкая, ровная, представляет собой вытянутые чередующиеся между собой невысокие гривы и болота, покрытые кустарниками и березой средней густоты. Заболоченность русла реки составляет 20 %. Русло реки на участке подводного перехода извилистое, однорукавное, песчаное. Ширина русла в межень 10–15 м, глубина 1,5–2 м.

При проектировании подземных сооружений приходится выполнять расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) грунта прилегающего к трубопроводу, залегающего на определенной глубине от поверхности. Расчет НДС трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики, не позволяет провести адекватный анализ прочности трубопроводов с

требуемой точностью, а в некоторых случаях может дать неверную качественную картину НДС конструкции. Анализ конструкций с использованием МКЭ является в настоящее время фактически мировым стандартом для прочностных и других видов расчетов конструкций. Основой этого служит универсальность МКЭ, позволяющая единым способом рассчитывать различные конструкции с разными свойствами материалов. Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы [2-4].

Целью данной работы является построение конечно-элементной модели бестраншейной прокладки подводного перехода заболоченного участка нефтепровода с помощью программы Autodesk Inventor — система трехмерного твердотельного и поверхностного параметрического проектирования, предназначенная для создания цифровых прототипов промышленных изделий. Инструменты Inventor обеспечивают полный цикл проектирования и создания конструкторской документации.

На конусный наконечник действует давление **10 МПа**. В расчетах приняты допущения об *отсутствии нагрузок, действующих в зимний период и температурного влияния на нефтепровод*. Для моделирования НДС грунта использовалась упруго-пластическая модель Друкера-Прагера. Результаты расчета представлены на рис. 1а и 2а.

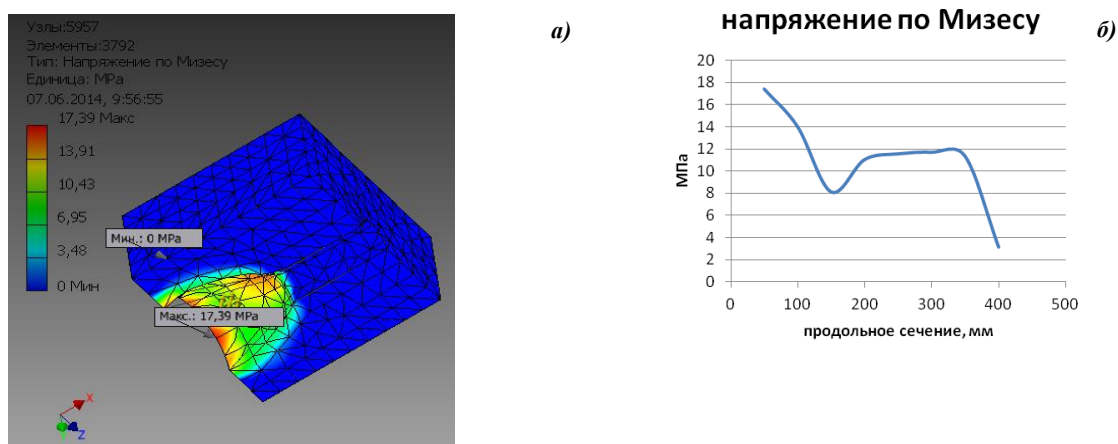


Рис. 1: а) Напряжения по Мизесу на исследуемом участке; б) Распределение напряжений по продольному сечению

Рассчитав исследуемый участок нефтепровода, проверим соответствие расчета модели в Ansys общепринятым. Рассчитанные тяговые усилия могут быть обеспечены современными установками типа TIDRILL с развиваемым тяговым усилием в 450 т. Таким образом, принятая модель дает адекватный результат. Распределение суммарных перемещений и напряжений, полученных в расчете, представлено на рис. 1б и 2б.

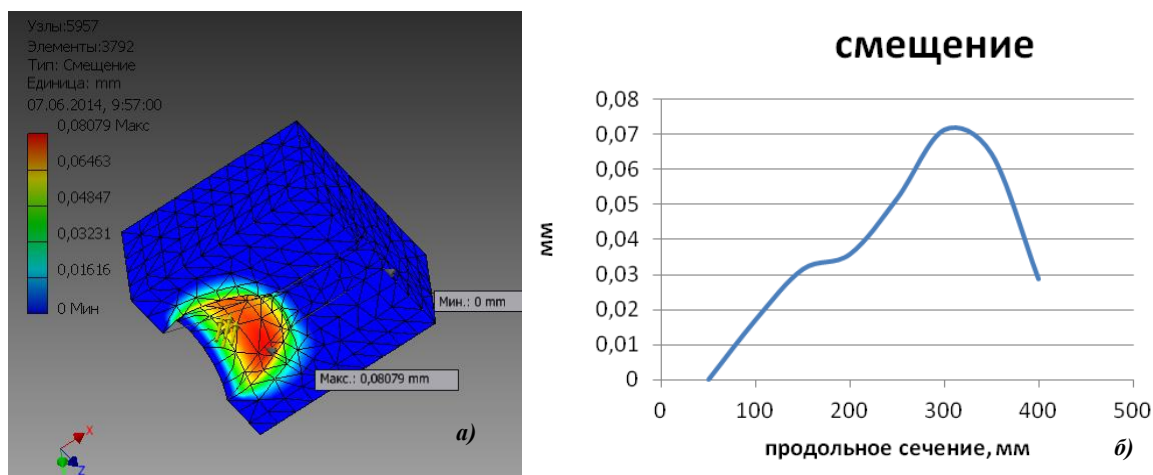


Рис. 2: а) Суммарные перемещения; б) Распределение суммарных перемещений по длине нефтепровода

Из полученных и представленных результатов можно сделать следующие выводы:
- построена конечно-элементная модель с помощью которой определено напряженно-деформированное состояние грунта вокруг трубопровода;
- суммарные перемещения переменны по длине, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок на конусную часть.

Литература

1. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова Н.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 2000. – 237 с.
2. Бурков П.В., Буркова С.П., Тимофеев В.Ю., Ащеулова А.А. и Ключ О.В. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода в условиях вечной мерзлоты Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2013.– №. 6. – С. 77–79.
3. Burkov P.V. , Chernyavsky D.Y. , Burkova S.P. , Konan A. Simulation of pipeline in the area of the underwater crossing [Electronic resources] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Vol. 21. Issue 1. p. 1-5. - Mode of access: <http://www.scopus.com>. 109.123.164.47.
4. Burkov P. V. , Kalmykova K. G. , Burkova S. P. , Do T. T. Research of stress-deformed state of main gas-pipeline section in loose soil settlement [Electronic resorces] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science,- Bristol: IOP Publishing Ltd., 2014. Vol. 21. Issue 1. P. 1-5. Mode of access: <http://www.scopus.com>. 109.123.164.47.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРКИ НЕПОВОРОТНЫХ СТЫКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Н.А. Перфильев, Т.В. Бородина

Научный руководитель доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с выработкой ресурсов магистральных трубопроводов актуальная проблема автоматизации сварки неповоротных стыков в сочетании с повышением надежности сварных соединений, особенно на трубопроводах большого диаметра (1020÷1420) мм и давлении до 75 ат, приобрела еще большую остроту. Принципиально решение этой проблемы может быть реализовано по двум различным направлениям.

Первое направление решает проблему путем сварки стыка одновременно по всему сечению и периметру на основе электроконтактной сварки, сварки трением и электронно-лучевой сварки с вакуумированием стыка. При этом требуется оборудование с большой пиковой мощностью и высокой стоимостью, что в условиях Севера и бездорожья неприемлемо, кроме того, при сварке давлением возникают проблемы с контролем качества сварного соединения.

Второе направление решает проблему на основе дуговых методов сварки с расчленением операций, подобно поточно-расчлененной ручной дуговой сварке.

Заварка корневого слоя может осуществляться изнутри трубы с использованием внутреннего центризатора-сварочной станции. Последующие слои завариваются снаружи при сварке на «спуск», причем каждый автомат настроен только на один слой (один режим) и после его заварки перемещаются на следующий стык.

В настоящее время более перспективной представляется автоматизация сварки неповоротных стыков трубопроводов на базе дуговых процессов. Для того чтобы производить сварку неповоротных стыков необходимо обеспечить направленный перенос электродного металла в сварочную ванну и удержание ванны расплавленного металла в положениях отличных от нижнего.

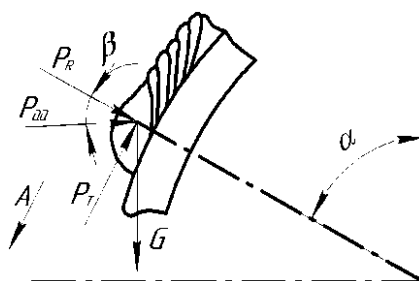


Рис. 1. Схема сил действующих на сварочную ванну

G – вес сварочной ванны;

$P_{д.д.}$ – давление дуги;

P_T, P_R – тангенциальная и нормальная составляющие сил поверхностного натяжения;

A – направление вытекания металла в положении $\alpha=0^\circ-90^\circ$.

При сварке неповоротных стыков трубопроводов основным возмущением является непрерывное изменение пространственного положения сварочной ванны (рис. 1), которое необходимо учитывать при автоматизации процесса. В результате изменения пространственного положения результирующая сила, действующая на сварочную ванну, непрерывно изменяется по величине и направлению действия (рис. 2). Ранее разработанные способы сварки не учитывали эту особенность и не могли активно влиять на удержание сварочной ванны в положениях отличных от нижнего, а также обеспечить управляемый перенос электродного металла. Это объясняется тем, что методы дуговой сварки разрабатывались и предназначены по существу для сварки в неизменном пространственном положении.

Ранее разработанные способы сварки с импульсным питанием сварочной дуги и работой по программе не решают эту задачу, так как при этом процессе не учитывается движение металла сварочной ванны, что необходимо для осуществления сварки при непрерывно изменяющемся пространственном положении. Разработанные на кафедре «Оборудование и технология сварочного производства» НИ ТПУ способы импульсного питания позволяют решить эти проблемы.



Рис. 2. Изменение нормальной (P_n) и тангенциальной (P_t) составляющих равнодействующей силы в зависимости от пространственного положения

Длительная работа, полученные результаты и продолжающиеся исследования в этой области, позволяют говорить о перспективности автоматизации сварки неповоротных стыков на базе импульсного питания сварочной дуги с плавящимся электродом в защитных газах, а также само защитной порошковой проволокой.

Такой процесс свободно программируется, либо управляется автоматически при помощи обратных связей. Разработан ряд алгоритмов [1, 2 и др.] импульсной модуляции сварочного тока, для различных слоев сварочного стыка, но все они позволяют отдельно и независимо управлять плавлением и переносом электродного металла с одной стороны и плавлением и кристаллизацией основного металла с другой стороны. И что особенно важно, при управлении процессом сварки с обратными связями по состоянию дугового промежутка обеспечивается динамическая стабилизация сварочной ванны (рис. 3).

Для автоматизации процесса сварки неповоротных стыков с импульсным питанием сварочной дуги необходимо определить критериальный параметр, характеризующий состояние дугового промежутка для обеспечения хорошего формирования шва и стабильного переноса электродного металла.

Наибольшую информацию может дать напряжение на дуге, но для того чтобы фиксировать колебания сварочной ванны и особенно скорость перемещения жидкого металла сварочной ванны за критериальный параметр была принята скорость изменения напряжения на дуге во время паузы (dU/dt). Введение обратной связи по скорости изменения напряжения во время паузы дает ряд положительных моментов. Во время паузы протекает небольшой ток 25-40А и силовое воздействие дуги на сварочную ванну минимально, поэтому сварочная ванна свободно перемещается под действием силы поверхностного натяжения и веса расплавленного металла сварочной ванны. Во время паузы электродная проволока практически не плавится, а на торце электродной проволоки находится небольшая капля электродного металла, сформировавшаяся к концу предыдущего импульса.



Рис. 3. График изменения частоты импульса в зависимости от пространственного положения сварочной ванны

Работу импульсной системы питания с обратной связью по скорости изменения напряжения можно представить так: в начале процесса сварки (в нижнем положении) на сварочную ванну действует небольшая по величине тангенциальная составляющая (P_T) (рис. 1) результирующей силы, и металл сварочной ванны относительно медленно передвигается по фронту кристаллизации. Следовательно, скорость изменения дугового напряжения будет минимальна, и частота следования импульсов фактически будет определяться скоростью подачи электродной проволоки. Приближаясь к вертикальному положению, тангенциальная составляющая результирующей силы будет увеличиваться, следовательно, скорость перемещения жидкого металла сварочной ванны из хвостовой части в головную возрастет. Пропорционально увеличится и скорость изменения дугового напряжения, при этом система с опережением включит ток импульса, для предотвращения вытекания металла сварочной ванны. При этом система импульсного питания уменьшит длительность импульсов, и автоматически увеличит частоту следования импульсов таким образом, чтобы средний ток оставался неизменным.

Выводы: введение обратной связи по скорости изменения напряжения обеспечивает динамическую стабилизацию сварочной ванны во всех пространственных положениях; полученные результаты позволяют адаптировать процесс сварки с импульсным питанием дуги, к непрерывному изменению пространственного положения сварочной ванны при сварке неповоротных стыков магистральных трубопроводов.

Литература

1. А.С. № 521089. Способ импульсно-дуговой сварки плавящимся электродом. А.И. Зайцев, А.Ф. Князьков, Р.И. Дедюх, Е.В. Щепкин, С.С. Митрошин. Опубликовано в бюл.№ 22.03.1976 г.
2. А.С. № 522014. Способ импульсно-дуговой сварки плавящимся электродом. А.И. Зайцев, А.Ф. Князьков, Р.И. Дедюх, Б.Г. Долгун, Е.В. Щепкин, А.С. Максимов. Опубликовано в бюл.№ 23.03.1976 г.
3. Патент Российской Федерации 2120843. Способ электродуговой сварки. Князьков А.Ф., Петриков А.В., Крампит Н.Ю., Опубликовано в бюл. № 30, 27.10.98; Патент РФ №2185941 Бюл. №21 от 27.07.2002],

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ПРОЕКТИРУЕМОГО НЕФТЕСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА УГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В.Д. Самигуллин

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из основных задач, решаемых при проектировании промышленных трубопроводов, является определение устройства линейной части трубопровода. Так как трассы проектируемых трубопроводов зачастую проходят в общем коридоре с другими проектируемыми линейными коммуникациями, необходимо принимать все возможные меры для сохранения их целостности. При пересечении с автомобильными дорогами широко применяется прокладка проектируемых трубопроводов в защитных футлярах из стальных труб [1]. Исследование напряженно-деформированного состояния таких участков является важной и актуальной задачей, решение которой определяет безопасную эксплуатацию данного промышленного трубопровода [2-4].

В качестве объекта исследования был выбран участок проектируемого промышленного нефтесборного трубопровода Угутского месторождения. В программном комплексе "PIPESIM" был выполнен гидравлический расчет, на основании которого был определен требуемый диаметр проектируемого трубопровода – 219 мм. Расчет выполнен на максимальные значения объемов добычи жидкости по рассматриваемому району. По результатам гидравлических расчетов была проведена предварительная трассировка трубопровода. Нормативное давление в промышленном нефтесборном трубопроводе было принято по давлению срабатывания предохранительного клапана установки измерительной площадки куста скважины и составило 4,0 МПа. Для

строительства трубопровода были приняты трубы из стали 09ГСФ, которая обладает повышенными прочностными свойствами. Далее были проведены прочностные расчеты по СП 34-116-97, на основании которых была выбрана требуемая толщина стенки трубопровода – 8 мм, а также минимальная глубина заложения трубопровода от поверхности земли до верхней образующей трубы – 1,8 м.

На основании принятых проектных решений был построен продольный профиль трассы нефтесборного трубопровода, на котором было отмечено место пересечения трубопровода с автомобильной дорогой. На данном участке трассы трубопровод прокладывается в защитном футляре длиной 45 м из стальных труб диаметром 426 мм. Участок продольный профиль трассы и схема укладки трубопровода через дорогу представлены на рис. 1 и 2 соответственно.

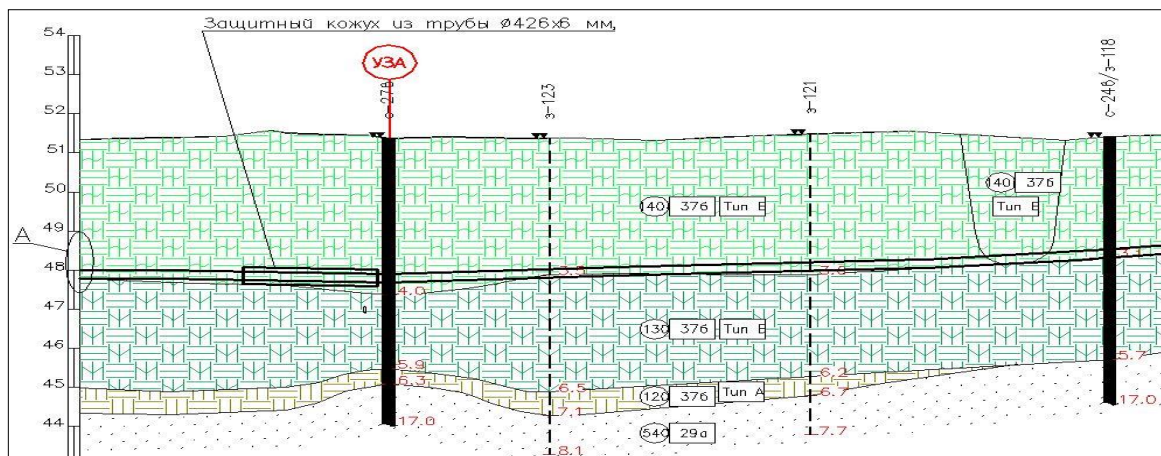


Рис. 1. Продольный профиль трассы трубопровода

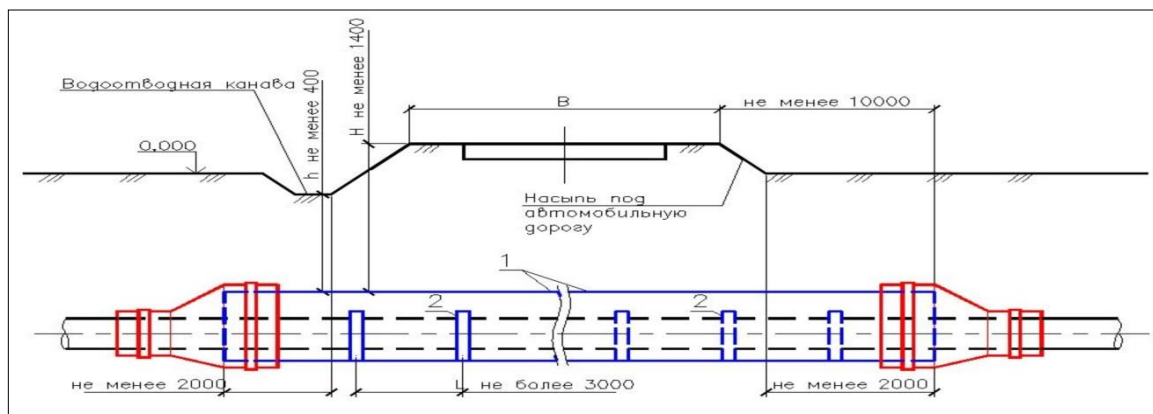


Рис. 2. Схема укладки трубопровода на переходе через автодорогу

Напряженно-деформированное состояние трубопровода в футляре исследовалось с помощью метода конечных элементов (МКЭ), реализуемого в программном комплексе «Autodesk Inventor». После создания твердотельной модели трубопровода был произведен анализ напряжений с учетом всех нагрузок, рассчитанных на стадии проектирования. Твердотельная модель трубопровода в футляре представлена на рис. 3. Значения напряжений по длине трубопровода представлены на рис. 4.

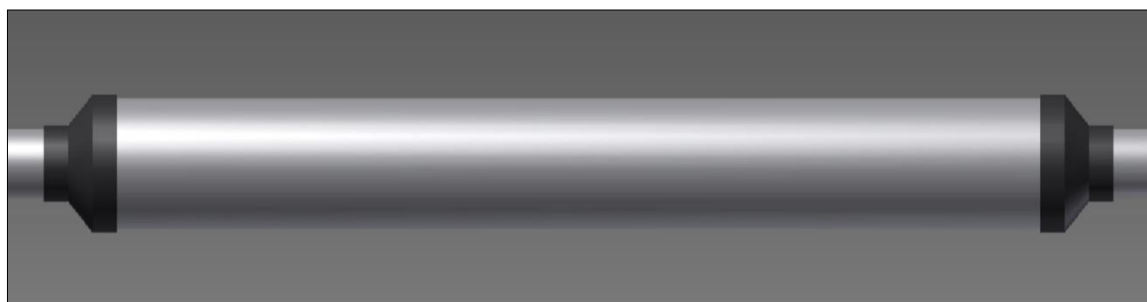


Рис. 3. Твердотельная модель участка трубопровода в футляре

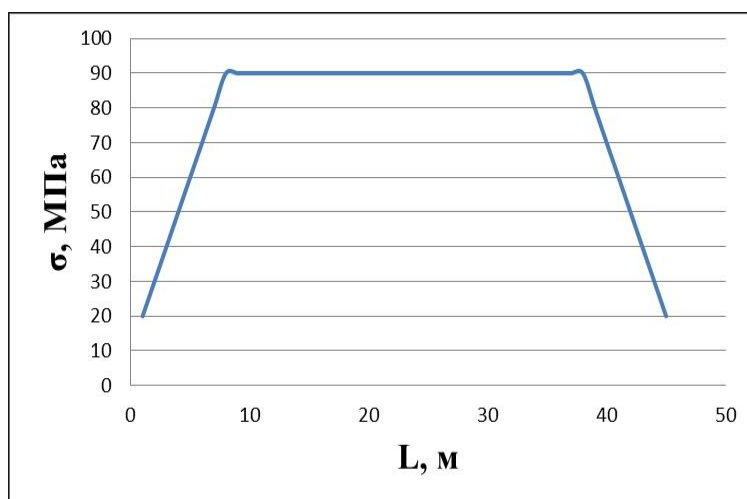


Рис. 4. Распределение напряжений (σ) по длине (L) трубопровода

Расчет напряженно-дифракционного состояния секции трубопровода в защитном футляре показал, что Autodesk Inventor является универсальной системой автоматизированного проектирования и позволяет решать множество сложных задач. Основываясь на полученных результатах напряженно-деформированного анализа можно сделать вывод о том, что все принятые ранее проектные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию трубопровода в футляре в месте пересечения с автомобильной дорогой, так как максимальные значения напряжений, возникающие в трубопроводе, не превышают предела текучести металла трубной стали. Таким образом, при расчетном давлении 4 МПа внутри трубопровода с толщиной стенки, соответствующей фактическому значению, прочность участка нефтепромыслового трубопровода обеспечивается и можно говорить об отсутствии существенного влияния защитного футляра на эксплуатационную пригодность исследуемого промышленного трубопровода.

Литература

1. Мустафин Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов. – М.: «Издательство Недр», 2007. – 632 с.
2. Бурков П.В., Буркова С.П., Тимофеев В.Ю., Ащеулова А.А. и Ключ О.В. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода в условиях вечной мерзлоты Вестник Кузбасского государственного технического университета., 2013. — №. 6., – С. 77–79.
3. Burkov P. V. , Chernyavsky D. Y. , Burkova S. P. , Konan A. -. Simulation of pipeline in the area of the underwater crossing [Electronic resorces] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2014 - Vol. 21. - Issue 1. - p. 1-5.
4. Burkov P. V. , Kalmykova K. G. , Burkova S. P. , Do T. T. Research of stress-deformed state of main gas-pipeline section in loose soil settlement [Electronic resorces] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science., - Bristol: IOP Publishing Ltd., 2014 - Vol. 21 - Issue 1. - p. 1-5.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОЭНТРОПНОГО КПД ТУРБОДЕТАНДЕР

И.И. Титов

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изоэнтروпийное (адиабатное) расширение газа является процессом с отводом работы на сторону при отсутствии теплообмена. Близкий к изоэнтропийному процесс осуществляется в турбодетандерах.

Турбодетандер — машина для понижения энтальпии газообразного или жидкого рабочего тела посредством отдачи внешней работы. Схема турбодетандера приведена на рис. 1. Необходимым условием отдачи внешней работы является понижение давления рабочего тела. Рабочее колесо с помощью валопровода соединяется с нагрузочным устройством, которому от турбинной ступени передается внешняя работа. Рабочий процесс в турбодетандере происходит с большой скоростью движения расширяемого газа. Скорость потока, поступающего на рабочее колесо турбинной ступени, в большинстве случаев близка к скорости звука. Средняя абсолютная скорость потока в рабочем колесе в зависимости от параметров машины и рода расширяемого газа может составлять от 100 до 300 м/с.

Теоретический изоэнтропийный КПД турбодетандеров очень высок и достигает величин, равных 0,86—0,90.

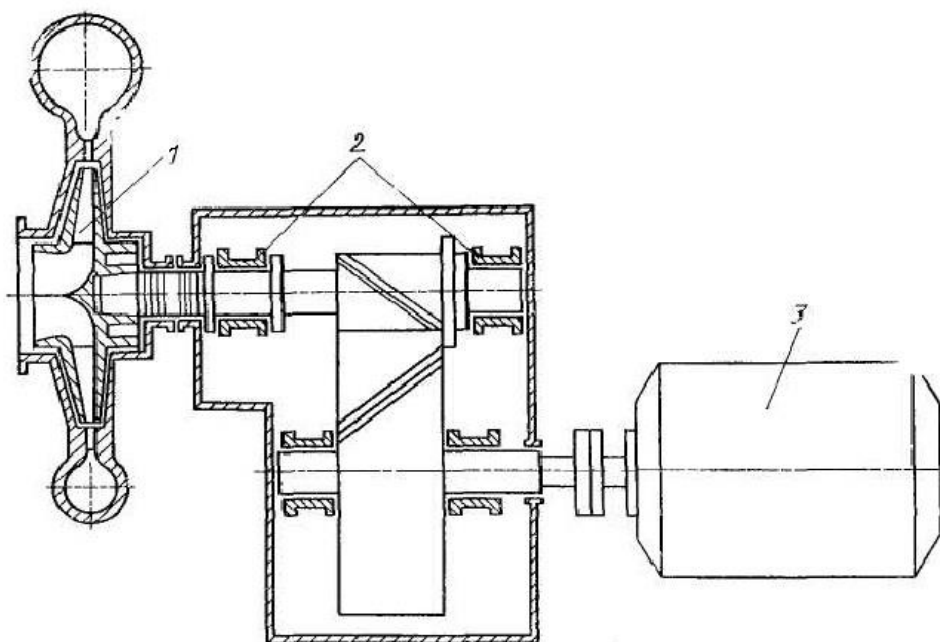


Рис. 1. Схема турбодетандера: 1 – турбинная ступень; 2 – подшипники системы подвески; 3 – электрогенератор

Изоэнтропный КПД η_S определяется по формуле:

$$\eta_S = \eta_c - \alpha_{m\theta} = 0,684 - 0,007 = 0,677,$$

где η_c – гидравлический КПД; $\alpha_{m\theta}$ – потери на трение рабочего тела.

Один из вариантов технологической схемы с детандером приведен на рис. 2.

В данной схеме работа, получаемая при расширении газа в турбодетандере, передается турбокомпрессору, находящемуся на одном валу с турбодетандером (турбодетандерный агрегат), сжимающему газ низкого давления. Затраты энергии в холодильных циклах, использующих эффект Джоуля-Томсона или изоэнтропийное расширение перерабатываемого газа, значительно зависят от давления сырьевого газа и давления отбензиненного (товарного) газа.

Холодопроизводительность такого цикла:

$$Q_2 = H_1 - H_3 + \Delta H_{тд}$$

где $\Delta H_{тд}$ – разность энтальпий потока на входе и выходе турбодетандера.

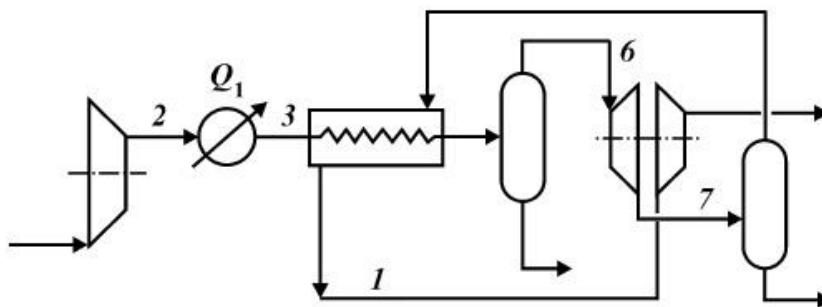


Рис. 2. Схема холодильного цикла с турбодетандером

В ряде случаев давление сырьевого газа достаточно высокое и его не требуется сжимать перед подачей на переработку, но товарный газ требуется дожимать для подачи в магистральный газопровод. В этом случае затрачиваемая работа будет зависеть от перепада давлений в дожимном компрессоре, а отвод тепла в окружающую среду (Q_1) будет производиться в концевом (после компрессора) холодильнике.

В случаях, когда имеется свободный перепад давлений между сырьевым и товарным газом применение турбодетандерных циклов наиболее эффективно.

При помощи электрогенератора можем получать электроэнергию, которую в дальнейшем можно использовать для собственных нужд предприятия.

Исходя из стоимости электрической энергии для промышленных предприятий: 2,58 руб./кВтч, и производительность турбодетандера 6 МВт/ч определяем часовую выручку от установки:

$$S = (N_n \cdot \dot{N}) \cdot 10^3 = (6 \cdot 2,58) \cdot 10^3 = 15480 \text{ руб./час,}$$

где N_n – производительность турбодетандера МВт/ч; \dot{N} – цена 1 кВтч, руб.

Получается, что данная установка каждый час приносит предприятию прибыль за электроэнергию в количестве 15480 рублей.

Литература

1. Агабабов В.С. Получение экологически чистой электроэнергии при утилизации давления транспортируемого газа/ В.С. Агабабов, А.В.Корягин, Ю.Ю.Хаммер // Энергосбережение и водоподготовка, 2000. – № 1.
2. Мальханов В.П. О рациональном использовании энергии избыточного перепада давления топливного газа КС. // «Энергосбережение и водоподготовка», 2003. – № 3.
3. Люгай С.В. Повышение эффективности сжижения природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов: диссертация кад. тех. наук. – Москва, 2010.
4. Давыдов А.Б., Кобулашвили А.Ш., Шерстюк А.Н. Расчет и конструирование турбодетандеров. – М.: Машиностроение, 1987.
5. Розеноер Т.М. Расчет турбодетандера. – М.: Издательство УНЦ МГТУ им. Баумана Н.Э., 2002.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗЛОМЫ НА О.САХАЛИНЕ.В. Тишкина

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При выборе трасс нефтепроводов и газопроводов зачастую не удается избежать пересечения с активными разломами, по которым при землетрясениях возможны одновременные смещения до нескольких метров, представляющие значительную опасность для трубопроводов. В связи с этим актуальной является разработка комплекса методов и мероприятий по обеспечению безопасности нефтепроводов на участках пересечений с тектоническими разломами [4].

Остров Сахалин расположен вдоль нечетко выраженной граничной зоны между Евразийской тектонической платформой и Охотской микроплитой (Североамериканской плитой). Восточной границей этого района принято считать Курильский желоб, который протягивается в северо-восточном направлении, начинаясь восточнее Хоккайдо. Вдоль всего Сахалина протягиваются три крупных разлома, в меридиональном направлении: Западно-Сахалинский, Центрально-Сахалинский (Тынь-Поронайский) и Хоккайдо-Сахалинский (Северо-Сахалинский).

Трасса трубопроводов проекта «Сахалин – 2» проходит по сейсмоактивным зонам Центрально-Сахалинского и Хоккайдо-Сахалинского разломов и пересекает активные разломы, способные образовывать разрывы на поверхности грунта. Имеется одно пересечение с переходом через Горомайский разлом и 18 пересечений через Ключевской разлом. Последний разлом проходит в основном параллельно трассе трубопровода проекта «Сахалин – 2» на большей его части. В процессе проектирования несколько пересечений с разломами были исключены благодаря изменению трассы. Однако, из-за наличия населенных пунктов, действующих дорог и транспортных коридоров дальнейшее уменьшение числа пересечений невозможно. Переходы через разломы представляют значительную опасность для заглубленного трубопровода: если во время сейсмического события разрыв выйдет на поверхность, трубопроводу придется противостоять значительным дифференциальным смещениям поперек зоны разрыва. В основном, предпочтение отдается пересечению с подземной прокладкой трубопровода, так как при этом можно избежать технических решений, которые связаны с длинными участками незашемленной трубы; это также уменьшает возможность повреждений трубопровода при стороннем воздействии [1].

Обычным проектным решением для переходов через разломы является укладка трубопровода в неглубокую траншею с выположенными стенками и засыпка его рыхлым грунтом для обеспечения подвижности трубопровода в грунте. Однако постоянное зимнее промерзание грунта на Сахалине диктует необходимость применения и других специальных мероприятий.

Тектонические разломы, пересекаемые трассой трубопроводов проекта «Сахалин – 2», подразделяются на категории следующим образом [1]:

Категория № 1 – Очень простые тектонические разломы (всего 4). Данная категория включает разломы со смещением по простиранию с вертикальным движением и/или движением по простиранию равным 0,5 м.

Категория № 2 – Простые тектонические разломы (всего 4). Данная категория включает сбросы по простиранию с вертикальным движением и/или движением по простиранию, превышающим 0,50 м.

Категория № 3 – Сложные тектонические разломы (всего 1). Данная категория включает взбросы с общим вертикальным и горизонтальным движением, равным 0,7 м, и с такой ориентацией следа сброса, что угол пересечения трубопровода и разлома может быть легко выровнен по перпендикуляру (вдоль -20 градусов на Север) к направлению горизонтального смещения разлома (вдоль +70 градусов на Север), чтобы контролировать сжимающие нагрузки на трубопровод.

Категория № 4 – Очень сложные тектонические разломы (всего 3). Данная категория включает взбросы с общим вертикальным и горизонтальным движением, превышающим 0,7 м, и с такой ориентацией следа сброса, что угол пересечения трубопровода и разлома может быть легко выровнен по перпендикуляру (вдоль -20 градусов на Север) к направлению горизонтального смещения разлома (вдоль +70 градусов на Север), чтобы контролировать сжимающие нагрузки на трубопровод. В данном случае на трубопровод действуют относительно низкие сжимающие нагрузки, и считается, что температурные компенсаторы (изгибы) уменьшают риск обратного выгиба.

Категория № 5 – Чрезвычайно сложные тектонические разломы (всего 7). Данная категория включает взбросы с общим вертикальным и горизонтальным, превышающим 0,7 м, и с такой ориентацией следа сброса, что угол пересечения трубопровода и разлома не может быть выровнен по перпендикуляру (вдоль -20 градусов на Север) к направлению горизонтального смещения разлома (вдоль +70 градусов на Север), чтобы контролировать сжимающие нагрузки на трубопровод. В данном случае на трубопровод действуют относительно высокие сжимающие нагрузки, и считается, что температурные компенсаторы (изгибы) уменьшают риск обратного выгиба.

Рассмотрим технические решения, которые были приняты для организации подземного перехода через Горомайский разлом, который относится к категории чрезвычайно сложных разломов. Для повышения безопасности этого перехода были применены следующие решения [1, 2, 3]:

- ✓ Трубы сейсмического класса безопасности в районе следа сброса с учетом погрешности тектонического разлома.
- ✓ Трубопровод пересекает разлом перпендикулярно горизонтальному движению разлома (70 градусов на Север), что позволяет контролировать развитие чрезмерных сжимающих нагрузок, избежать обратного выгиба и ограничить развитие чрезмерных деформаций в результате изгиба.
- ✓ В зоне тектонического разлома применяются «компенсаторы специальной конфигурации».
- ✓ Траншея на месте перехода выполнена по всей ширине тектонического разлома с учетом погрешности, с тем, чтобы ограничить высокую местную деформацию изгиба, вызванную значительными силами взаимодействия между трубой и грунтом. Эта сила действует в осевом и поперечном, боковом и вертикальном направлениях.
- ✓ Расширенная траншея на местах резких изгибов трубопровода (от 50 до 200 м, в зависимости от ширины тектонического разлома, погрешности и т.д.), позволяет облегчить влияние высоких сжимающих нагрузок, вызывающих обратный выгиб.

Концепции специальных траншей основаны на принципе, что в случае землетрясения трубопровод сможет двигаться и, не повреждаясь, приспосабливаться к смещению разлома. Это означает, что во время движения разлома трубопровод должен быть в состоянии поглотить эти смещения, перемещаясь без образования чрезмерных деформаций, и, следовательно, не подвергая опасности структурную целостность трубы. Для того, чтобы достичь этого, материал обратной засыпки вокруг трубы, в траншее, должен легко сжиматься, таким образом, минимизируя фрикционное взаимодействие вокруг трубы. Чтобы утверждать, что поведение трубопровода соответствует результатам анализа напряженного состояния, специальная траншея не должна замерзать, так как обледенение приводит к изменению механических свойств материала обратной засыпки.

Кроме того, циклическое замерзание и оттаивание могут привести к нежелательным деформациям трубы или образованию местных напряжений. Для предотвращения замерзания внутри траншеи необходимо контролировать два важных фактора: отсутствие воды и тепловое равновесие.

Первый фактор необходимо контролировать путем строительства сухих траншей; второй – путем установки изоляционных плит поверх трубопроводов и внутри траншеи. Цель специальных траншей – обеспечить безопасность трубопровода в случае расчетного землетрясения. На переходе через тектонический разлом №1 Alt должны применяться расширенные траншеи. Для обратной засыпки траншей необходимо использовать чистый песок, либо легкий материал [3].

Для предотвращения появления воды в траншее трубопровода, с учетом гидрогеологических и морфологических условий, на переходе через тектонический разлом разработаны водонепроницаемые траншеи.

Данное решение предусматривает применение сухих траншей, защищенных от окружающего грунта с помощью гидроизоляции, которое реализуется посредством укладки листов водонепроницаемой геомембраны из полиэтилена высокой плотности по всей поверхности траншеи (дно и стены).

Таким образом, проектирование трубопровода необходимо осуществлять на основе двух принципов:

- ✓ трубопровод должен выдержать «проектное землетрясение» без повреждений, либо с минимальными повреждениями, при этом перерыв в работе трубопровода должен быть минимальным при отсутствии необходимости в крупном ремонте.
- ✓ трубопровод должен выдержать «максимальный проектный уровень землетрясения» без разрушения, при этом возможны существенные повреждения, которые приведут к перерыву в работе трубопровода и потребуют проведения ремонтных работ на одном или нескольких участках.

Литература

1. Проект Сахалин II: Этап 2. Анализ пересечений разломов нефтепровод 20" и газопровод 20" – разлом 1Alt» / Документ № 5600-Z-90-42-T-9002-00, 2008. – 51 с.
2. Проект Сахалин II: Этап 2. Основы проектирования переходов тектонических разломов / авторы. – Документ № 5600-Z-90-42-T-9006-00, 2008. – 116 с.
3. Проект Сахалин II: Этап 2. Конструкция траншей в зависимости от категории разлома – оценка взаимодействия труба-грунт» / Документ №. 5600-Z-90-42-T-9003-00-P2, 2007. – 127 с.
4. Суцев Т.С. Повышение безопасности магистральных нефтепроводов на участках пересечений с активными тектоническими разломами: Автореферат...дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 26 с.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПОРЫВАХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ И В ПОЙМЕННОЙ ЗОНЕ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

Л.Х. Тюлькин

Научный руководитель доцент А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитая система трубопроводного транспорта и его эффективная работа в настоящее время является одним из важнейших факторов, наряду с добычей и переработкой нефти, обуславливающих успешную деятельность любого нефтегазодобывающего предприятия, от деятельности которых зависит и экономика страны. В связи с этим выбранная тематика, несмотря на узкую направленность, входит в актуальное русло проблем энергетики России и обращает внимание на существующую в настоящее время проблему неэффективной эксплуатации промышленных трубопроводов в силу их высокой подверженности авариям.

Согласно статистике, проведенной в ОАО «Томскнефть» ВНК с 2009 по 2014 года, количество отказов на промысловых трубопроводах стало меньше лишь благодаря вовремя проведенным профилактическим работам – с 20,8 % снизилось до 12,9 %. Но профилактические мероприятия не являются решением проблемы, поскольку сами отказы связаны в первую очередь с коррозионным износом трубопроводов, что вновь повлечет за собой рост порывов. Отказы на промысловых трубопроводах наносят большой экономический ущерб не только из-за потерь продукта и нарушения работы нефтедобывающего оборудования, но и сопровождаются затратами на ликвидацию последствий аварии со стороны эксплуатирующего предприятия: существенный урон экологии – это загрязнение окружающей среды, гибель флоры и фауны; возникновение пожаров и даже человеческие жертвы.

Именно поэтому к трубопроводам предъявляются очень высокие требования, одним из которых является герметичность. Ведь именно безаварийная работа системы трубопроводов позволяет доставить весь объем добытой нефти для переработки и далее до потребителя.

Главная отличительная черта географии предприятия: разбросанность месторождений, большинство из них находится в труднодоступных Васюганских болотах. На сегодняшний день предприятие эксплуатирует 32 месторождения, которые находятся на большом расстоянии от города Стрежевой: 500 км на юго-запад – Крапивинское, 400 км на юго-восток – Лугинецкое, 100 км на северо-восток – Вахское. Степень заболоченности достигает до 80%. Коэффициент густоты речной сети – 0,32.

На всем протяжении нефтесборные трубопроводы имеют более 200 пересечений с водными объектами различного типа и ширины (крупные и мелкие реки, протоки, озера и т.д.), а так же со множеством ручьев и водотоков, являющихся частью водосборного бассейна таких крупных рек как Обь, Васюган и Вах.

Общая протяженность действующих трубопроводов системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК (нефтесборные и напорные коллектора) на конец 2014 года составляла более 3500 км, что более чем на 1200 км больше чем в 2009 году. В эксплуатации, в зависимости от объема перекачиваемого продукта, находятся трубопроводы очень широкого диапазона диаметров: от 73 до 630 мм.

Не смотря на то, что Общество ежегодно тратит значительные суммы на строительство новых трубопроводов, а так же на ремонт и реконструкцию трубопроводов выработавших свой ресурс, основной объем составляют трубопроводы с наработкой более 10 лет. Общая протяженность трубопроводов с наработкой более 10 лет за период с 2009 по 2014 гг. увеличилась с 35 % до 60 %.

Основной причиной отказов (79 %) является внутренняя ручейковая и питтинговая коррозия стенки основной трубы. В остальных же случаях (21 %) причиной отказов явилась разгерметизация трубопроводов по кольцевым сварным соединениям, запорной и регулирующей арматуре, а так же коррозия фасонных частей в результате различных факторов.

В последние годы в ОАО «Томскнефть» ВНК трубопроводам уделяется особое внимание: принята специальная программа повышения надежности трубопроводных сетей. Несмотря на то, что протяженность новых трубопроводов предприятия постоянно увеличивается, за последние 5 лет количество отказов на них снизилось почти на 45 %. Такие показатели были достигнуты благодаря постоянным профилактическим работам: капитальный ремонт, реконструкция, замена аварийных участков трубопроводов, запуск и приём очистных устройств, использование ингибитора коррозии и внедрению новых технологий в части диагностики нефтепроводов.

Основная задача при ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов на водной поверхности – ни при каких обстоятельствах не допустить загрязнения береговой полосы, так как в этом случае затраты на ликвидацию последствий аварии возрастают многократно. Сложность устранения аварийных разливов на водных поверхностях заключается в том, что возникает необходимость привлечения дорогостоящего оборудования и спецтехники (моторные лодки, боновые заграждения, нефтесборное оборудование и техника). Дополнительная сложность заключается (в большинстве случаев) в отсутствии подъездных путей для спецтехники. Не стоит так же забывать о том, что пластовая вода (сеноман) полностью растворяется в воде (в отличие от нефти) и приводит к гибели растительного и животного мира.

Метод, который используется в ОАО «Томскнефть» для предотвращения аварий на водных переходах – это монтаж резервной линии параллельно основной части трубопровода. В случае порыва основной линии, работа трубопровода переводится на резервную линию, что сокращает время выброса транспортируемого продукта в окружающую среду без остановки работы трубопровода в целом. Но данный метод не исключает попадания вредных веществ в окружающую среду (требуется время на поиск места отказа, прибытие аварийной бригады и перевод работы трубопровода на резервную линию). Существующие методы защиты трубопроводов (электрохимическая, ингибиторная) только замедляют процесс коррозии, но не предотвращают аварии на трубопроводах полностью.

Предлагаемый группой специалистов ОАО «Томскнефть» метод обустройства переходов трубопроводов через водные преграды и пойменные участки водных объектов полностью исключает попадание вредных веществ в окружающую среду при разгерметизации трубопроводов на данных участках.

При обустройстве переходов через водные объекты (реки, озера и т.д.) на трубопровод монтируются температурные компенсаторы и герметичный кожух, окончания которого расположены за границами пойменной зоны водного объекта, на расстоянии предотвращающем, в случае порыва, попадание транспортируемого продукта в водный объект (рис. 1). Свободное пространство между кожухом и трубопроводом заполняется нейтральной жидкостью с добавлением ингибитора коррозии под атмосферным давлением.

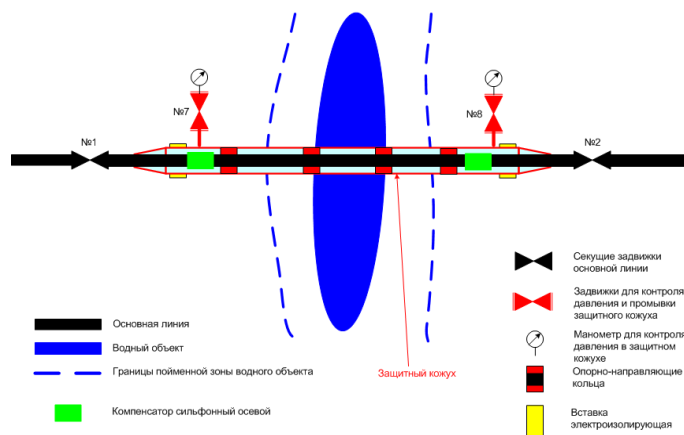


Рис. 1. Схема обустройства перехода трубопровода через водные преграды

В данном случае не происходит выброса рабочей жидкости в окружающую среду, т.к. трубопровод продолжает работать в нормальном режиме и размыва кожуха не произойдет по причине быстрого уравнивания давления между рабочей трубой и полостью кожуха. Скорость коррозии стенок основного трубопровода будет намного выше по сравнению со скоростью коррозии металла защитного кожуха, т.к. в защитном кожухе жидкость находится в спокойном состоянии, а в основном трубопроводе жидкость находится в движении (происходит разрушение оксидной пленки на поверхности металла), что значительно увеличивает скорость коррозии (чем больше скорость потока жидкости, тем больше скорость окисления металла). Так же в основном трубопроводе присутствует такой фактор как эрозия (механический износ нижней образующей трубы абразивными частицами вымываемыми из рабочего пласта). В то же время защитный кожух застрахован от размыва стенки турбулентными потоками, образующимися в результате завихрения жидкости в местах разрушения основного трубопровода, благодаря установке на основной трубе опорно-направляющих «колес-спейсеров».

Разность температурного удлинения между рабочей трубой и кожухом уравнивается с помощью установленных температурных компенсаторов. Современным способом продления срока эксплуатации трубопроводных систем является использование сильфонных металлических компенсаторов. Они позволяют исключить различные деформации, которые происходят в трубопроводах из-за постоянного перепада температур, давления и разного рода вибраций. Отсутствие компенсаторов на трубах может привести к таким нежелательным последствиям, как изменение длины трубы, при температурном расширении-сжатии металла трубы, это в дальнейшем приведет к разрыву трубопровода.

Трубопроводные системы с постоянной рабочей средой, как правило, подвергаются воздействию температурных расширений, изменению давления, различного рода вибрациям. Для устранения подобного рода воздействий необходима установка гибких элементов, которые будут способствовать компенсации вибраций, и как следствие этого способствовать предотвращению повреждения трубопроводной системы.

Компенсаторы являются оптимальным решением в случаях, когда система трубопроводных линий не способна компенсировать воздействие различного рода вибраций и температурных расширений. В этих случаях компенсатор берет на себя функцию гибкого звена в трубопроводной системе.

Сильфонные металлические компенсаторы имеют малые габариты, могут устанавливаться в любом месте трубопровода при любом способе его прокладки, не требуют строительства специальных камер и обслуживания в течение всего срока эксплуатации. Применение сильфонных компенсаторов обеспечивает надежную и эффективную защиту трубопроводов от статистических и динамических нагрузок, возникающих при температурных деформациях, вибрациях и гидроударах, возникающих в трубной системе при эксплуатации.

Металлические компенсаторы, благодаря использованию при изготовлении сильфонов высококачественных нержавеющей сталей, способны работать в самых жестких условиях с температурами рабочих сред от «абсолютного нуля» до 1000 °С в агрессивных средах и воспринимать рабочие давления от вакуума до 100 атм.

Преимущество данного способа монтажа переходов трубопроводов через природные и искусственные преграды заключается в том, что полностью исключено попадание вредных веществ в окружающую среду, и не требуется остановка работы трубопровода в целом, что положительно сказывается на работе трубопровода и всего оборудования применяемого в процессе добычи нефти в целом. Соответственно значительно снижаются затраты от остановок фонда скважин и ремонта оборудования.

В ходе написания данной статьи я рассмотрел и проанализировал различную информацию для решения следующих задач:

- ✓ Приведена характеристика трубопроводной системы транспортировки нефти ОАО «Томскнефть» ВНК, и выявлены основные факторы производства, влияющие на повышение риска аварийности: большой объём трубопроводов имеет наработку более 10 лет, ежегодный прирост протяженности действующих трубопроводов и ежегодный рост объёмов добычи, рост обводненности перекачиваемой жидкости и высокий коррозионный состав добываемой нефти.
- ✓ Проведен анализ аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК и анализ используемых методов по предотвращению. За последние пять лет количество аварий снизилось лишь благодаря вовремя проведённым профилактическим работам – с 20,8 % снизилось до 12,9 %. Но такое снижение количества аварий является лишь следствием своевременно проведенных мероприятий по предупреждению отказов на трубопроводах: капитальный ремонт, реконструкция, замена аварийных участков трубопроводов, запуск и приём очистных устройств, использование ингибитора коррозии. Саму проблему эти действия не устраняют. Поэтому необходимы поиски новых методов и их внедрение.
- ✓ Предложен и рассмотрен новый метод и дано экономическое обоснование его применения. Общая стоимость дополнительных материалов защитного кожуха согласно расчета составляет 4 351 494 руб. Стоимость строительно-монтажных работ, составляет 7 265 386 руб. Итого затраты на модернизацию трубопровода 11 616 880 руб. Сметная стоимость строительства рассматриваемого нефтесборного коллектора «куст20-УПСВ-8» составляет 46 050 000 руб.
- ✓ Проведено сравнение с возможными затратами при применяемом методе: экологический ущерб составляет 40 125 800 руб. Затраты на ликвидацию аварии составляют 14 887 634руб. Потери в добыче нефти 506 412 руб. Итого потери от ликвидации аварии и ее последствий 55 519 846руб.

В результате произведенных расчетов делаем вывод о том, что затраты на обустройство водного перехода по предложенной схеме увеличат стоимость строительства трубопровода на 20 %, в то время как

затраты на ликвидацию аварии, ее последствий и восстановление окружающей среды составляют 55 519 846 руб., что является экономически невыгодно и неэффективно.

Реализация предложенного комплекса мероприятий по совершенствованию системы трубопроводного транспорта в ОАО «Томскнефть» ВНК положительно скажется на росте объемов добычи нефти, кроме того улучшит условия труда работников данной компании. В связи с чем, предложенную систему мер можно считать эффективной и экономически выгодной.

Литература

1. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»
2. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов».
3. ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов».
4. «Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства» утверждённая Приказом Минприроды РФ №87 13.04.2009 г.

ПРОВЕДЕНИЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ НАДЗЕМНОЙ И ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТА «ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ»

3. А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» является логичным шагом в ответ на постепенное истощение действующих месторождений Западной Сибири, Татарстана и Башкирии на фоне начала разработки крупных месторождений севера Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края. Протяженность трассы по проекту составляет 487 км (310 км – надземная прокладка, 177 км – подземная прокладка), более половины её длины находится за полярным кругом [2]. Предусмотрено строительство двух нефтеперекачивающих станций, линейная часть состоит из труб диаметром 1020 мм (336 км) и 820 мм (151 км) с многослойным изоляционным покрытием (табл. 1) [4].

Таблица 1

Изоляционное покрытие труб нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

	Надземная прокладка		Подземная прокладка	
	Материал	Толщина, мм	Материал	Толщина, мм
Антикоррозионное покрытие	Заводское однослойное порошковое эпоксидное покрытие	-	Заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие	-
Теплоизоляция	Заливочный пенополиуретан	100	Заливочный пенополиуретан	75
Защитная оболочка	Спирально-замковая оболочка из оцинкованной стали	1,5	Спирально-замковая оболочка из стали с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием	1,5

К особенностям, осложняющим реализацию данного проекта, относятся:

- суровые климатические условия региона;
- высокая вязкость перекачиваемой нефти;
- наличие многолетнемерзлых грунтов.

Первые два условия вызывают необходимость подогрева нефти до температуры 60 °С, обеспечивающей снижение вязкости до уровня, при котором возможна перекачка нефти за счет работы одной головной и одной промежуточной нефтеперекачивающей станций [2]. Высокая температура перекачиваемой нефти оказывает значительное тепловое воздействие на грунт, что в условиях многолетнемерзлых грунтов увеличивает мощность деятельного слоя. Происходящие в нем физико-механические процессы: пучение, криогенное растрескивание, термокариет, могут привести к смещению трубопровода от проектного положения, изменению его напряженно-деформированного состояния и возникновению аварийной ситуации [1].

В соответствии принципом сохранения грунтов основания в мерзлом виде основным способом прокладки нефтепровода «Заполярье – Пурпе» выбрана надземная прокладка на свайном фундаменте [3]. Надземная прокладка трубопроводов большого диаметра является технологически очень сложной, требующей больших материальных затрат, однако в условиях данного проекта её использование оказалось целесообразным. К преимуществам можно отнести:

- минимизация теплового воздействия нефти на грунт;
- возможность применения сезонно действующих охлаждающих устройств, увеличивающих несущую способность грунтов;
- меньший уровень коррозионного воздействия по сравнению с подземной прокладкой.

Преимущества надземной прокладки нефтепровода являются очень значимыми для успеха реализации данного конкретного проекта. Однако надземная прокладка имеет и большое число недостатков, обуславливающих её относительно небольшое распространение в трубопроводном строительстве, с частью из которых пришлось столкнуться при реализации проекта «Заполярье-Пурпе» и предложить определенные пути их устранения (табл. 2) [2].

Главным преимуществом подземной прокладки нефтепровода, применительно к проекту «Заполярье-Пурпе», является её меньшая стоимость по сравнению с надземной прокладкой. Также можно выделить ещё ряд преимуществ:

- низкое тепловое воздействие окружающего воздуха на трубу и перекачиваемую нефть;
- отсутствие препятствий для ведения хозяйственной деятельности вдоль нефтепровода;
- беспрепятственное перемещение людей и техники поперек трассы нефтепровода.

Таблица 2

Недостатки надземной прокладки нефтепровода

№	Недостаток	Решение
1	Исключение любой хозяйственной деятельности в широкой полосе территории вдоль нефтепровода.	Не требуется, так как численность и плотность населения в регионе крайне мала.
2	Создание препятствий для свободного перемещения транспортных средств поперек трассы.	Организация переездов в местах пересечения нефтепровода с технологическими трассами и путями перегона северных оленей коренным населением.
3	Тепловое воздействие окружающего воздуха на транспортируемую нефть, повышающее её вязкость.	Подогрев нефти на нефтеперекачивающих станциях и специальных пунктах подогрева; использования труб с заводской тепловой изоляцией.
4	Тепловое воздействие окружающего воздуха на стенку трубы, вызывающее её деформацию.	Зигзагообразная прокладка нефтепровода; применение продольно-подвижных и свободно-подвижных опор.
5	Воздействие на опоры физико-механических процессов, происходящих в деятельном слое многолетнемерзлого грунта.	Применение термостабилизаторов грунтов; погружение свайного основания в грунт на глубину до 18 м.
6	Большая металлоемкость и стоимость строительства.	Применение на 36 % протяженности трассы более дешевой подземной прокладки.

Данные преимущества не являются существенными, поскольку они нивелируются за счет внедрения определенных технологических решений в проект надземной прокладки нефтепровода. В условиях распространения многолетнемерзлых грунтов у подземной прокладки нефтепровода появляется ряд недостатков (табл. 3) [3].

Подземный нефтепровод, проложенный в многолетнемерзлом грунте, не защищен от негативного воздействия физико-механических процессов, происходящих в деятельном слое. Если величина просадки или пучения грунта превысит максимально допустимые значения, возможна деформация нефтепровода с дальнейшим возникновением аварийных ситуаций. Чтобы избежать этого, необходимо тщательно исследовать несущую способность грунтов и максимально точно прогнозировать процессы, протекающие в деятельном слое многолетнемерзлого грунта.

Таблица 3

Недостатки подземной прокладки нефтепровода

№	Недостаток	Решение
1	Тепловое воздействие перекачиваемой нефти на многолетнемерзлый грунт, увеличивающее мощность деятельного слоя.	Использования труб с заводской тепловой изоляцией; замена льдистого грунта в траншее; применение дополнительного теплоизоляционного экрана.
2	Значительное коррозионное воздействие.	Использование труб с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием.
3	Воздействие на трубу физико-механических процессов, происходящих в деятельном слое многолетнемерзлого грунта.	-

Таким образом, надземная прокладка нефтепровода в районах Крайнего Севера на многолетнемерзлых грунтах является предпочтительной. Применение подземной прокладки может быть обусловлено только экономией средств. Для обеспечения должного уровня безопасности эксплуатации подземного нефтепровода на многолетнемерзлом грунте необходимо особое внимание уделить качеству изыскательских работ и моделированию процессов сезонной деформации грунтов.

Литература

1. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. – М.: Недра, 1978. – 167 с.

2. Лисин Ю. В., Сапсай А. Н. и др. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013. - № 4. – С. 6-11.
3. Лисин Ю. В., Сощенко А. Е. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. - № 1. – С. 24-28.
4. Суриков В. И., Ревин П. О., Фридлянд И. Я. Технические решения по теплоизоляции линейной части трубопроводной системы Заполярье – Пурпе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013. - № 1. – С. 12-16.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПРОХОДКИ СКВАЖИН ПО ЗАДАННОЙ ТРАЕКТОРИИ

Д.О. Чецин

Научный руководитель профессор Б.Б. Данилов

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Особым этапом строительства при прокладке коммуникаций нефтегазоснабжения являются участки с высокой плотностью застройки, а также участки со сложным рельефом. Зачастую единственной альтернативой в такой ситуации является применение бестраншейной технологии для прокладки коммуникаций. Из трех применяемых методов образования скважин (прокол, продавливание, бурение), наиболее применяемым является метод бурения. Распространенный в данное время метод гидравлического бурения имеет ряд недостатков, которые не позволяют его использовать в определенных условиях строительства [3]. Сухое бурение (с помощью штанг со шнеками) имеет ограничение по длине прокладываемой скважины, вследствие чрезмерного отклонения оси скважины от проектной и невозможности корректировки траектории рабочего органа.

Альтернативный метод образования скважины – метод прокола. Он характеризуется наибольшей простотой процесса и компактностью применяемого оборудования. Этот метод позволяет проходить скважины небольшого диаметра (до 300 мм) в прочных грунтах, а также применяется для проходки пионерной скважины с последующим ее расширением. Увеличение длины скважин свыше 30 метров сопровождается уменьшением вероятности его выхода в проектную конечную точку вследствие возрастающего действия случайных отклоняющих факторов [4]. Существенно расширить технологические возможности этого метода возможно за счет обеспечения возможности движения рабочего органа по заданной траектории, в том числе и криволинейной, и выхода скважины в заданную область подземного пространства.

Через некоторое время, после создания в ИГД СО РАН надежно работающих пневмоударных машин (пневмопробойников), началась разработка управляемых пневмопробойников, которой в разное время занимались как отечественные производители (ИГД СО РАН), так и зарубежные (Trakto-Technik, Vermeer (Германия), Allied Steel, Ditch Witch (США)) [2]. Несмотря на то, что были разработаны достаточно работоспособные машины и механизмы, в своем большинстве они остались, или техническим предложением, или опытным образцом.

В настоящее время в ИГД СО РАН разработан и испытан управляемый пневмопробойник по схеме изменения его внешней формы за счет отклонения хвостовой части (рис. 1). Такое решение продиктовано несколькими обстоятельствами. Во-первых, заднее расположение отклоняющего элемента позволяет в полной мере использовать для ударного механизма отработанные и выверенные конструктивные решения, применяемые в серийных машинах. Во-вторых, диаметр корпуса в рассматриваемой конструктивной схеме равен диаметру образуемой скважины, что позволит сохранить величину удельной мощности машины. В-третьих, заднее расположение отклоняющего элемента позволяет упростить конструкцию механизма управления за счет использования воздухоподводящего рукава для передачи управляющих команд.

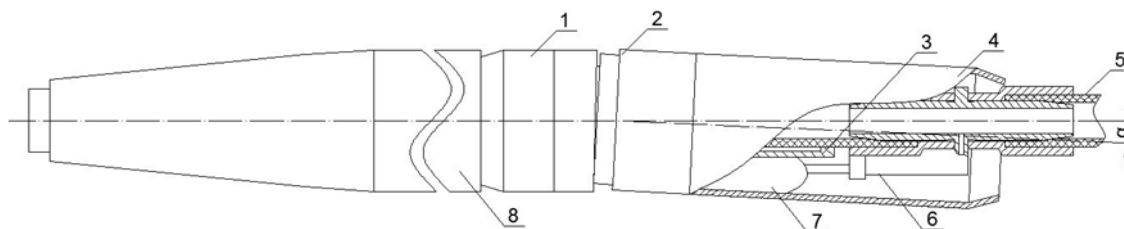


Рис. 1. Схема механизма управления траекторией пневмопробойника (при отклоненном хвостовике)

Механизм (рис. 1) представляет собой отклоняющий хвостовик 4, который шарнирно соединяется с задней гайкой 1 пневмопробойника 8 посредством гайки 2 и втулки 3. Для создания отклоняющего усилия в устройство вмонтирована эластичная камера 7, управляемая с помощью клапанного механизма 6. Выбор направления, в котором необходимо отклонить пневмопробойник, осуществляется поворотом воздухоподводящего шланга (рукава) 5. Для отклонения корпуса пневмопробойника в эластичную камеру через

клапанный механизм подается давление. Камера создает усилие, которое поворачивает хвостовик относительно втулки 3 и корпуса пневмопробойника 8 на некоторый угол α .

Действующая модель такого управляемого пневмопробойника была изготовлена и испытана в стендовых и полевых условиях. В процессе испытаний угол отклонения хвостовика составлял $\alpha \approx 4^\circ$, длина корпуса пневмопробойника $L_1=1380$ мм, длина хвостовой части $L_2=280$ мм. Стендовые испытания проводилась в специальном грунтовом канале. В соответствии с полученными данными построена траектория движения пневмопробойника в грунтовом канале (рис. 2).

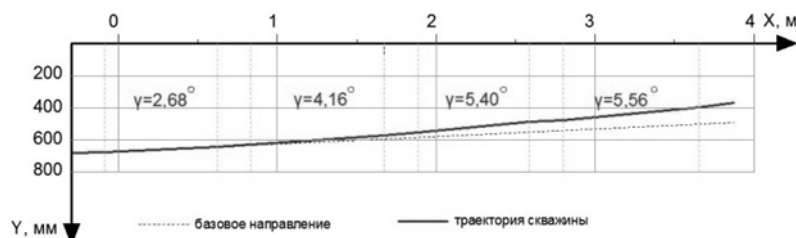


Рис. 2. Траектория движения пневмопробойника в грунтовом канале

На рисунке по оси X измеряется длина полученной скважины (в горизонтальной проекции), а по оси Y – изменение положения пневмопробойника в вертикальной плоскости. Угол γ – наклон продольной оси пневмопробойника к горизонту.

Испытания пневмопробойника в грунте естественного сложения производились на территории инженерно-технического комплекса ИГД СО РАН «Зеленая Горка», где были сооружены стартовый и приемный котлованы. Проходка скважины производилась без остановок до выхода пневмопробойника в приемный котлован. Для определения пространственной ориентации оси сооруженной скважины использовалось серийное электронное устройство для определения местоположения и пространственной ориентации рабочего органа установки направленного горизонтального бурения. Электромагнитный излучатель устройства протягивался по скважине. Сигнал излучателя принимался и обрабатывался приемником на поверхности. В соответствии с полученными данными построена траектория движения пневмопробойника в естественном грунте (рис. 3).

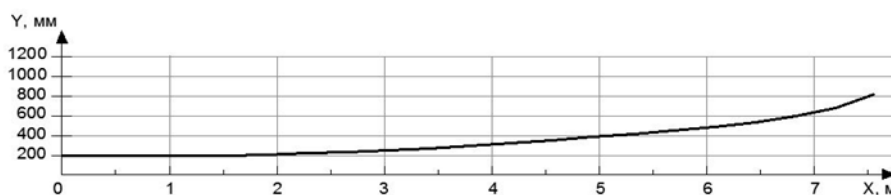


Рис. 3. Траектория движения пневмопробойника в грунтовом массиве

Оценка результатов испытаний показала, что отклоняющее устройство предложенной конструкции позволяет достигать отклонения оси скважины на величину в среднем до 80 мм на метр длины. Для проверки достаточности этой величины проведен анализ результатов проводившихся в ИГД СО РАН исследований прямолинейности скважин, образованных пневмопробойником [1]. Анализ выявил, что для скважины диаметром до 130 мм и длиной 25 м ее отклонение от первоначального направления на выходе в различных типах грунтов в среднем составляет величину около 150 мм или 6 мм на метр длины.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что выбранный способ корректировки траектории и предложенное конструктивное решение механизма отклонения направления пневмопробойника позволит компенсировать воздействие большинства случайных отклоняющих факторов и обеспечить выход скважины в заданную область подземного пространства. Кроме того, появляется возможность прокладки скважин методом прокола с заведомо криволинейной траекторией для коммуникаций диаметром как до 300 мм, так и более (путем расширения с помощью сухого бурения). В настоящее время ведется разработка математической модели устройства с целью оптимизации параметров отклоняющего механизма и более точной оценки возможностей управляемых пневмопробойников различного типоразмера.

Литература

1. Гурков К.С., Климашко В.В., Костылев А.Д. и др. Пневмопробойники. – Новосибирск: Институт горного дела СО АН СССР, 1990. – 218 с.
2. Костылев А.Д. Опыт создания управляемых пневмопробойников // ФТПРПИ, 1996. – № 6. – С. 77 – 82.
3. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий / А.П. Рыбаков. – М.: Пресс Бюро. – № 1. – 2005. – 304 с.
4. Суднишников Б.В., Костылев А.Д., Тупицин К.К. Пневмопробойники в строительстве и горном деле // ФТПРПИ, 1970. – № 2. – С. 44 – 49.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А. Юркин, В.Е. Ошлыков, П.С. Харитонов, В.А. Бокор

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное развитие нефтяной отрасли предполагает наличие ресурсоэффективных технологий, которые базируются на технических, экономических и экологических принципах. Нарушение технологических режимов транспортировки углеводородов может привести к невосполнимым потерям природных ресурсов и нанести существенный экологический ущерб. Поэтому международные экологические стандарты ИСО 14000 предполагают повышенные виды ответственности к предприятиям, допустившим указанные нарушения [1]. Тем не менее, нефтяные компании ежегодно несут серьезные финансовые затраты, связанные с аварийными или чрезвычайными ситуациями при транспорте нефти и нефтепродуктов [2]. В связи с вышеуказанным, возникает необходимость в совершенствовании существующих и разработке новых эффективных и быстрореализуемых технологий локализации и утилизации нефтяных разливов.

Ежегодный объём поступающих на утилизацию углеводородов с загрязнениями, требует развития высокоэффективных, недорогих и экологически безопасных технологий, которые базируются на различных физико-химических методах разделения.

В настоящее время существуют как зарубежные, так и Российские аналоги по очистке/утилизации нефтезагрязнений или нефтешламов. Проведённый литературный анализ позволил выявить наиболее востребованные технологии, разработанные российскими производителями (ООО ПКФ «Авантаж», ООО «Спецавтоком», ЗАО «РусЭкоПроект») и зарубежными производителями (ООО «Alfa laval», AG «MOG») [3-5].

Как одно из наиболее успешных решений, с точки зрения технической базы и экономической выгоды, была выбрана действующая шведская установка компании «Alfa laval», её основные характеристики представлены в табл. 1. Все расчёты были выполнены для одного месяца работы при пятидневном графике и обычной рабочей смене (восьмичасовой рабочий день), в расчётах использовались текущие цены на переработку жидкого нефтешлама, который является недорогостоящим для переработки продуктом, с ценой, находящейся в пределах 1250 руб./м³.

Таблица 1

Характеристики установки компании «Alfa laval»

Название компании	Мощность	Цена	Производительность	Методы очистки
ООО «Alfa laval»	45 кВт	13 000 000	9 м ³ /ч	Физ-хим-био.
Цена 1 блока	Цена работы (сеть)	Цена работы (поле)	Полная прибыль	Время окупаемости
	34 560		1 800 000	7,5 мес.

Достоинствами шведского проекта являются высокое качество утилизации любых нефтепродуктов, его соответствие всем современным экологическим стандартам, высокая надёжность и гарантированная техническая поддержка от производителя. Тем не менее, имеются недостатки, а именно: невозможность регенерации исходного сырья, что в свою очередь, оправдано высокой производительностью, а также необходимость в расходных материалах (картриджи для фильтров и химические реагенты).

Исходя из достоинств проекта компании «Alfa laval», учитывая его недостатки, авторами была предпринята попытка создания технологии импортозамещения (моделирование новой установки), с учётом перечисленных особенностей.

Проведенные расчёты, основанные на затратах при работе новой модельной установки от различных источников питания, показали, что одним из ключевых способов снижения себестоимости утилизации продукта может является возможность ведения работы стационарно. В то время как автономная полевая работа будет обходиться предприятию-потребителю в три-четыре раза дороже в зависимости от условий эксплуатации (табл. 2).

Таблица 2

Характеристики предлагаемого авторами решения

Название компании	Мощность	Цена	Производительность	Методы очистки
ОАО «МЫ»	15 кВт	1 545 200	2 м ³ /ч	физические
Цена 1 блока	Цена работы (сеть)	Цена работы (поле)	Полная прибыль	Время окупаемости
300 000	11 520	47 232	400 000	4 мес.

Не менее важной особенностью предлагаемой технологии является применение физических методов очистки, что позволит приблизиться к требуемому качеству исходного сырья без потери его структуры, в отличие от биологических и химических методов очистки. Поэтому можно говорить о ресурсоэффективности выбранного метода и возможности частичной регенерации исходного углеводородного сырья для дальнейшего использования. (например, при производстве дорожных покрытий или строительных материалов и т.д.)

Необходимо отметить, что изменение курса России в развитии производства предполагает использование отечественных компонентов (деталей) в проектировании, как наиболее экономически обоснованных. В результате может значительно снизиться себестоимость проекта при его сборке и цена готового продукта, без существенной потери в качестве, относительно действующих шведских и британских аналогов.

Авторами были проведены технико-экономические расчеты для краткосрочной (3 года) и долгосрочной (10 лет) перспектив использования предлагаемого решения и его шведского аналога при условии использования только физических методов переработки. Себестоимость одного м³ продукта составляла 500 руб. Из всех возможных расходов учитывалась только энергия, необходимая для работы от сети. По сравнению со шведской установкой компании «Alfa laval», предлагаемое авторами решение выигрывает в краткосрочной перспективе, так как прибыль от использования значительно превышает расходы. В долгосрочной перспективе разрыв между прибылью от установок не существенен (таблица 3).

Таблица 3

Сравнение размеров прибыли и объемов работы в краткосрочной и долгосрочной перспективе

Параметры	Alfa laval (1 установка)	ОАО «Мы» (4 установки)
Производительность установок (м ³ /ч)	9	8
Расходы (установка и энергия, 3 года)	14 244 160 руб.	6 595 520 руб.
Полная прибыль (3 года)	25 920 000 руб.	23 040 000 руб.
Объём переработанного (3 года)	51 840 м ³	46 080 м ³
Расходы (установка и энергия, 10 лет)	17 147 200 руб.	7 563 200 руб.
Полная прибыль (10 лет)	86 400 000 руб.	76 800 000 руб.
Объём переработанного (10 лет)	172 800 м ³	153 600 м ³

Таким образом:

- ✓ предлагаемое нами решение обладает низкой стоимостью, относительно европейских аналогов;
- ✓ благодаря мобильности и малому числу необходимого обслуживающего персонала на одну установку (до трёх человек, включая оператора) становится возможным ликвидировать последствия разлива на месте методами *in situ*, что позволяет значительно снизить затраты, относительно применяющихся методов *ex situ*;
- ✓ дальнейшая разработка и постройка серийного производства, при необходимом финансировании, позволит дать квалифицированным специалистам новые рабочие места, а также решить проблему небольших локальных разливов, находящихся далеко от крупных нефтеперерабатывающих предприятий;
- ✓ производительность установки достаточна для того, чтобы полностью утилизировать отходы небольшого нефтеперерабатывающего предприятия.

Литература

1. Сайт РБК. [Электронный ресурс]: РосБизнесКансалдинг / Электрон. журн. М., 2000. URL: http://t.rbc.ru/tyumen_freeneews/19/11/2014/956527.shtml (дата обращения 27.01.15).
2. Независимая газета. [Электронный ресурс]: Электрон. журн. М., 2000. URL: http://www.ng.ru/ng_energiya/2014-12-09/11_vred.html (дата обращения 27.01.15).
3. Установка Storm-15. [Электронный ресурс]: Сайт компании «Man oil group». URL: <http://www.manoilgroup.com/media/storm-15-ru.pdf> (дата обращения 17.09.14).
4. Пат. 94012433 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Способ переработки нефтяных шламов и обезвреживания грунтов / Зоркин В.А., Бушуева Н.Н., Побединский Н.А, Безносков В.Н., Чевардова Н.П., Айсин Е.Х., Моисеев П.А., Чалченко В.П.; заявитель и патентообладатель Зоркин В.А., Бушуева Н.Н., Побединский Н.А, Безносков В.Н., Чевардова Н.П., Айсин Е.Х., Моисеев П.А., Чалченко В.П. - № 94012433/26; заявл. 08.04.94; опубл. 20.08.96, Бюл. № 36 (II ч.). – 3 с.
5. Пат. 2434051 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Передвижная модульная установка для утилизации нефтешламов и отходов производства нефти и газа / Ильин Р.Ю., Лукьянов А.С., Серегин С.Н., Захарьев Г.Г., Магзанов С.И. Сидоренко В.Н.; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество Русэкопроект - № 2000131736/09; заявл. 11.06.10; опубл. 20.11.11, Бюл. № 32 (II ч.). – 3 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

Подсекция 2

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ И ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ БЫСТРОПРОТЕКАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ В УЗЛАХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

С.Н. Харламов¹, Ю.И. Усенко², Ю.А. Ковалев²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Инженерно-технический центр, г. Томск, Россия*

Аннотация. Работа посвящена обсуждению современных проблем моделирования классов внутренних задач динамики вязких сред, включающих сильнонелинейные эффекты, а также демонстрации тенденций, перспектив и достижений отечественного и зарубежного опыта в прогнозе газодинамических и термодинамических процессов в элементах энергетических устройств и секциях трубопроводных систем с произвольной кривизной поверхности стенки.

Введение. Во второй половине XX в. новое развитие приобрели комплексные подходы к детальному физико-математическому и численному моделированию процессов, сопровождающих работу энергетических устройств, систем трубопроводного транспорта природного сырья до потребителя, осложненных нестационарностью, неизотермичностью, турбулентностью, переменностью теплофизических свойств рабочего тела, химическими реакциями и тепломассопереносом с внешней средой в связи с совершенствованием опытного оборудования и внедрением высокопроизводительных средств вычислительной техники. В это же время большой прогресс получили исследования гидрогазодинамической эволюции термодинамических систем, геологической истории, рационального использования природных ресурсов, обнаружения и оперативного предотвращения катастрофических взаимодействий внешней среды с человеком на основе вынесенного за пределы земной атмосферы астрономического и технологического оборудования. В таких условиях реализация любых программ по развитию технологий, проектирования оборудования для нефтегазовой и химико-технологической, теплоэнергетической и ракетно-космической отраслей промышленности сопряжена с решением проблем создания безаварийных и надежных систем доставки сырья широкого назначения. К ним, прежде всего, следует отнести трубопроводные системы, энергетические устройства, включающие узлы и соединения со сложной конфигурацией поверхности стенки, работающие в режимах интенсивных внешних воздействий и быстропротекающих внутренних тепловых и динамических процессов. Учитывая рост технических возможностей в настоящее время в России и за рубежом активно ведутся фундаментальные и прикладные исследования по комплексному моделированию внутренних процессов в смесях вязких сред с высокоскоростным движением рабочего тела по узлам трубопровода, включающего подвижную границу. В таких системах - "камерах" - часто формируются повышенные температуры и давления, которые вызывают нежелательные эффекты преобразования внутренней энергии потока в кинетическую энергию подвижных границ, тепловую энергию в энергию химических связей и слабо поддаются управлению.

Перспективы исследований трубопроводных систем. В данной части работы анализируются тенденции, перспективы и достижения в комплексном физико-математическом и численном моделировании, экспериментальном анализе процессов гидро- и газодинамики, сопряженного тепло- и массообмена при высокоскоростных движениях химических активных гомогенных и гетерогенных вязких сред в трубопроводных системах со скачками площади поперечного сечения, узлами и соединениями T-, U-, F-, S- образной формы с подвижной границей, инициирующие высоконестационарные течения и быстропротекающие процессы у поверхности трубопровода. Отмечаются проблемы использования современных теплогазодинамических моделей с дифференциальными уравнениями второго порядка для компонент полного тензора напряжений Рейнольдса и удельных потоков тепла и массы в сложных течениях. А также уясняются возможности RANS - подхода в прогнозе быстрых явлений и механизмов изменений структуры потока на основе глубокого проникновения в суть взаимосвязанных мелкомасштабных процессов переноса, сопровождающих нестационарный режим транспортировки продуктов по секциям трубопровода сложной формы. Особое внимание при построении моделей уделено прогнозу эффектов, сопровождающих процессы интенсивного теплового и динамического воздействия потока смесей газов на стенку трубопровода в окрестности ввода энергии; неравновесных и равновесных химических реакций, например, диссоциации, а при повышенном тепловом фоне и ионизации в рабочей среде; термической деградации поверхности узла или соединения указанной выше формы; засорения рабочего газа парами и/или твердыми частицами металла и т.д.

Хорошо известно [1-5], что на состояние рабочей среды в трубопроводах в условиях возможных больших перепадов давления оказывает влияние не только динамическая эволюция смеси, наличие слабых и сильных разрывов, но и внутрифазные и межфазные процессы переноса тепла, массы, химические превращения и турбулентность. С учётом отмеченных особенностей в работе обсуждается и строится математическая модель к детальному прогнозу локальных процессов переноса с учетом взаимовлияния эффектов турбулентности и химических реакций как при “глубоко” равновесных, так и неравновесных режимах, а также наличия выраженной деформации поверхности стенки. Отмечаются проблемы численного интегрирования определяющих уравнений в химически реагирующих течениях с замыканиями второго порядка для турбулентных потоков импульса, тепла и массы с опорными двухпараметрическими базами для динамической (k-L), тепловой ($\overline{h'^2} - \varepsilon_{h'}$) и диффузионных ($\overline{\xi'^2} - \varepsilon_{\xi'}$) частей задачи [2]. Здесь представлено: k – кинетическая энергия турбулентности, L- интегральный масштаб энергосодержащих вихрей, $\overline{h'^2}$ - автокорреляция пульсаций энтальпии, $\varepsilon_{h'}$ - скорость диссипации пульсаций энтальпии, $\overline{\xi'^2}$ - интенсивность пульсаций консервативной скалярной величины (коэффициент смеси), $\varepsilon_{\xi'}$ - скорость ее диссипации, черта над знаком функции – временное осреднение по Рейнольдсу. Отдельные результаты этого перспективного подхода полно отмечены в [1 - 4].

Отдельные результаты и их обсуждение. Представленные результаты по высокотемпературному движению теплоносителя по контуру ЦПС позволяют утверждать о существенном влиянии геометрии на структуру течения. Срыв потока в боковой патрубков заметно интенсифицирует уровень теплогидродинамических пульсаций и перераспределяет кинетическую энергию турбулентности потока, вихри большой энергии в направлении одной их стенок. Установлено, что процесс перераспределения энергии сопряжен с формированием анизотропной турбулентной структуры. И в этом огромную роль играют механизмы баланса турбулентного переноса импульса: корреляция пульсаций поля давления и скорости. Расчетами установлено наличие новых свойств двухпараметрических моделей, важных для формулировки замкнутой формы неизвестных членов высшего порядка таких, как турбулентная диффузия, диссипация и перераспределение в уравнениях рейнольдсовых напряжений и удельных турбулентных потоков. Показаны картины пространственных распределений параметров локальной структуры течения в секциях трубопровода (изменения пульсационных полей скорости, температуры и состава, а также их корреляций) в произвольные моменты времени. Эти сведения весьма ценны и полезны для практических приложений в расчетах сложных течений. Для практики весьма ценно, что из – за многопараметричности и многомерности рассматриваемых явлений в трубопроводе модели турбулентности такого уровня, как “Reynolds stresses- Scalar fluxes”, требуют предварительной настройки на рассматриваемый режим описания быстропротекающего движения с включением надежных данных об изменении “тонкой” структуры инертного и химически реагирующего потока. Настройка включает коррекцию численной процедуры к конкретным условиям, как по кинематическим аспектам явления, так и по тепловым характеристикам. Заметим, что при таком подходе надежность вычислительной технологии подтверждается результатами многочисленных сопоставлений расчетов с опытными данными по “реперным” процессам, так и реальным ситуациям течений в трубопроводе с узлами и соединениями рассматриваемой формы.

В части описания интегральных параметров в быстропротекающих явлениях установлено следующее. Прогноз диссипативных потерь энергии в высокоскоростном течении химически реагирующих сред в трубопроводе вполне корректен по квазистационарным критериальным зависимостям. Так, для определения коэффициентов трения и теплоотдачи в практику рекомендуются связи:

$$\zeta = 0,131 \text{Re}^{-0,18} \left(\frac{\Theta}{T_w} \right)^{0,215} \left(\frac{\tilde{c}_{p \text{ eff}}}{c_p} \right)^{-0,35}; \quad (1)$$

$$\text{Nu} = 0,0162 \text{Re}^{-0,82} \text{Pr}^{0,4} \left(\frac{\Theta}{T_w} \right)^{0,215} \left(\frac{\tilde{c}_{p \text{ eff}}}{c_p} \right)^{0,45}; \quad (2)$$

$$\text{Re} = D \rho \bar{u} / \mu(\bar{T}), \quad \text{Pr} = c_p \mu(\bar{T}) / \lambda(\bar{T}), \quad \Theta = \bar{T} + r_w \bar{u}^2 / (2c_p), \quad r_w = \sqrt[3]{\text{Pr}}; \quad (3)$$

$$\tau_w = (\zeta/8) \bar{\rho} \bar{u}^2, \quad q_w = \text{Nu} (\Theta - T_w) \lambda(\bar{T}) / D. \quad (4)$$

Здесь ζ - коэффициент сопротивления трения; Nu, Pr - числа Нуссельта и Прандтля; Θ - температура торможения потока; r_w - коэффициент восстановления; $\bar{\rho}, \bar{T}$ - средняя по сечению канала плотность газа и среднemasсовая температура потока; T_w - температура внутренней поверхности трубопровода.

Кроме того, опыт исследований равновесно-диссоциирующих внутренних режимов течений вязких сред показывает, что в их детальном математическом моделировании вполне достаточны уравнения в форме связей Гульдберга-Вааге, Саха, сформулированных для учета пульсаций температуры и состава (детали подхода подробно изложены, например, в [2]). Заметим, что такой способ позволяет проанализировать ряд важных фундаментальных эффектов, сопровождающих сдвиговые течения: взаимодействие химических превращений и турбулентности; влияние реакций на интенсивность теплопереноса к идеально каталитической неизотермической стенке. Для данных условий течения также установлено, что уровень пульсаций температуры

в рекомбинирующем у стенок трубопровода газе довольно высок и способен значительно менять локальный состав смеси. Перестройка поля температуры за счет теплового эффекта химической реакции сказывается на кинематических характеристиках течения, а также на величине энергии турбулентных пульсаций. Последняя существенно увеличивается в реагирующем потоке. Исследование показывает, что учет химических превращений оказывает влияние на интегральные характеристики процесса.

Таким образом, предложенные в работе подходы, модели и методы прогноза сложных течений в ТП с секциями сложной формы стенки неизменно демонстрируют высокую точность, весьма корректны для систем со специфической реологией и могут быть полезны при выполнении заданий, связанных с организацией эффективного управления транспортировкой продуктов в режимах быстропротекающих процессов.

Литература

1. Бубенчиков А.М., Гольдин В.Д., Панько С.В., Старченко А.В., Харламов С.Н. Исследование турбулентных вихревых течений газа и аэродисперсных смесей в камерах и свободном пространстве // Третий Сибирский конгресс по прикладной и индустриальной математике (ИНПРИМ'98). Ч.2. Сек. Механика. 1998. -Новосибирск, 1998. - С. 89 – 90.
2. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. - Томск: Изд-во ТГУ, 2001. -440 с.
3. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines (academic book). Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. 263p.
4. 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.
5. Харламов С.Н. Выработка решений по защите теплообменников от гидравлического удара. Материалы итогового отчета в ООО "Томский инженерно-технический центр". Томск. 2012 (Хд № 1-526/12у от 01.08.2012г.).

ЯВЛЕНИЕ РОЛЛОВЕРА ДЛЯ ХРАНИЛИЩ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Р.Х. Агеев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия.

Система хранения сжиженного природного газа (СПГ) включает в себя следующие элементы: стационарные резервуары; оборудование, предназначенное для заполнения резервуаров от технологических линий сжижения газа; оборудования для отгрузки (стендеры); оборудование, обеспечивающее безопасность хранения СПГ. При этом стоимость резервуарного парка составляет до 50 % стоимости всего комплекса. Соответственно, к этим сооружениям должны предъявляться особые требования как при строительстве, так и при эксплуатации [1].

Несмотря на малую аварийность объектов хранения СПГ, всё же аварии происходили и при строительстве, и при эксплуатации. Одной из технологических проблем при эксплуатации является стратификация жидкости в хранилище, и затем возможное резкое перемешивание слоёв и интенсивное парообразование, превышающее стационарное испарение, что может привести к повреждению резервуара [2].

В зарубежной литературе данный процесс получил название «ролловер» (rollover - «переворачивание») Физическая модель процесса отличается тем, что при загрузке резервуара свойства продукта, уже хранящегося в изотермическом резервуаре (ИР), отличаются от свойств СПГ, закачиваемого в резервуар. В ИР, оборудованных системой нижнего налива, СПГ, имеющий большую плотность, образует нижний слой. СПГ, имеющий меньшую плотность, формирует верхний слой, который располагается над поверхностью нижнего, не перемешиваясь с ним. Перегреваясь относительно температуры насыщения за счет внешнего теплопритока через днище и стенки, продукт в нижнем слое при этом не имеет возможности компенсировать теплоприток за счет испарения, т.к. поверхность теплообмена закрыта нижним слоем. Однако имеют место процессы тепло- и массообмена двух слоев между собой и верхнего слоя с парогазовой фазой. В конечном итоге, в определенный момент времени после загрузки и образования стратификации, за счет описанных выше процессов плотности слоев выравниваются с последующей резкой интенсификацией процессов испарения продукта (ролловер). В этом случае важно знать время наступления «ролловера» и возможное парообразование, чтобы предотвратить повреждение хранилища.

Поэтому изучение явления ролловера является актуальной, особенно для России, т.к. на о. Сахалин уже действует завод по производству СПГ и рассматриваются варианты строительства аналогичных заводов на Штокмановском месторождении и на п-ве Ямал, а нормативно-техническая база для объектов СПГ практически отсутствует.

Причины ролловера:

- Когда есть разница температур жидкости.
- Если СПГ хранится в течение длительного времени без циркуляции.
- Если две различные партии СПГ хранятся в одном резервуаре

Эффект от ролловера:

- Увеличение скорости испарения до 10 раз, в отличии от нормального состояния
- Повышение давления бака
- Подъем предохранительного клапана резервуара

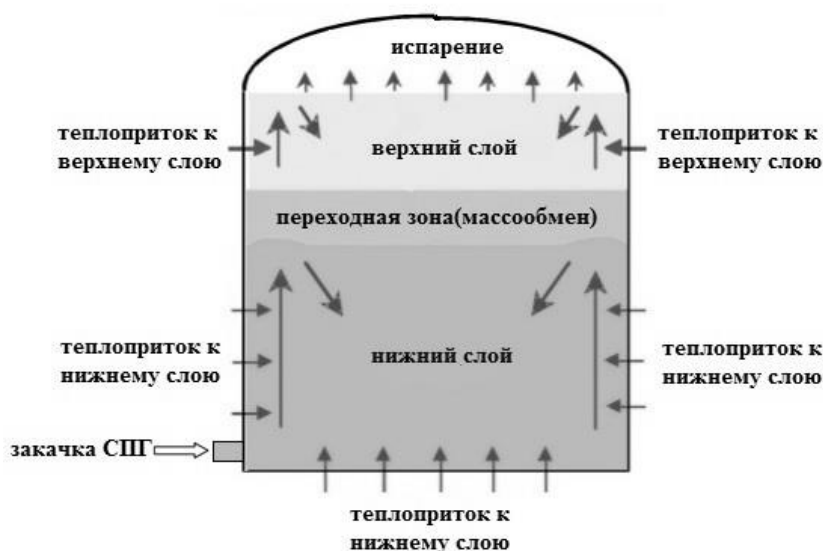


Рис. 1 Перемешивание слоев при закачке продукта в резервуар с процессами тепло- и массообмена

Меры по предотвращению ролловера:

- Партии СПГ с различной плотностью, хранить отдельно
- Загрузка резервуара со специальным оборудованием, такими как насадки способствующие смешиванию СПГ при загрузке (используется для береговых резервуаров).
- Следует избегать продолжительных остановок подачи СПГ при загрузке резервуара.
- Постоянно контролировать уровень испарения СПГ

Как было отмечено выше, причина явления переворачивания слоев - недостаточное смешивание поступающей в резервуар партии продукта с уже находящейся в нем жидкостью. Однако стратификация с дальнейшим вскипанием может также произойти при выдерживании СПГ в течение длительного времени в резервуаре без рециркуляции или при содержании азота в составе СПГ более 1 % (такая пороговая концентрация установлена по данным международных исследований явления rollover). Для предотвращения стратификации резервуар оснащается системой рециркуляции с использованием насосов, а налив продукта должен быть организован предпочтительно таким образом, чтобы более тяжелый продукт образовывал верхний слой и смешение фаз, происходило за счет естественной гравитации. Поэтому конструкция резервуара должна предусматривать системы верхнего и нижнего налива, а также средства контроля плотности и температуры на разных уровнях. Кроме того, как правило, предусматривается многоуровневая защита резервуара от превышения внутреннего избыточного давления газовой фазы, обеспечивающая сброс газа в атмосферу или на факел [3].

Чтобы предсказать параметры, при которых может произойти явление ролловера, необходимо провести математическое моделирование процесса. Математическое моделирование явления ролловера предполагает использование уравнений математической физики, характеризующих процессы переноса теплоты, массы и импульса в рамках термодинамики необратимых процессов.

Литература

1. Интернет-ресурсы: <http://lngas.ru/life-safety-lng/problems-termodynamika-spg.html>.
2. Рахимов В.О. Метод расчёта теплогидравлического режима резервуара для хранения сжиженного природного газа / В.О. Рахимов, Г.Е. Коробков // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (3-4 февраля 2012 года) / под. ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012 – С. 312-316.
3. Васильев, Г. Г. Особенности обеспечения безопасной эксплуатации крупногабаритных изотермических резервуаров для хранения сжиженного природного газа / Г. Г. Васильев, С. Г. Иванцова, А. И. Рахманин // Газовая промышленность. – Выпуск: 11 11. – Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013 – С. 57-61.

МЕТОД РАСЧЕТА ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАССОБМЕНА СТРАТИФИЦИРОВАННОЙ ЖИДКОСТИ В ХРАНИЛИЩЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Р.Х. Агеев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия.

В настоящее время газовая промышленность России достигла высокого уровня как по добыче газа, так и по его реализации. Однако отсутствие магистральных газопроводов на некоторых территориях страны создает проблемы газификации таких регионов сетевым газом. Поэтому вполне обоснованной является необходимость

создания системы альтернативного трубопровода варианта транспортировки природного газа в сжиженном виде.

При проектировании комплексов по подготовке и использованию сжиженного природного газа (СПГ) неизбежно встает вопрос о выборе способа хранения значительных объемов СПГ. Практика строительства комплексов показывает, что на долю резервуаров для хранения СПГ приходится до 50% общих капиталовложений. Соответственно, к этим сооружениям должны предъявляться особые требования как при строительстве, так и при эксплуатации.

Хорошо известно, что одним из важных факторов опасности СПГ являются его низкая температура кипения, что не позволяет обеспечить его хранение без потерь, а также изменение состава (плотности) и температуры кипения СПГ при хранении за счет испарения более легкого компонента (метана). Данные факторы при пополнении хранилищ, имеющих остатки топлива, новой порцией СПГ, с плотностью и температурой, отличающейся от аналогичных параметров в остатке топлива, могут приводить к образованию стратифицированных макро слоев СПГ в хранилище [1,2]. При последующем протекании тепло- и массообменных процессов в слоях СПГ возможно возникновение режима интенсивного перемешивания (явление «ролlover») с практически мгновенным испарением больших масс СПГ и резким повышением давления в хранилище. Все это способствует и разрушению хранилища и интенсификации неблагоприятных технологических процессов [3]. Схематическая картина механизмов тепло- и массообмена указанного явления кратко проиллюстрирована на рис. 1.

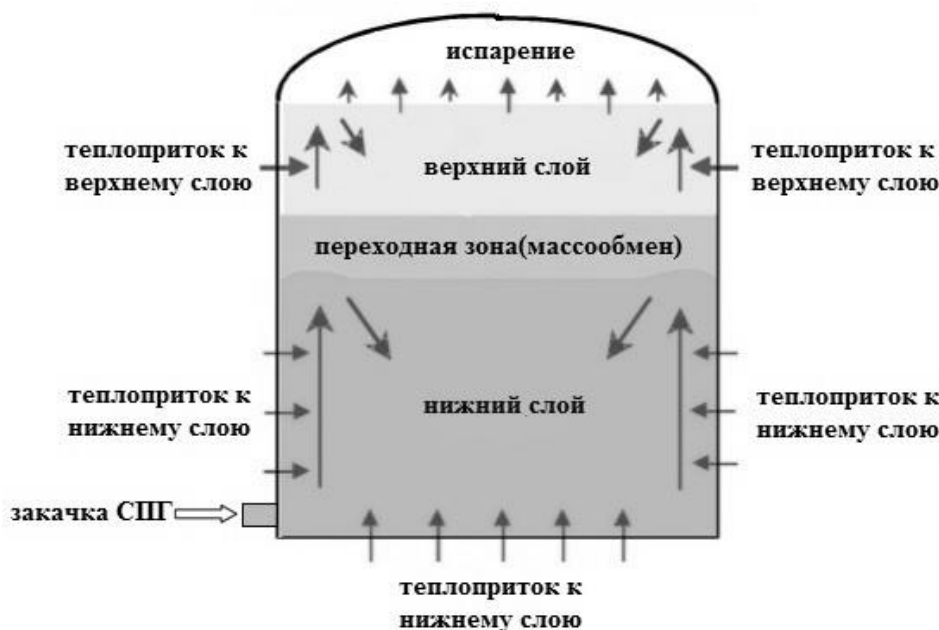


Рис. 1 Перемешивание слоев при загрузке продукта в резервуар с процессами тепло- и массообмена.

Заметим, что *физическая модель* процесса отличается тем, что при загрузке резервуара свойства продукта, уже хранящегося в изотермическом резервуаре (ИР), отличаются от свойств СПГ, закачиваемого в резервуар. В ИР, оборудованных системой нижнего налива, СПГ, имеющий большую плотность, образует нижний слой. СПГ, имеющий меньшую плотность, формирует верхний слой, который располагается над поверхностью нижнего, не перемешиваясь с ним. Перегреваясь относительно температуры насыщения за счет внешнего теплопритока через днище и стенки, продукт в нижнем слое при этом не имеет возможности компенсировать теплоприток за счет испарения, т.к. поверхность теплообмена закрыта нижним слоем. Однако имеют место процессы тепло- и массообмена двух слоев между собой и верхнего слоя с парогазовой фазой. В конечном итоге, в определенный момент времени после загрузки и образования стратификации, за счет описанных выше процессов плотности слоев выравниваются с последующей резкой интенсификацией процессов испарения продукта (суть явления ролlover).

Математическое моделирование явления ролloverа целесообразно проводить на базе уравнений математической физики, характеризующих взаимосвязанные нелинейные процессы переноса теплоты, массы и импульса. В частности, моделирование тепловой части задачи будем проводить с использованием уравнения энергии в энтальпийной форме [3]:

$$\rho \frac{Dh}{Dt} = \nabla(\lambda \nabla T) - \text{div}[(h_1 - h_2)\bar{J}_1]; \quad (1)$$

Здесь $\rho = \sum_{i=1}^2 c_i \rho_i$ – плотность смеси, ρ_i – плотность i -го компонента смеси, $h = \sum_{i=1}^2 c_i h_i$ – удельная энтальпия смеси, h_i – удельная энтальпия i -го компонента смеси, λ – коэффициент теплопроводности смеси, T – температура смеси, \bar{J}_1 – плотность потока массы для первого компонента смеси, c_i – относительно массовая концентрация i -го компонента.

Заметим, что при моделировании неизоэтермических процессов в многокомпонентной системе следует учитывать дополнительные механизмы переноса тепла и массы, налагаемые на процессы «чистой» теплопроводности и диффузии, которые следуют из уравнения Онзагера [4]:

$$\vec{j}_i = \sum_k L_{ik} \bar{X}_k; \quad (2)$$

Здесь L_{ik} – кинетические коэффициенты Онзагера, \bar{X}_k – термодинамическая движущая сила.

Данное обстоятельство приводит к строгой формулировке диффузионных и тепловых процессов с дополнительными скрещивающимися эффектами. Для потока массы i -ой компоненты, наряду с концентрационной диффузией, имеем перенос массы эффектами второго порядка вследствие термодиффузии и бародиффузии в виде:

$$\vec{j}_i = -\rho \left(D_i \nabla m_i + \frac{D_{T_i}}{T} \nabla T_i + \frac{D_{B_i}}{p} \nabla p_i \right) = -\rho D \left(\nabla m_i + k_{T_i} \frac{\nabla T}{T} + k_{B_i} \frac{\nabla p}{p} \right); \quad (3)$$

Здесь: D_i – коэффициент взаимодиффузии; D_{T_i} , D_{B_i} – коэффициенты термо- и бародиффузии; m_i – молярная концентрация; p – давление; k_{T_i} – и k_{B_i} – коэффициенты термо- и бародиффузионного соотношений соответственно.

Из (1) – (3) видно, что для детального анализа тепловых процессов необходимо предварительно рассматривать гидродинамическую и диффузионную задачу, суть которых сводиться к следующим положениям.

Предполагается, что в явлении ролловера возможны локальные конвективные процессы, которые способны приводить к неустойчивым и переходным ламинарно-турбулентным течениям [5]. Тогда вместе с уравнением энергии (1) необходимо рассматривать гидродинамическую и диффузионную задачи в описании, которых следует включать: уравнения диффузии массы индивидуальной компоненты:

$$\rho \frac{\partial c_i}{\partial t} + \rho U_i \frac{\partial c_i}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} (-j_{ij}) + \dot{\omega}_i. \quad (4)$$

И глобальное уравнение неразрывности (закона сохранения массы смеси):

$$\frac{\partial U}{\partial x} + \frac{\partial V}{\partial y} = 0; \quad (5)$$

Заметим, что в условиях интенсивных турбулентных процессов переноса импульса для определения поля скорости необходимо привлекать динамические уравнения Рейнольдса (суть осредненные уравнения Навье-Стокса):

$$\rho \frac{\partial u_i}{\partial t} + \rho U_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\tau_{ji} - \rho \overline{u_i' u_j'}); \quad (6)$$

Здесь обозначено: $\tau_{ji} = \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right)$ – компоненты тензора вязких напряжений ньютоновской среды; $\rho \overline{u_i' u_j'}$ – компоненты полного тензора напряжения Рейнольдса.

С целью получения детальной информации о тепловых процессах в режиме внутрифазных и межфазных взаимодействий при анализе сложных нелинейных, неизоэтермических, многокомпонентных систем часто наряду с удельной энтальпией (h) обращаются к полной энтальпии (H) смеси. В данной работе, для ее определения тепловая часть формулируется уравнением вида:

$$\rho \frac{DH}{dt} = -\nabla_i Q_i + 2\mu S^2, S^2 = (\nabla_i u_i) \bar{U}, S = \frac{1}{2} (U_{ij} + U_{ji}); \quad (7)$$

$$\text{Здесь принять: } \vec{Q} = -\lambda \nabla T + \sum_{i=1}^N c_i h_i + p \sum_{i=1}^N \frac{k_i^T \vec{j}_i}{(\rho c_i)}; \quad (8)$$

$$\vec{j}_i = -\rho C_i \left\{ \sum_{m=1}^N D_{im} \left[\nabla \left(C_m \frac{W}{W_i} \right) + C_i \left(\frac{W - W_m}{W_m} \right) \nabla (\ln p) \right] + D_i^T \nabla (\ln T) \right\}. \quad (9)$$

В результате исследования явления ролловера в рамках пространственных процессов переноса в резервуаре СПГ установлено, что увеличение внешнего теплового потока сокращает время до начала процесса ролловера. Показано, что в математическом моделировании ролловера существенную роль играют механизмы конвективного тепло- и массообмена, прямые и перекрестные процессы диффузионного переноса теплоты и массы, а также скорость закачки. Кроме того, расчеты показывают, что в рамках применяемой в РФ системы нижнего налива сжиженного газа существует опасность для безаварийного функционирования технологического процесса [6], так как даже при незначительных отличиях в физических свойствах закачиваемого и хранимого СПГ происходит расслоение и последующее самопроизвольное перемещение слоев с интенсивным вскипанием.

Литература

1. Королев Н.С. К построению математической модели явления ролловер в хранилище СПГ // Наука и образование. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон.журн. 2012. № 3.
2. Королев Н.С. Математическое моделирование явления ролловер в системах хранения сжиженного природного газа // Актуальные проблемы российской космонавтики: материалы XXXVII академических чтений по космонавтике. М.: Комиссия РАН, 2013. С. 383-384.
3. May E.F. Fluid Science for improved LNG Production and shipping. Presentation of the University Of Western Australia, 2010.
4. Гиршфельдер Д., Кертисс Ч., Берд Р. Молекулярная теория газов и жидкостей. М., Инostr. Литература, 1961. 1126 с.
5. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. 263p.
6. ПБ 09-566-03 Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением. Москва, ПИО ОБТ, 2003.

О МЕХАНИЗМАХ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ В СОЧЛЕНЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДА

Р.А. Альгинов¹Научный руководитель профессор С.Н. Харламов²¹ ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Россия² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент нахождение потерь напора в сочленениях трубопроводов (отводах, тройниках, переходах) типовой геометрии не представляет сложностей и возможно, с достаточно высокой точностью, по специальным справочникам [1,2]. В то же время вопрос гидродинамических процессов, реализующихся в деталях трубопроводов, до настоящего времени представляет значительный интерес. Проведенный литературный обзор [3] показал, что в таких трубопроводных узлах как отводы (колена) и переходы (конфузоры и диффузоры) имеется качественное представление о структуре течения в диапазоне практически значимых режимов течения. Что касается тройников, при том, что слияние потока, неизотермическое инжектирование струй в поток является областью постоянного интереса [4], вопрос разделения потока является недостаточно изученным [3].

В данной работе было проведено детальное физико-математическое моделирование сложных сдвиговых разделяющихся течений в тройниках. Исследования нелинейных трехмерных гидродинамических процессов выполнено в рамках полуэмпирической теории турбулентности с привлечением осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса. Прогнозирование турбулентной структуры течения выполнено с привлечением статистических моделей турбулентности второго порядка, включая модели турбулентности типов k- ϵ , k-L (где k – кинетическая энергия турбулентности, ϵ – скорость диссипации кинетической энергии турбулентности, L – интегральный масштаб энергосодержащих вихрей). Отметим, что данный метод позволяет эффективно предсказывать процессы переноса импульса в условиях мало- и среднеинтенсивных пульсаций компонент вектора скорости, и, тем самым, адекватен в задачах сложных сдвиговых течений, имеющих место в трубопроводном транспорте [5-7].

Расчеты проводились для тройников по [8,9] различной геометрии: диаметр основной линии (магистральной) принимался 50 ÷ 800 мм, диаметр бокового патрубка варьировался в диапазоне 0,25 ÷ 1,00 от основной линии, величина скругления шейки тройника (данный параметр не учитывался в [1,2]) принималась от 0 до 20% от диаметра бокового патрубка. Условия на выходе из основной линии и бокового патрубка принимались идентичными по протяженностям основной линии после тройника и бокового патрубка (выраженным в диаметрах основной линии и патрубка), соответствующими развитому течению ("мягкие условия" на выходной границе).

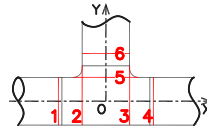
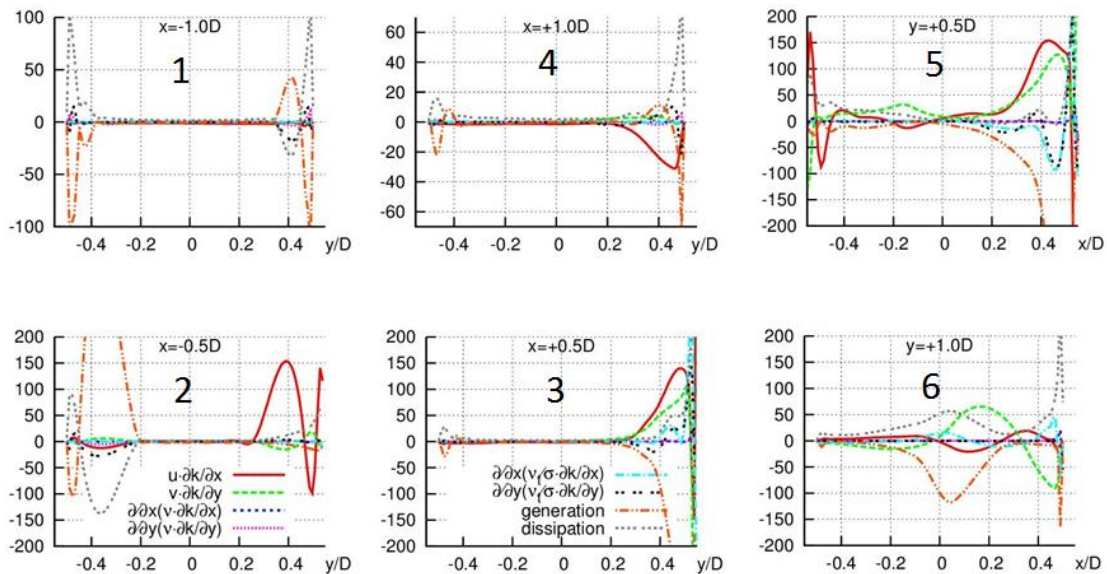


Рис. 1 Геометрия тройника.

Рис. 2 Распределение механизмов изменения кинетической энергии турбулентности в безразмерной форме (u^3/l^3) в отдельных сечениях тройника.

Особенности физико-математического моделирования процесса разделения потока, а также его интегральные и пульсационные параметры представлены в [3]. В продолжение исследования [3] в данной работе

представлены результаты исследования закономерностей изменения кинетической энергии турбулентности в особых областях тройника.

На рис. 2 представлен баланс кинетической энергии турбулентности на входе в тройник (сечения 1, 2) и на выходе из тройника: основной линии (сечения 3, 4) и бокового патрубка (сечения 5, 6).

Как и следовало ожидать в соответствии с общепринятыми представлениями, основанными на классических работах (например [10]), при удалении от точки разделения потока (сечения 1,4,6) в балансе кинетической энергии турбулентности вблизи стенки определяющую роль играют порождение и диссипация. По мере удаления баланс имеет тенденцию к симметризации и выходу на классическое распределение [10]. В рассмотренных сечениях, однако, имеет место существенная несимметричность левой и правой пристеночных областей, причем для бокового патрубка $y=+1.0D$ в ядре также сильны конвективные и турбулентно-диффузионная составляющие, что объясняется локализацией в патрубке турбулентного вихря.

Особый интерес представляют области на "шейке" тройника - крайние области сечений $x=\pm 0.5D$, $y=+0.5D$. Они в еще большей степени несимметричны относительно оси. В области отрыва потока от шейки тройника можно говорить об определяющей роли конвективных процессов, уравниваемых диссипацией. На противоположной стенке, в области присоединения потока, определяющую роль играют порождение и диффузия, дополняемые значительным (но уже не определяющим) вкладом конвективных составляющих.

Резюмирую, можно отметить что в областях отрыва и присоединения потока важную роль в балансе кинетической энергии турбулентности начинают играть конвективные механизмы.

Литература

1. Кутателадзе С.С., Боришанский В.М. Справочник по теплопередаче. – Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 414 с.
2. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М.О. Штейнберга. - №-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
3. Харламов С.Н., Альгинов Р.А. Гидродинамика и теплообмен в потоках слабосжимаемых вязких сред в разветвленных секциях, узлах и сочленениях трубопровода // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. - № ОВ11. – С. 287-292.
4. V.I. Terekhov, Y.M. Mshvidobadze. Experimental investigation flow structure and hydraulic resistance of a cylindrical duct with injection a fan slot jet // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2005. P. 159-167.
5. S.N. Kharlamov. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Publ. House "Ionta", Rome, Italy, 2010.
6. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. - Томск: Томский государственный университет, 2001. - 448с..
7. S. N. Kharlamov. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not Isothermal Flows in Fields of Mass Forces// Hydrodynamics: Theory and Model, Intech-Open, Rijeka, Croatia, 2012, pp. 183-223.
8. ГОСТ 17376-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
9. ВСН 1-84. Тройники и тройниковые соединения сварные из стальных труб на Ру 5,5 и 7,5 МПа (55 и 75 кгс/см²).
10. J. Laufer. The structure of turbulence in fully developed pipe flow //NACA Report. – 1953. – No. TN 2954.

УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОГАЗОДИНАМИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ВЯЗКИХ СРЕД В СЛОЖНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Р.А. Альгинов¹

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов²

¹ ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск, Россия

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе представлены результаты исследований процессов вихревых (турбулентно-ламинарных) переходов режима течения, анализируется вопрос возможности влияния на данные переходы для получения специфических свойств потока в соответствии с инженерными потребностями.

Изучение ламинаризации внутреннего турбулентного течения вследствие ускорения потока в конфузорных (сужающихся) секциях или подвода тепла к стенке, а также исследование закономерностей и характеристик обратного процесса – восстановления турбулентной структуры – при отключении внешнего воздействия представляет непреходящий научный и практический интерес. Данный интерес с одной стороны диктуется возможностью снижения потерь на трение при транспортировке газа и, как следствие, существенному уменьшению капитальных затрат на строительство трубопроводов за счет использования при перекачке меньших рабочих давлений. С другой стороны, ламинаризация потока сопровождается не только существенным снижением гидравлического сопротивления, но и значительно упрощает процессы измерения как основных, так и тонких характеристик потока, что, в свою очередь, может быть использовано для повышения точности работы измерного оборудования.

Целью данной работы стало комплексное физико-математическое моделирование эффектов ламинаризации газовых сред на основе $k-L$ модели турбулентности (где k и L – кинетическая энергия и поперечный масштаб турбулентности) [1] с опорой на результаты экспериментальных исследований [2-5]. По итогам исследования представлены выводы о возможности практической реализации данных методов в газотранспортной системе.

Преждевременный переход турбулентного течения в ламинарный режим общепринято считать связанным с ламинаризацией пограничного слоя, подвергшегося ускорению. Как в случае движения в

ускоряющих сечениях, так и при подводе тепла к стенке акселерация течения сопровождается заметным истончением вязкого подслоя и выпрямлением профиля скорости вне подслоя по сравнению с логарифмическим законом у стенки. Т.о. комбинированный эффект от увеличения вязкости и ускорения потока при подводе тепла может иметь следствием ламинаризацию профиля скорости. Действительно, при возрастании средней по сечению скорости u_m в осевом направлении напряжение трения τ у стенки приближенно определяется выражением:

$$\tau / \tau_w = 1 - (c_f / 2)^{-3/2} K y^+, \quad (1)$$

где $c_f = 2\tau_w / \rho u_m^2$ – коэффициент трения, $y^+ = y(\tau_w / \rho \nu)^{1/2}$ – безразмерная поперечная координата, $K = (\nu / u_m^2)(du_m/dx) = 2\beta / Re$ – параметр ускорения потока, Re – число Рейнольдса, β – тангенс угла наклона стенки ускоряющей секции к оси потока, w – значение величины на стенке.

Из выражения (1) следует, что определенным подбором параметров ускоряющей секции можно добиться существенного уменьшения напряжения трения в пристеночной зоне, определяющей производство турбулентности, и, тем самым, ламинаризации потока.

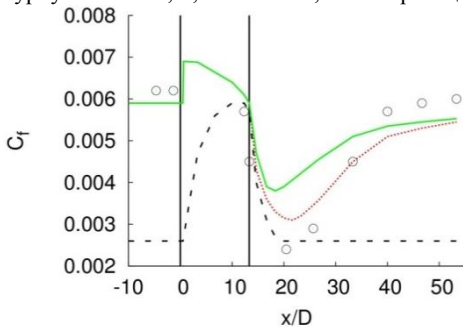


Рис. 1 Расчетный коэффициент трения в ускоряющей секции в сравнении с экспериментом. 1 – k-L модель, 2 – ПРН-модели, 3 – ламинарный режим.

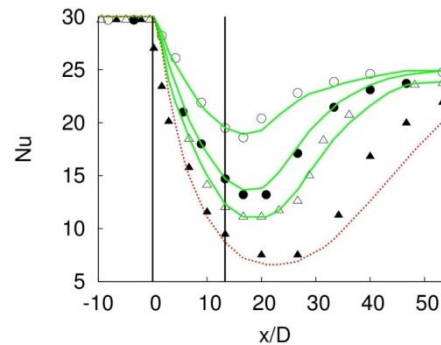


Рис. 2 Расчетные числа Нуссельта в ускоряющей секции в сопоставлении с экспериментальными данными. 1-3 – k-L модель, 4 – ПРН-модели.

Расчеты течений в конфузурных сечениях проводились в диапазоне $Re \leq 5 \cdot 10^4$ с уклоном секции $2-5 \cdot 10^{-3}$. Анализ деталей процесса позволяет заключить о существовании критического значения $Kc \approx 3,7 \cdot 10^{-6}$, при превышении которого по всей длине конфузурной секции наблюдается стремительное падение чисел Нуссельта Nu и безразмерного коэффициента трения c_f (рис. 1-2), что хорошо согласуется с [2]. Косвенно данный эффект свидетельствует о ламинаризации течения. Существование последней окончательно подтверждается при расчете k – наблюдается смещение максимума кинетической энергии турбулентности от стенки канала и его уменьшение по величине при движении по оси канала в направлении сужения.

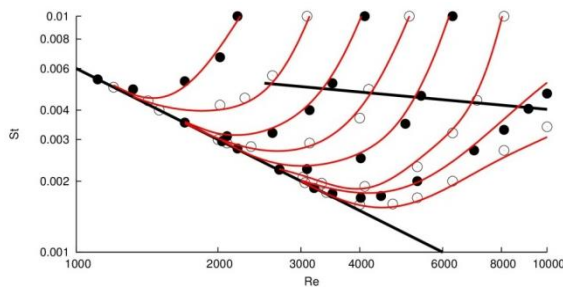


Рис. 6. Критерий Стэнтона в зависимости от числа Рейнольдса при докритическом тепловом потоке.

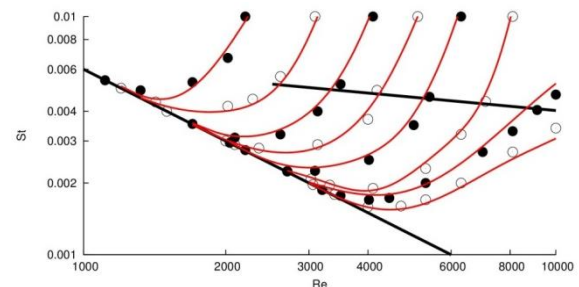


Рис. 7. Критерий Стэнтона в зависимости от числа Рейнольдса при сверхкритическом тепловом потоке.

Интересным с точки зрения приложения в технику выступает также анализ теплообмена при ламинаризации, возникающей в результате интенсивного обогрева стенок трубопровода газообразных сред. Пионерными в этой области считаются публикации Бэнксона [3,4], однако данная проблематика актуальна и по сей день [5]. На рис. 3, 4 представлено поведение числа Стэнтона (отношения чисел Нуссельта и Пекле $St = Nu/Pe$), в зависимости от числа Рейнольдса Re . Приведенные данные свидетельствуют о существовании критического значения теплового потока $q^+ = q / (\rho u_m c_p T)$: при меньших значениях теплового потока наблюдается ламинаризация низкорейнольдсовых течений за счет изменения их вязкости; при достижении же критического значения происходит резкое изменение режимов у всех исследуемых течений, сопровождающееся выходом динамических и тепловых характеристик на ламинарный режим. Исследование закономерностей течения и теплообмена указало критическое значение приведенного теплового потока $q^+ \approx 0,004$.

Т.о. можно сделать вывод, что существование эффекта ламинаризации для газовых потоков является доказанным и его практическая реализация также представляется возможной. Действительно, возникающие углы

наклона конфузорной секции являются малыми, так что могут быть реализованы на практике; тепловые потоки также являются доступными к практической реализации. Полученные результаты уже могут быть рекомендованы к приложению в практику для использования перед установками и узлами, чувствительными к пульсациям и анизотропии потока, как то ультразвуковые расходомеры.

Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448с.
2. Х. Танака, Х. Кавамура, А. Татено, С. Хатамия. Влияние ламинаризации потока и его последующей турбулизации на теплообмен в случае течения при малых числах Рейнольдса в канале, состоящем из конфузорной секции и следующей за ней секции с постоянным поперечным сечением// Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача». – М., 1982. – №2 – С.144-153.
3. С.А. Bankston. The transition from turbulent to laminar gas flow in a heated pipe// Journal of Heat Transfer. – 1970. – P. 569-579.
4. Bankston C.A., Sibbit W.L., Skoglund V.J. Stability of gas flow distribution among parallel heated channels// AIAA paper. – 1966. - 66–589.
5. H. Koizumi. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube//International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – P. 937-949.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ РАЦИОНАЛЬНОГО СОСТАВА ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ МАРКИ РВС

Л.Б. Антропова, А.Д. Русанова, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В настоящее время при устройстве оснований объектов транспорта и хранения нефти и продуктов её переработки зачастую используются устаревшие технологии, не отвечающие современным требованиям строительного производства, и недостаточно адаптированные к сложным климатическим, геокриологическим и сейсмическим условиям. Такие технологии требуют развитой транспортной инфраструктуры, которая позволила бы оперативно поставлять в требуемых количествах и заданного качества грунты для устройства оснований. Кроме того, они оказывают негативное влияние на экологию, увеличивают материальные и временные затраты при их реализации [6].



Рис.1 Подготовительный этап исследований – приготовление песчаного грунта

С целью поиска новых подходов к разработке новых и модернизации существующих технологий устройства оснований на базе организованной в Омском государственном техническом университете студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» проводятся комплексные исследования (рис. 1) [2-3]. Основной их целью является уточнение интегрального влияния влажности и гранулометрического состава песчаного грунта средней крупности на его механические свойства (рис. 2), а так же разработка прогрессивной технологии подготовки рационального состава грунта и его последующего уплотнения. Предполагается, что решение данной комплексной задачи будет способствовать снижению издержек при устройстве оснований вновь возводимых и реконструируемых резервуаров марки РВС.

Основная идея разрабатываемой технологии подготовки рационального состава грунтов оснований резервуаров марки РВС заключается в том, что первоначально имеющийся в наличии песчаный грунт с помощью сит разделяется на фракции. Далее, на основе данных о строительных свойствах каждой фракции, определяется доля содержания каждой фракции во вновь формируемом грунте. Рассчитанное количество каждой из фракций затем смешивают в миксере и получают вновь сформированный грунт с требуемыми строительными свойствами.

Анализ ранее выполненных исследований [1,4,5], а так же данных лабораторных испытаний грунтов оснований позволил сделать предварительные выводы о перспективности разрабатываемой технологии.

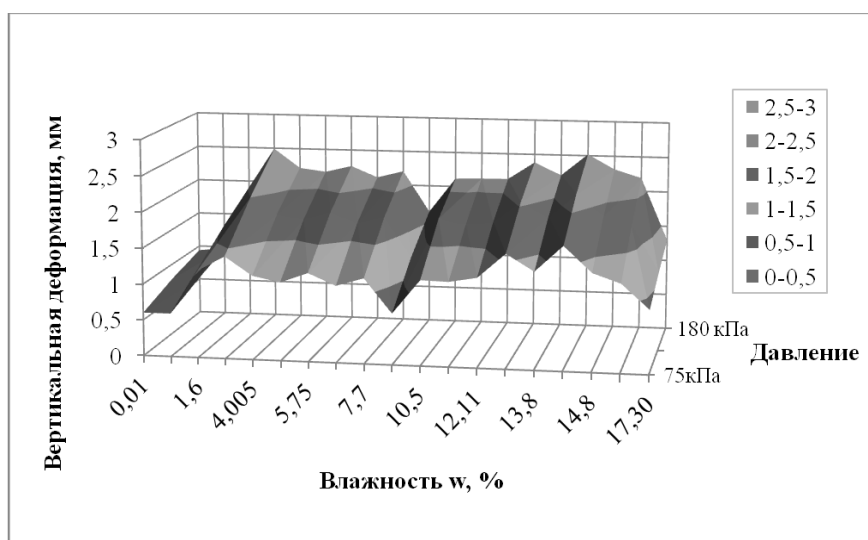


Рис.2 Влияние влажности песчаного грунта средней крупности на величину его вертикальной деформации для различных значений давления

Предполагается, что разрабатываемая технология будет иметь следующие преимущества в сравнении существующими:

- возможность подготовки грунта с заданными строительными свойствами;
- универсальность технологии – возможность использования не только в нефтегазовой отрасли, но и в различных областях строительного производства при возведении зданий и сооружений как промышленного, так и гражданского назначения;
- снижение требований к таким технологическим параметрам, как влажность грунта, равномерность увлажнения по площади и глубине основания, временной интервал между операциями увлажнения и последующего уплотнения грунта;
- рациональное использование материалов: грунта и воды для его увлажнения;
- снижение зависимости от привозных материалов.

Для обоснования перспективности в качестве критериев, комплексно характеризующих разрабатываемую технологию, предлагается использовать следующие основные технико-экономические показатели: продолжительность строительства, затраты труда на единицу продукции, ритмичность работы, рентабельность, себестоимость, уровень механизации, уровень применения типовых проектов, уровень специализации.

Продолжительность строительства. Использование разрабатываемой технологии создаст предпосылки для более широкого использования местных материалов при устройстве грунтовых оснований зданий и сооружений. Это, в свою очередь, позволит сократить сроки строительства на вновь осваиваемых территориях, не имеющих развитой транспортной инфраструктуры.

Затраты труда на единицу продукции. Очевидно, что затраты труда на единицу продукции будут зависеть от уровня механизации и автоматизации основных этапов разрабатываемой технологии: разделения исходного имеющегося в наличии песчаного грунта на фракции, подготовки требуемого количества фракций песчаного грунта, приготовления из подготовленных фракций песчаной смеси рационального состава.

Ритмичность работы. Возможность подготовки рационального состава грунта непосредственно на месте строительства позволяет повысить ритмичность работы и исключить простои, связанные с транспортными задержками.

Рентабельность. В связи с необходимостью предварительной подготовки рационального состава грунта, затраты на единицу продукта увеличатся. Таким образом, использование разрабатываемой технологии экономически целесообразно в случае более высоких расходов на транспортировку грунта с требуемыми согласно проектной документации свойствами.

Себестоимость. Существенное влияние на себестоимость продукции будет оказывать гранулометрический состав исходного грунта, требуемый рациональный состав грунта, уровень механизации и автоматизации работ, а так же объём выполняемых работ.

Уровень механизации. В настоящее время широко известны и практически используются в промышленных масштабах технологии и оборудование для разделения песчаных грунтов на фракции, взвешивания, дозирования, смесеобразования и уплотнения сыпучих материалов.

Уровень применения типовых проектов. Использование разрабатываемой технологии позволит расширить область применения типовых проектов, снижая их зависимость от источников строительных материалов.

Уровень специализации. Использование в разрабатываемой технологии типового оборудования, выпускаемого в настоящее время промышленностью для строительного производства, позволит отказаться от специального оборудования и понизить уровень специализации используемого оборудования.

Таким образом, рассмотренные основные технико-экономические показатели разрабатываемой технологии подготовки рационального состава и уплотнения грунтов оснований в том числе и резервуаров марки РВС позволяют сделать вывод о перспективности выбранного направления исследования. Разрабатываемая технология позволит подготавливать грунты с заданными строительными свойствами для оснований объектов как промышленного, так и гражданского назначения, одновременно снижая требования к равномерности увлажнения зоны уплотнения. Универсальность, рациональное использование материалов, снижение зависимости от привозных материалов так же расширяют сферу возможного применения данной технологии.

Литература

1. Бартоломей А.А. Механика грунтов. – М.: Изд-во АСВ, 2003. – 304с.
2. Грузин А.В., Антропова Л.Б., Коновалова А.Д. Исследование компрессионных свойств песчаных грунтов основания резервуара РВС-50000 // Динамика систем, механизмов и машин: материалы IX Международной научно-технической конференции. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014. – Т.1. – С.56-59.
3. Коновалова А.Д., Грузин А.В. Технология подготовки рационального состава грунта оснований объектов газовой отрасли и его уплотнения // Молодые ученые – основа будущего машиностроения и строительства: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции. – Курск : Юго-Зап. гос. ун-т. – 2014. – С.171-174.
4. Лисин Ю.В., Сапсай А.Н., Суриков В.И., Павлов В.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе – Самотлор», «Заполярье – Пурпе») // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №4 (12). – С. 6-11.
5. Потапов А.Д., Платов Н.А., Лебедева М.Д. Песчаные грунты: Научное издание. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 256 с.
6. СТО Газпром 2-2.1-435-2010 Проектирование оснований, фундаментов, инженерной защиты и мониторинга объектов ОАО «Газпром» в условиях Крайнего Севера. – М.: ОАО «Газпром», 2011. – 169 с.

СРАВНЕНИЕ И АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК, ВЛИЯЮЩИХ НА КОЛЬЦЕВЫЕ И ПРОДОЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ СООРУЖЕНИИ НАДЗЕМНОГО БАЛОЧНОГО ПЕРЕХОДА

Т.Ю. Баклушин, А.О. Шамуратов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные трубопроводы, имеющие значительную протяженность, пересекают различные искусственные и естественные препятствия (большие и малые реки, озера, болота, овраги, железные и шоссейные дороги) и различные рода инженерные сооружения [4]. Пересечение трубопровода с естественным или искусственным препятствием называется переходом.

На магистральных трубопроводах переходы являются наиболее ответственными участками, так как доступ к ним для ремонта или ликвидации повреждения очень затруднен, требует длительного времени, а во многих случаях применения специальных механизмов (болотные тракторы, понтоны) [1]. Балочные переходы трубопроводов сооружаются на опорах при пересечении водных и других преград, при прокладке [трубопроводов](#) на заболоченных, обводнённых, многолетнемёрзлых грунтах. Балочные переходы трубопроводов осуществляют по двум конструктивным схемам — без компенсации и с компенсацией продольных деформаций. Балочные переходы трубопроводов без компенсации продольных деформаций укладывают на промежуточные свайные или монолитные опоры с продольно-подвижными опорными частями, допускающими перемещение трубопровода лишь вдоль оси. Отсутствие перемещений вызывает возникновение продольных напряжений, возрастающих с увеличением температуры стенок труб и внутреннего давления в трубопроводе [2]. Такие балочные переходы трубопроводов сооружают при пересечении горных рек, ущелий, оврагов и других преград. Балочные переходы трубопроводов с компенсацией продольных деформаций имеют специальные устройства (компенсаторы), устанавливаемые на концах надземных участков трубопроводов длиной до 200-300 м, а при большей длине также дополнительно через каждые 100-300 м. При сооружении таких балочных переходов трубопроводов используют опоры с неподвижными, свободноподвижными и продольно-подвижными опорными частями различных модификаций. (роликовые, катковые и скользящие). Средние между компенсаторами опоры имеют неподвижные опорные части, ближние к компенсаторам — свободноподвижные, допускающие поперечные и продольные перемещения, остальные — продольно-подвижные. Для компенсации продольных деформаций применяют также прокладку балочных переходов трубопроводов с изгибом (изломом) в плане отдельных участков трубопровода [3].

При проектировании балочных переходов крайне важно знать, какие нагрузки действуют на трубопровод, и проследить их зависимость от параметров трубопровода. В данной работе рассматривался и рассчитывался трубопровод со следующими постоянными параметрами: Коэффициент условий работы трубопроводы $m=0,75$; коэффициент надежности по материалу $k_1= 1,4$; коэффициент надежности по ответственности трубопроводы $= 1,05$; тип перекачиваемой среды - нефть; переход: балочный, многопролетный. Следующие параметры менялись в порядке очереди: p - давление, D - внешний диаметр трубы, δ - толщина стенки

трубы, $\sigma_{кц}$ -кольцевые нагрузки, $\sigma_{пр}$ -продольные нагрузки; $\sigma_{кц} = P \cdot \frac{D-2 \cdot \delta}{2 \cdot \delta}$, $\sigma_{пр} = \frac{\sigma_{кц}}{2}$; кольцевые и

продольные нагрузки рассчитывались в зависимости от изменения параметров диаметра трубопровода, рабочего давления и толщины стенки трубы.

Таблица 1

Результат изменения нагрузок от изменения диаметра(от 0,72 до 1,22м)

скц, Мпа	спр, Мпа
133,4571	66,72857
172,0286	86,01429
191,3143	95,65714
229,8857	114,9429

Таблица 2

Результат изменения нагрузок от изменения рабочего давления(от 5,4 до 8,4Мпа)

скц, Мпа	спр, Мпа
229,8857	114,9429
272,4571	136,2286
315,0286	157,5143
357,6	178,8

Таблица 3

Результат изменения нагрузок от изменения толщины стенки трубопровода(от 0,011 до 0,014м)

скц, Мпа	спр, Мпа
294,0545	147,0273
269,1	134,55
247,9846	123,9923
229,8857	114,9429

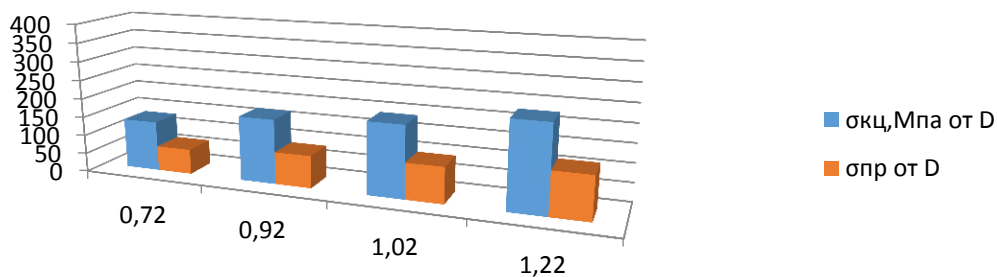


Рис.1 Изменение кольцевых напряжений от диаметра

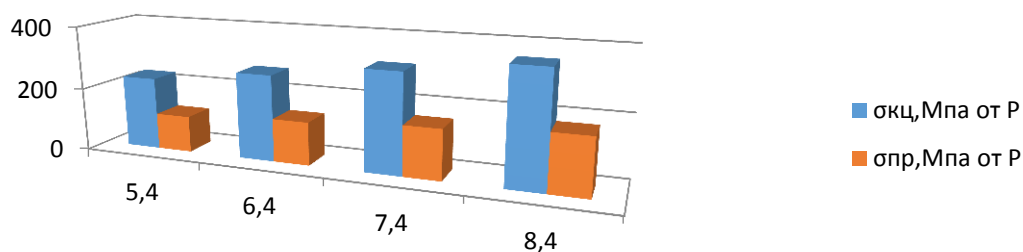


Рис.2 Изменение кольцевых напряжений от рабочего давления

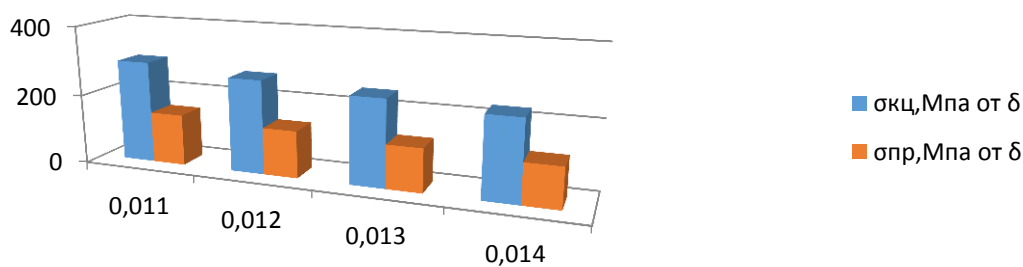


Рис.3 Изменение кольцевых напряжений от толщины стенки

Исходя из данных графиков, можно увидеть, что наибольшее влияние на нагрузки в трубопроводе оказывает рабочее давление; следовательно, при проектировании балочных переходов конкретного трубопровода, следует уделять внимание именно давлению, создаваемому в трубе.

Литература

1. Основы нефтегазового дела / Под ред. А.А. Коршак. – Уфа.: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001. – 544 с.
2. Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов / Под ред. Ф.М. Мустафин. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 242 с.
3. Охрана труда в производстве санитарно-технических работ / Под ред. С.М. Старостин. – М.: "Высшая школа", 1968. – 224 с.
4. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы [Текст]: – Москва: 1997. 82 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ АСПЕКТОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Ю. Ваганов, Е.О. Фомин, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В связи с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, расположенных в сложных климатических, геокриологических и сейсмических условиях не теряет актуальности задача снижения капитальных затрат на этапе строительства при одновременном обеспечении безопасности, бесперебойности и экологичности существующих технологических процессов. Решение данной проблемы видится, в том числе, и в более широком внедрении прогрессивных типов фундаментов, обеспечивающих устойчивость объектов нефтегазовой отрасли в условиях знакопеременных нагрузок различной интенсивности [1].

На базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета проводятся исследования, направленные на уточнение влияния конструктивных параметров фундаментов на их несущую способность [2]. В ходе подготовительного этапа были изготовлены модели свай (рис. 1), а так же разработана методика проведения испытаний и подготовлен стенд непосредственно для проведения исследований (рис. 2, а). Модели свай имели длину 480 мм. Площадь поперечного сечения у всех моделей составила 1684 мм² [2].

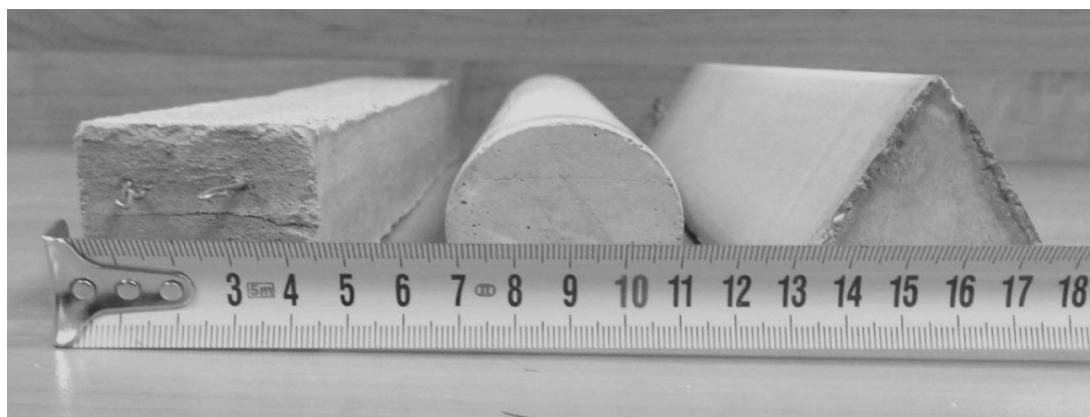
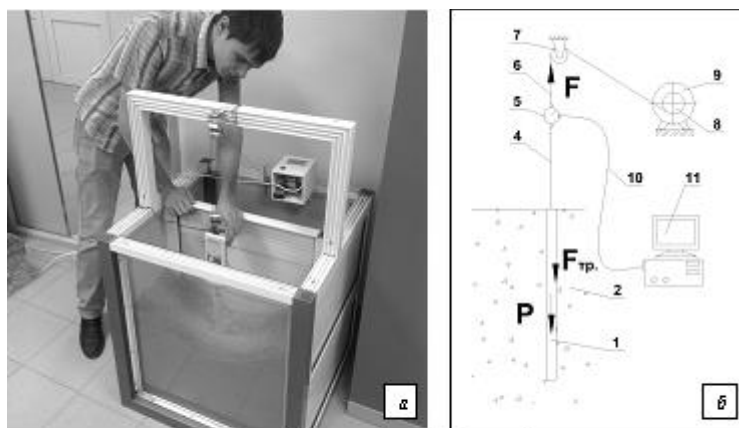


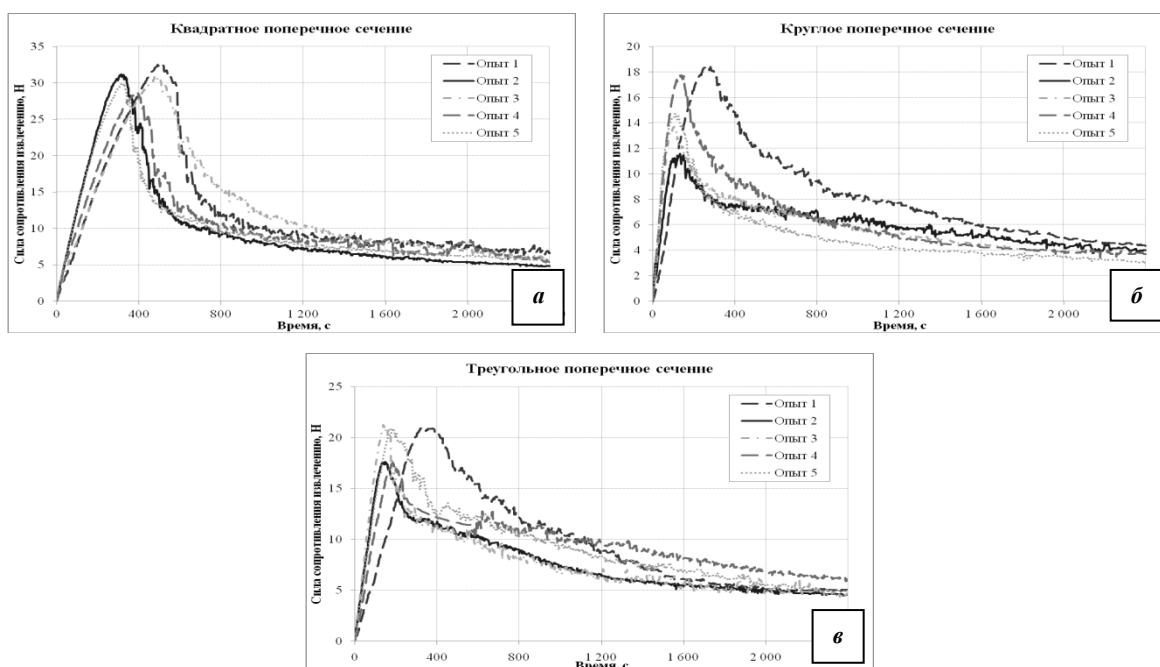
Рис. 1 Модели свай различной формы поперечного сечения

При проведении лабораторных исследований несущей способности модели сваи 1, работающей на выдёргивающую нагрузку, её размещают вертикально в грунтовой массе 2 (рис. 2, б). Верхний торец модели с помощью троса 4 прикреплен к измерительному наконечнику динамометра 5, подвешенного в свою очередь на тросе 6, перекинутом через опорный блок 7 и закрепленном на барабане 8, установленном на валу электропривода 9. Включение электропривода 9 и последующая намотка троса 6, перекинутого через опорный блок, на барабан, закрепленный на валу электропривода, приводит к движению модели сваи вертикально вверх из грунтовой массы. Одновременно с началом движения сваи из динамометра в ЭВМ 11 по интерфейсу 10 передаётся значение тягового усилия F , которое отображается на экране ЭВМ графически.

В ходе лабораторных исследований из-за ограниченной мощности используемого электропривода, глубина погружения моделей в грунт была установлена равной 240 мм. Величина силы трения $F_{тр}$. При обработке результатов исследований определялась как разница между тяговым усилием F и весом P самой модели сваи.



а – стенд для проведения исследований;
 б – схема проведения лабораторного исследования модели от способности модели сваи
 Рис. 2 Проведение лабораторных исследований



а – модель сваи с поперечным сечением в форме квадрата;
 б – модель сваи с поперечным сечением в форме круга;
 в – модель сваи с поперечным сечением в форме равностороннего треугольника

Рис. 3 Изменение силы сопротивления извлечению для моделей с различной формой поперечного

Как видно из приведённых графиков (рис. 3, а), для модели сваи с квадратным поперечным сечением максимальные значения силы $F_{тр.}$ сопротивления извлечению изменялись в диапазоне от 30,0 Н до 32,7 Н. Статистическая обработка полученных данных позволила установить нормативное значение силы $F_{тр.}$ сопротивления извлечению, которое составило 30,7 Н.

Для модели сваи цилиндрической формы максимальные значения силы $F_{тр.}$ сопротивления извлечению изменялись в диапазоне от 11,6 Н до 18,5 Н (рис. 3, б). Нормативное значение силы $F_{тр.}$ сопротивления извлечению для цилиндрического анкера составило 15,3 Н.

Для модели сваи с поперечным сечением в виде равностороннего треугольника максимальные значения силы $F_{тр.}$ сопротивления извлечению изменялись в диапазоне от 17,5 Н до 21,0 Н (рис. 3, в). Нормативное значение силы $F_{тр.}$ сопротивления извлечению для анкера с поперечным сечением в виде треугольника составило 19,6 Н.

Таким образом, в ходе выполненных исследований была отработана технология изготовления моделей анкеров в лабораторных условиях. На базе существующего оборудования собран стенд для проведения испытаний изготовленных моделей, уточнены их массогабаритные характеристики. Максимальное значение силы сопротивления извлечению (до 32,7 Н) для анкеров с квадратным поперечным сечением объясняется высокой шероховатостью боковой поверхности модели (деревянная форма для заливки анкера). Модели с треугольным и круглым поперечными сечениями из-за схожей технологии изготовления (пластиковая форма для

заливки анкера) имеют одинаковую шероховатость боковой поверхности. Увеличение силы сопротивления извлечению для анкера с треугольным сечением по сравнению с круглым сечением на 28,7 % обусловлено большей площадью контакта боковой поверхности с грунтом.

Литература

1. Ваганов А.Ю., Фомин Е.О., Грузин А.В. Изготовление моделей анкеров для обеспечения устойчивости объектов нефтегазовой отрасли / Труды XVIII Междунар. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» в 2 томах. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та. – 2014. – Т.2. – С.600-602.
2. Грузин А.В., Грузин В.В., Абраменков Э.А. Грунтовые среды в условиях статического и динамического нагружения. Монография. - Омск: Издательство ОмГТУ, 2009. – 135 с.

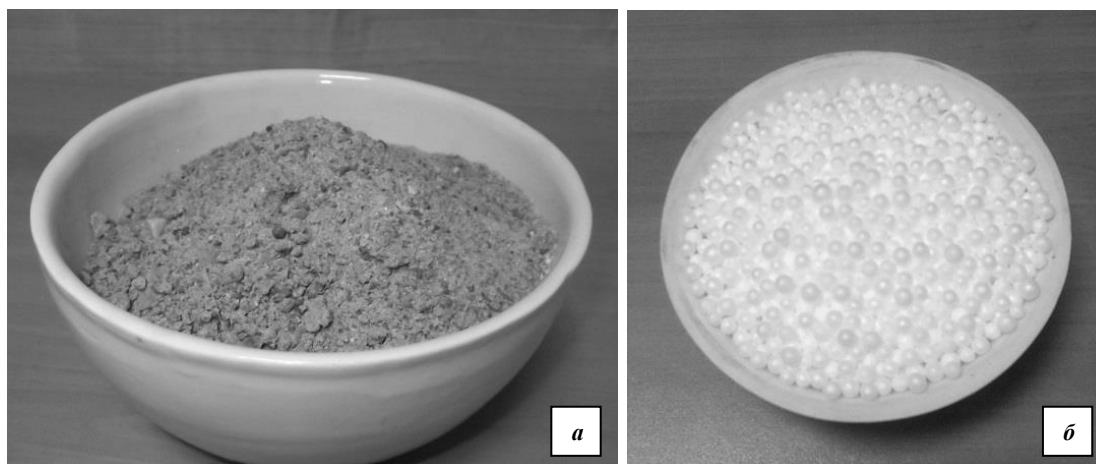
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩИХ ДОБАВОК В ГРУНТЫ ОСНОВАНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ МАРКИ РВС

В.С. Ермаков, Н.М. Беляев, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Необходимость снижения эксплуатационных издержек не теряет своей актуальности в связи с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, расположенных в сложных климатических, геокриологических и сейсмических условиях. Поскольку реологические свойства нефти существенным образом зависят, в том числе и от её температуры, в условия Крайнего Севера остро стоит проблема снижения тепловых потерь в окружающую среду, в том числе и в грунты оснований. Известно, что процессы теплообмена между хранимыми в резервуарах нефтью и нефтепродуктами и окружающей средой приводят к растеплению грунтов оснований и, как следствие, к потере ими устойчивости. Предполагается, что решению данной комплексной проблемы будут способствовать исследования, направленные на поиск конструктивных и технологических решений задачи снижения тепловых потерь от транспортируемого или хранимого продукта в грунты оснований, в том числе и резервуаров марки РВС [1,2].



а – песчаный грунт средней крупности;

б – гранулы вспенённого полистирола

Рис. 1 *Материалы для проведения исследований*

На базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета проводятся исследования, направленные на уточнение влияния теплоизолирующих добавок на механические свойства грунтов оснований резервуаров марки РВС. Согласно действующим нормативным документам, в качестве грунтов оснований резервуаров марки РВС используют песок средней крупности [3]. Для проведения лабораторных исследований был использован аллювиальный песок средней крупности поймы р. Иртыш (см. рисунок 1, а). В качестве теплоизолирующих добавок были использованы гранулы вспененного полистирола (см. рисунок 1, б).

В ходе предварительных исследований была разработана методика проведения исследований влияния теплоизолирующих добавок на механические и теплоизоляционные свойства грунтов основания резервуаров марки РВС (см. рисунок 2, а). В ходе подготовительного этапа работ был определён гранулометрический состав песка. Кроме того, были определены насыпная плотность ρ и влажность w грунта, плотность ρ_s частиц грунта, что в свою очередь позволило рассчитать коэффициент e пористости песка (см. таблицу 1).

Таблица 1

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, %	0,00	0,00	0,89	8,36	25,32	39,08	21,58	4,78
Насыпная плотность ρ , кг/куб.м	1620			Влажность w , %				1,1
Плотность частиц грунта ρ_s , кг/куб.м	2560			Коэффициент пористости e , д.е.				0,60

Выбор вспененного полистирола в первую очередь был обусловлен тем, что он обладает низкой теплопроводностью (см. таблицу 2). Кроме того, производитель вспененного полистирола так же заявляет о долговечности данного материала, его влагостойкости и устойчивости к гниению [4].

Таблица 2

Характеристики гранул вспененного полистирола			
Размер гранул, мм	2 ÷ 4	Насыпная плотность ρ , кг/м ³	18
Теплопроводность, Вт/(м·С)	0,031	Температура эксплуатации, °С	- 60 ÷ + 75

Максимальная величина давления была принята из условия моделирования нагружения под днищем резервуара РВСП 50 000 куб. м в ходе его гидравлических испытаний и равнялась 180 кПа. Лабораторные исследования позволили выявить особенности влияния гранул вспененного полистирола на величину относительной деформации подготовленных образцов (см. рисунок 2, б).

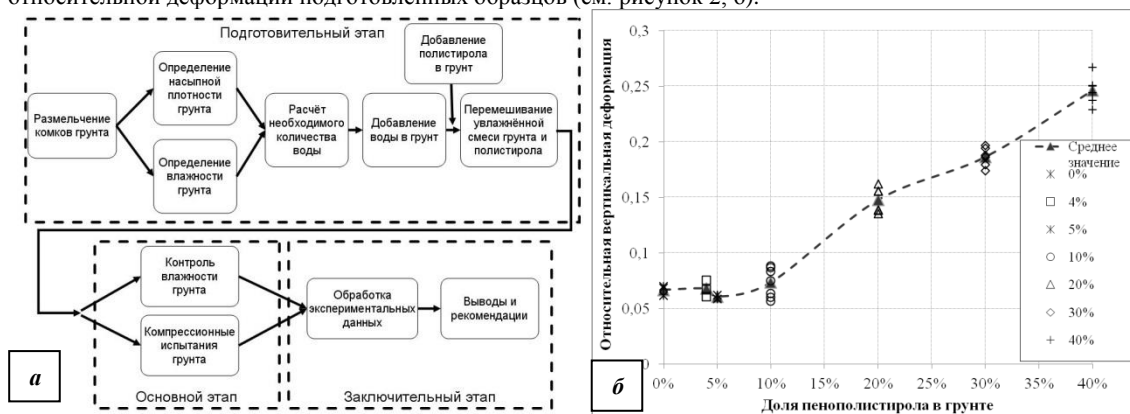


Рис. 2. Лабораторные исследования влияния теплоизолирующих добавок в грунты оснований резервуаров марки РВС

В ходе лабораторных исследований было установлено:

1. влияние количества добавок вспененного полистирола в песчаный грунт средней крупности на относительную вертикальную деформацию полученной смеси носит нелинейный характер;
2. в диапазоне от 0 до 10 % по объёму теплоизолирующие добавки практически не влияют на относительную вертикальную деформацию полученной смеси для нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации под днищем резервуаров для хранения жидких углеводородов;
3. в диапазоне от 10 до 40 % по объёму влияние теплоизолирующих добавок на относительную вертикальную деформацию полученной смеси для нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации под днищем резервуаров для хранения жидких углеводородов, носит практически линейный характер;
4. поскольку внесение в песчаный грунт теплоизолирующих добавок в виде вспененного полистирола в количестве до 10% по объёму не влияют на относительную вертикальную деформацию смеси, полагается возможным практическое использование разработанной смеси с улучшенными теплоизолирующими свойствами в качестве грунта основания резервуара для хранения жидких углеводородов.

Кроме того, проведение дополнительных исследований позволило уточнить условия смесеобразования песчаного грунта основания и гранул вспененного полистирола в качестве теплоизолирующей добавки.

Литература

1. Лисин Ю.В., Сапсай А.Н., Суриков В.И., Павлов В.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В. Создание и реализация инновационной технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе – Самотлор», «Заполярье – Пурпе») // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №4 (12). – С. 6 – 11.
2. Грузин А.В., Беляев Н.М., Ермаков В.С. Методика проведения компрессионных испытаний песчаных грунтов с теплоизолирующими добавками для оснований резервуаров марки РВС / Материалы IX Междунар. науч.-техн. конф. «Динамика систем, механизмов и машин». – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014. – Т.1. – С.59 – 62.

3. РД 16.01–60.30.00–КТН–026–1–04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 141 с.
4. Сайт компании «Гранула-Омск». http://granula-omsk.pulscen.ru/goods/6118170-granula_penopolistirola (дата обращения – 13.09.2014).

**РАЗВИТИЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ МОНИТОРИНГА
СВОЙСТВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ
ГАЗА ОАО «САХАТРАНСНЕФТЕГАЗ»**

Е.В. Николаев

Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В «Энергетической стратегии» после 2000 г. в качестве главного приоритета по добыче топлива рассматривается природный газ, способный обеспечить более 50 % всего производства первичных топливно-энергетических ресурсов.

Основным источником электрической и тепловой энергии в промышленных регионах Республики Саха (Якутия) является природный газ. По некоторым оценкам разведанные запасы газа составляют лишь менее 20 % от того, что скрывается в якутских недрах. В процессе подготовки природного газа на газоконденсатных месторождениях Якутии выделяется значительное количество газового конденсата. Газовый конденсат является ценнейшим сырьем для развития нефтехимии. В условиях необеспеченности потребления нефтехимической продукции в России существующими мощностями, развитие нефтехимии на базе продукции газопереработки является одним из наиболее актуальных направлений развития отечественной нефтехимии. Поэтому, задача эффективной переработки газового конденсата непосредственно в Якутии, попутно добывающегося с природным газом является *актуальной* [1].

Основными потребителями газового конденсата являются предприятия как нефтехимической, так и топливной промышленности. Содержание дизельных фракций и бензинов в газовом конденсате намного выше, чем в нефти, поэтому его применяют для изготовления высококачественных бензинов, зимнего и реактивного дизельного топлива. Что касается нефтехимической промышленности, то в ней газовый конденсат используется для получения пластмасс, ароматических углеводородов, смол, волокон и т.д. При этом для безопасной транспортировки газового конденсата с месторождений до предприятий нефтехимической и топливной промышленности её необходимо подвергнуть стабилизации непосредственно после отделения от газа на УКПГ. Стабилизация конденсата может быть реализована двумя способами: сепарацией или ректификацией. Последний способ наиболее широко используется, поскольку рационально используется энергия нестабильного конденсата, и полученный стабильный конденсат отличается низким давлением насыщенных паров. Ректификационная стабилизация газового конденсата проводится чаще всего в двух колоннах, поскольку, несмотря на более высокие финансовые затраты, она более надежна в эксплуатации и более проста при управлении процессом [2].

Ректификационная колонна состоит из вертикального цилиндра с контактными устройствами (ситчатыми тарелками) внутри, ребойлера (кипятильника) и конденсатора (холодильника). Подбирая число ситчатых тарелок и параметры процесса (температурный режим, давление, соотношение потоков, флегмовое число и др.), можно обеспечить любую требуемую четкость фракционирования нефтяных смесей [3].

После выбора способа стабилизации конденсата необходимо оптимизировать работу выбранного оборудования. Одним из решений оптимизации работы оборудования является проведение мониторинга свойств выходящего потока газового конденсата и выявление зависимости изменения его свойств от работы оборудования. Но проблема заключается в том, что свойства данного продукта характеризуется очень многими параметрами (компонентный состав, ДНП, расход, содержание воды и т.п.) и человеку очень трудно увидеть зависимость изменения этого многопараметрового технологического процесса от работы оборудования. Поэтому в данной работе предлагается применить метод главных компонент, на основе которого возможно осуществить построение модели работы установки стабилизации конденсата по набору различных параметров (Principal component analysis или PCA) [4, 5].

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа Отрадинского газоконденсатного месторождения ОАО «Сахатранснефтегаз».

Предмет исследования – моделирование установки комплексной подготовки газа.

Цель данной работы – применить статистический подход к обработке данных мониторинга свойств газового конденсата на установке комплексной подготовки газа ОАО «Сахатранснефтегаз» для оптимизации температурного режима ректификационного процесса. В соответствии с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

- усовершенствовать модель установки комплексной подготовки газа Отрадинского газоконденсатного месторождения ОАО «Сахатранснефтегаз» посредством введения установки стабилизации конденсата;
- выявить зависимость работы установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент с использованием статистического подхода к обработке данных мониторинга свойств газового конденсата;
- предложить статистический метод определения оптимального температурного режима ректификационного процесса.

Моделирование

Таблица 1

Температура, °С	Параметры технологического процесса									Пространство главных компонент	
	Пропан, мольная доля	и-Бутан, мольная доля	н-Бутан, мольная доля	и-Пентан, мольная доля	н-Пентан, мольная доля	Гексан+выш., мольная доля	Метанол, мольная доля	Расход, кг·кмоль/ч	ДНП, кПа	PC1	PC2
162	0,0034	0,0197	0,1109	0,1192	0,3478	0,3823	0,0168	0,8082	105,2	4,09	-1,82
161	0,0052	0,0207	0,1132	0,1189	0,3463	0,3789	0,0168	0,819	108,0	4,54	-2,50
160	0,0076	0,0215	0,1150	0,1186	0,3447	0,3759	0,0168	0,8304	111,1	5,07	-3,34

Результаты и их обсуждение

На основании данных из табл. 1 в программе Excel были рассчитаны значения счетов PC1 и PC2 пространства главных компонент (табл. 1) согласно [9] и построена соответствующая зависимость в координатах PC1–PC2 (рис. 2).

Из рисунка 4.2 видно, что работа установки стабилизации конденсата в пространстве главных компонент PC1–PC2 описывается зависимостью проходящей через максимум. Все точки с координатами PC1, PC2 соответствуют каждой температуре ребойлера (от 160 °С до 200 °С) и максимальное значение по PC2 (1,52) соответствует значению температуры ребойлера 182 °С, при котором давление насыщенных паров соответствует ограничению согласно ГОСТ Р 54389–2011 – 66,7 кПа, а также расход газового конденсата будет максимальным. Точки, лежащие слева от максимума, соответствуют таким значениям температуры ребойлера, при которых газовый конденсат соответствует требованиям ГОСТ Р 54389–2011, но расход его будет меньше чем при температуре точки максимума. А точки, лежащие справа от максимума, соответствуют таким значениям температуры ребойлера, при которых расход конденсата будет больше чем при температуре точки максимума, но конденсат не будет соответствовать требованиям ГОСТ Р 54389–2011. Таким образом, необходимо поддерживать температуру ребойлера в колонне депропанизации выше 182 °С, при этом чем ближе будет температура к 182 °С, тем расход стабильного конденсата будет больше.

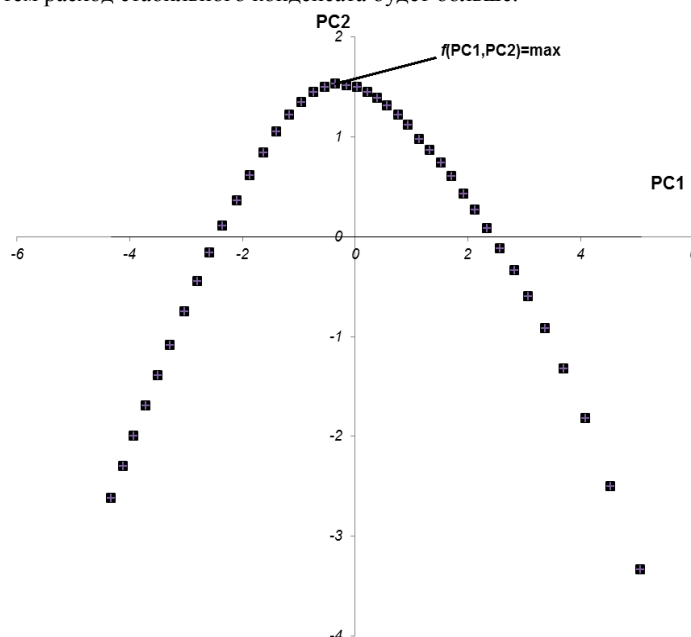


Рис. 2 График счетов PC1–PC2

Выводы:

- в программном комплексе Aspen HYSYS смоделирована действующая схема установки комплексной подготовки газа Отраднинского газоконденсатного месторождения ОАО «Сахатранснефтегаз» с введением установки стабилизации конденсата, тем самым повышена рациональность использования нестабильного конденсата;
- оптимизация работы установки стабилизации конденсата проводилась исходя из мониторинга свойств выходящего потока газового конденсата и выявления зависимости его свойств от работы оборудования, а именно температурного режима;
- установлен оптимальный температурный режим ректификационного процесса, при котором выход

стабильного конденсата максимален, а также соответствует требованиям ГОСТ Р 54389-2011;

Литература

1. Ксанф А. Нефтегазовый комплекс: проблемы и перспективы // Направление – Дальний Восток. – 2010. – №6. – Т. 14. – С. 1.
2. Иванов В.Г., Маслов А.С., Кравцов А.В. и др. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата // Газовая промышленность. – 2003. – №7. – С. 54-57.
3. Ахметов С.А. Технологии глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – С. 194-204.
4. Deng X., Tian X. Nonlinear process fault pattern recognition using statistics kernel PCA similarity factor // Neurocomputing. – V. 121. – 2013. – P. 298–308.
5. Bakshi B. Multiscale PCA with application to multivariate statistical process monitoring // AIChE Journal. – 1998. – 44. – P. 1596-1610.
6. Руководство пользователя, Aspen HYSYS. – Aspen Technology, Inc. – 2011. – 374 p. – Режим доступа: <http://www.aspentech.com>.
7. Технологический регламент работы установки дезанизации и стабилизации конденсата Мыльджинского газоконденсатного месторождения. – Москва: ОАО «Востокгазпром».
8. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – Взамен ОСТ 51.65-80; введ. 2012-07-01. – Москва: Стандартинформ, 2012.
9. Померанцев А.Л. Хемометрика в Excel: учебное пособие. – Томск: Из-во ТПУ, 2014. – 435 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ НА ДВИЖЕНИЕ КАПЕЛЬ ВОДЫ В НЕФТИ

С.Н. Харламов, В.В. Зайковский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В настоящее время одним из наиболее распространенных методов разделения водонефтяных эмульсий на объектах нефтедобычи является обработка электрическим полем, создаваемым электродами, подключенными к источнику переменного тока промышленной частоты [1].

Необходимо отметить, что плоские и решетчатые электроды, используемые в большинстве промышленных аппаратах по разделению водонефтяных эмульсий, ввиду особенностей распределения зарядов на границах электродов, также являются источником неоднородного электрического поля. Аналогичным образом, неоднородное электрическое поле может быть создано за счет несимметричной конфигурации электродов [2].

Учитывая вышесказанное, цель данной работы состояла в: 1) построении и верификации математической модели и численного алгоритма расчета процессов движения дисперсной проводящей фазы в водонефтяных эмульсиях по действием электрического поля; 2) уяснении и оценке характера влияния сил диэлектрофореза на траекторию движения капель вследствие действия неоднородного электрического поля, создаваемого как за счет несимметричной конфигурации электродов, так и за счет краевых полей плоских электродов.

Вводя допущение об отсутствии свободных зарядов в моделируемой двумерной области, запишем его в виде [3]:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0 \quad (1)$$

Соотношение к расчету напряженности стационарного электрического поля, исходя из определения данной величины, может быть записано для двумерного случая, как вектор [16]:

$$\vec{E} = \left\{ -\frac{\partial \varphi}{\partial x}; -\frac{\partial \varphi}{\partial y} \right\} \quad (2)$$

Для моделирования движения единичной сферической несжимаемой капли воды в нефти под действием неоднородного электрического поля, необходимо определить силы, действующие на такую каплю. Ими являются: сила тяжести, сила Архимеда, сила лобового сопротивления, сила диэлектрофореза.

Таким образом, уравнения движения в проекциях на координатные оси для капли воды запишутся следующим образом:

$$m_{\text{капли}} \cdot a_y = F_{\text{плав}} + F_{\text{сопр}}^y + F_{\text{дф}}^y \quad (3)$$

$$m_{\text{капли}} \cdot a_x = F_{\text{сопр}}^x + F_{\text{дф}}^x \quad (4)$$

$$a_y = \frac{\partial v_y}{\partial t} = \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} \quad (5)$$

$$a_x = \frac{\partial v_x}{\partial t} = \frac{\partial^2 x}{\partial t^2} \quad (6)$$

С помощью методов численного интегрирования, в системе компьютерной алгебры Mathematica были смоделированы траектории движения одиночных капель воды.

Результаты исследования позволяют сделать вывод о влиянии конфигурации электродов на траектории движения капель воды.

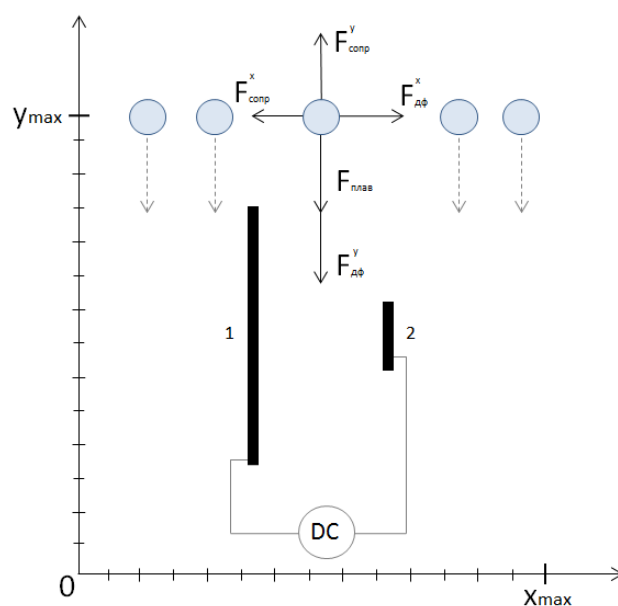


Рис. 1. Детали моделирования движения каплей воды в нефти. Здесь обозначено: F ; – силы, действующие на каплю; 1- заряженная пластина конденсатора; 2 – заземленная пластина конденсатора; символ «O» - капля воды; «DC» - источник постоянного тока.

В случае несимметричного плоского конденсатора и преобладания длины заряженной пластины над длиной заземленной пластины, увеличивается доля капель, отклоняющихся к краям заземленной пластины. Это является следствием «крупномасштабной» (по сравнению с краевыми эффектами) неоднородности электрического поля в межэлектродном пространстве. При этом вследствие большего количества отклонений по горизонтали, протяженность пути капель воды в таком поле увеличивается. Количество капель, проскочивших между зонами

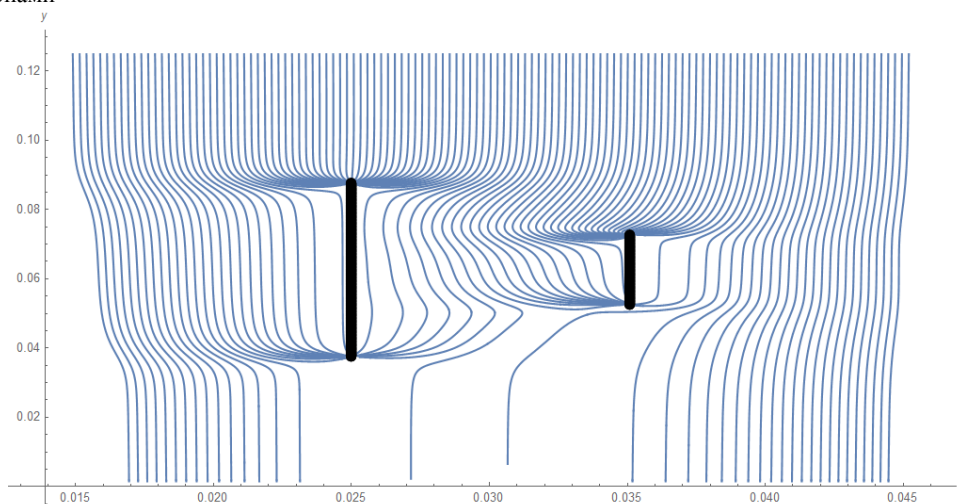


Рис. 2. Траектории каплей воды в нефти, при движении в неоднородном электрическом поле, созданном несимметричной конфигурацией электродов, $L_{zn} = 5 \cdot 10^{-2}$ м, $L_{nn} = 2 \cdot 10^{-2}$ м, $U_{zn} = 5000$ В, $U_{nn} = 0$ В.

притяжения, при такой конфигурации электродов, визуалью около 3%, а зона влияния заземленного электрода в заэлектродном пространстве – около половины межэлектродного расстояния .

Из результатов следует, что общий эффект после обработки электрическим полем несимметричного вертикального плоского конденсатора выражается в формировании процесса с условиями снижения количества капель в межэлектродном пространстве и на некотором расстоянии за электродами, ввиду их притяжения к краям пластин.

Литература

1. Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова, Н.М. Николаева. – М., Издательство «Химия», 1967. – 200 с.
2. Kharlamov S.N., Zaykovskiy V.V. Mathematical modeling of oil dehydration under the influence of low frequency electromagnetic field. - Proceedings of 8th International Forum on Strategic Technology IFOST 2013. – June 28 – July 1 2013 – Volume I.
3. James R. Nagel. Solving the Generalized Poisson Equation Using the Finite-Difference Method (FMD). URL: http://www.ieeeaps.org/pdfs/FA_Numerical_Poisson_Nagel.pdf (дата обращения: 28.08.2014).

МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГООРУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**Е.В. Николаев**

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Предварительная подготовка нефти на промыслах производится после сбора скважинной продукции по коллекторным трубопроводам на дожимные насосные станции (ДНС) и установки предварительного сброса воды (УПСВ) в нескольких последовательных сепараторах (от 2 до 4). В них происходит частичное отделение от нефти попутного нефтяного газа (ПНГ). На этой стадии в результате интенсивного газовыделения происходит унос тяжелых углеводородов с отгоняемым газом. Это чистые потери для месторождений, в которых отсутствует возможность транспорта ПНГ на газоперерабатывающие заводы. Поэтому задача эффективной борьбы с потерями тяжелых углеводородов с ПНГ при предварительной подготовке нефти является *актуальным*.

Эффективное прогнозирование процессов разделения является важной частью при проектировании и эксплуатации оборудований многоступенчатой сепарации нефти. Разработка компьютерных программ для моделирования процессов разделения скважинной жидкости обеспечивает инженеров ценным инструментом, с помощью которого возможно получить более надежные и качественные решения при проектировании и эксплуатации нефтяных месторождений [1]. По мере разработки месторождений их обводненность увеличивается. На некоторых месторождениях Западной Сибири достигает уже 80 % и более. Данных по исследованию таких эмульсий крайне мало, особенно по газовыделению.

Объектом исследования является многоступенчатая сепарация при предварительной подготовке нефти. *Целью* данной работы является снижение интенсивности газовыделения на первых ступенях сепарации нефти, так как именно в первом сепараторе происходит самое интенсивное выделение газа и, соответственно, самый большой унос тяжелых углеводородов в отгоняемый газ.

В работе [2] проведено изучение влияния термобарических условий на выделение газа при многоступенчатой сепарации нефти с помощью компьютерного моделирования. За счет оптимизации термобарических условий удалось добиться экономии уноса $C_{5+высш.}$ углеводородов с отгоняемым газом на более 40 %.

В работе [3] описывается способ, запатентованный Норвежскими авторами, в котором предлагается доводить содержание воды в смеси с нефтью до 70-80 %, чтобы сплошной стала водная фаза. Это способствует лучшему разделению нефти от воды, однако в работе ничего не говорится о выделении газа и температуре смеси.

В статье [4] экспериментально зафиксировано повышенное содержание растворенного газа, замеренного установкой «АСМА» при измерении газового фактора нефти. Отмечено, что для нефтей Когалымской группы месторождений при температуре ниже 15 °С наблюдается резкое увеличение (в 3 раза и больше) остаточного растворенного газа по отношению к измеренному количеству свободного газа, что искажает результаты измерений. Автор объясняет этот эффект ростом вязкости при снижении температуры и изменением физико-химических процессов на границе раздела фаз (поверхностное натяжение, фазовые переходы и др.). Очевидно, это так же проявление неньютоновских свойств нефти, которую отбирали для пробы, при температуре ниже 15 °С.

В работе [5] запатентован способ предварительной подготовки нефти на промыслах при многоступенчатой сепарации, в котором предусматриваются точки ввода в каждый сепаратор холодной и горячей воды с целью регулирования температуры в зимних и летних условиях, а также добавления в текучую среду деэмульгатора для предотвращения повторного инвертирования фаз. При этом разделенные компоненты отводят из сепаратора раздельно через отводящие трубопроводы. Данный способ предварительной подготовки нефти используется на одном из месторождений Западной Сибири.

На основе вышеперечисленных фактов, для достижения поставленной цели можно предложить использовать неньютоновское состояние нефти в первом сепараторе для снижения интенсивности газовыделения. А также целесообразно перед каждым сепаратором подавать вместе с нефтью воду для регулирования температуры нефти. С увеличением содержания воды в водонефтяной эмульсии, эмульсия переходит с типа «вода в нефти» в «нефть в воде», и это скачкообразно отражается на эффективную вязкость эмульсии [6].

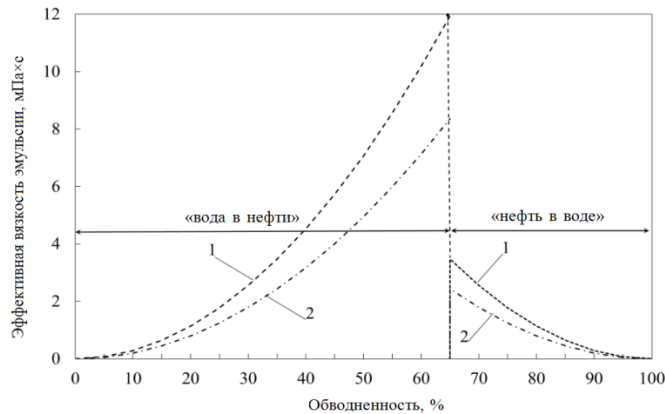


Рис. 1 Влияние обводненности на эффективную вязкость водонефтяной эмульсии

Авторы утверждают, что в большинстве случаев такой переход происходит при содержании воды в водонефтяной эмульсии от 50 до 70 %. В связи с этим можно предположить, что при обводненности водонефтяной эмульсии от 70 до 80 % эмульсия перейдет на тип «нефть в воде». Попадая в сепаратор, растворенный газ в нефти начнет выделяться. Но теперь путь пузырька газа будет состоять из двух частей: 1) всплытие внутри небольшой нефтяной глобулы с расширением за счет кипения растворенных газов C_1-C_4 и испарения $C_{5+высш.}$; 2) всплытие по сплошной водной фазе. Чтобы снизить испарение $C_{5-}C_{6+высш.}$ внутрь пузырька во время его движения в нефтяной глобуле, можно предложить охладить нефть с помощью воды до неньютоновского состояния, при котором вязкость нефти существенно увеличится. Чтобы использовать этот эффект необходима математическая оценка изменения скорости всплытия газовых пузырьков в эмульсии.

Математическая оценка. Для определенности будем считать, что в смеси нефть-вода сплошной является вода, а диспергированной – нефть. Тогда проще оценить соотношение скоростей всплытия пузырьков в нефти и воде. Для вывода этой оценки нужно также сделать ряд допущений, которые позволят упростить выражения, не завышая эту оценку. Во-первых, будем считать диаметр пузырька в воде и нефти одинаковым и постоянным во время всплытия, а сам пузырек – сферическим. Если глобулы диспергированной в воде нефти достаточно малы, то увеличением объема пузырька при всплытии в глобуле можно пренебречь. При всплытии в сплошной водной фазе будем считать, что рост пузырька прекращается. Во-вторых, будем рассматривать установившуюся скорость всплытия пузырька, т.е. стационарное решение уравнения движения. Тогда можно записать дифференциальное уравнение, учитывающее силу тяжести, силу Архимеда и силу сопротивления:

$$m \frac{dU(t)}{dt} = mg - V\rho_{ж}g - K_d S \frac{\rho_{ж}U^2(t)}{2}, \quad (1)$$

где $U(t)$, m , V – скорость, масса и объем пузырька; g – ускорение свободного падения; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; S – площадь сечения пузырька; K_d – безразмерный коэффициент сопротивления. Для Стоксового режима движения ($Re \ll 1$) безразмерный коэффициент сопротивления (K_d) определяется по формуле:

$$K_d = \frac{24}{Re}, \quad (2)$$

при числе Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho_{ж}uD}{\mu_{ж}}, \quad (3)$$

где u – скорость всплытия пузырька; D – диаметр пузырька; $\mu_{ж}$ – динамическая вязкость жидкости. Стационарное решение уравнения (1) совпадает с известной формулой Стокса. Записали это решение для нефти и воды:

$$U_n = \frac{(\rho_n - \rho_r)D^2g}{18\mu_n}, \quad (4)$$

$$U_w = \frac{(\rho_w - \rho_r)D^2g}{18\mu_w}, \quad (5)$$

где U_n и U_w – скорость всплытия пузырька в нефти и воде; μ_w , μ_n – соответственно вязкость воды и нефти; ρ_w , ρ_n – соответственно плотность воды и нефти. Если взять соотношение скоростей пузырька (4) и (5), получаем:

$$\frac{U_w}{U_n} = \frac{(\rho_w - \rho_r)\mu_n}{(\rho_n - \rho_r)\mu_w}. \quad (6)$$

В этом соотношении разностью плотностей жидкости и газа можно пренебречь, поскольку она для обеих жидкостей велика. К тому же в числителе эта разность однозначно выше. Тогда в качестве нижней оценки отношения скорости всплытия пузырька в воде и нефти получаем:

$$\frac{U_w}{U_n} \approx \frac{\mu_n}{\mu_w}. \quad (7)$$

Таким образом, исходное уравнение и выведенное из него соотношение показывают, что скорость пузырька в воде будет во столько раз больше его скорости в нефти, во сколько раз вязкость нефти больше вязкости воды.

В последующих сепараторах температуру водонефтяной смеси необходимо постепенно увеличивать, чтобы нефть вернулась в состояние неньютоновской жидкости и было выполнено условие по парциальному давлению газов.

Моделирование. Многоступенчатая сепарация нефти была смоделирована в программном обеспечении Aspen HYSYS (рис. 2).

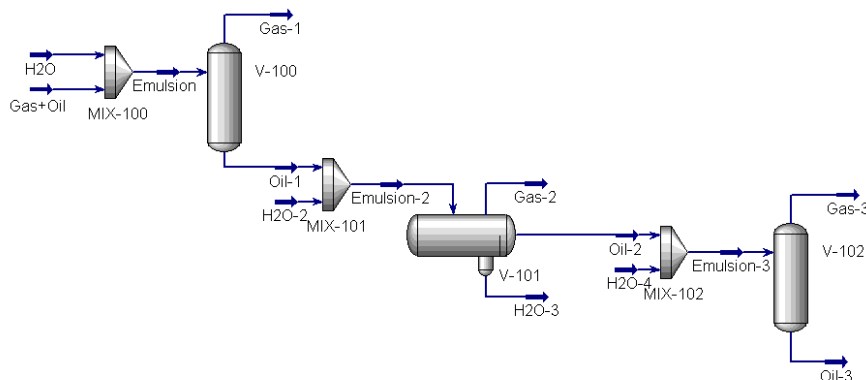


Рис. 2 Модель трёхступенчатой сепарации нефти

Как видно из рисунка 2, перед подачей в каждый сепаратор вместе с нефтью подается вода, с целью регулирования температуры. В данном случае, в первом сепараторе мы охлаждаем нефть до температуры 10 °С, а во 2-м и 3-м, постепенно повышаем температуру до 20 и 30 °С соответственно. То есть, на первом сепараторе мы приводим нефть в неньютоновское состояние жидкости, затем в последующих сепараторах мы возвращаем нефть в ньютоновское состояние. В таблице 1 представлено сравнение составов отгоняемых газов из трех сепараторов двух вариантов: 1) при обводненности водонефтяной смеси 0 %; 2) при обводненности – 75 %.

Таблица 1
Компонентный состав пластовой нефти (Самотлорское месторождение, пласт АВ4-5) на входе и газа на выходах из трех последовательных сепараторов

№		Пласт. нефть моль. %	Вариант 1. Обводненность 0 %			Вариант 2. Обводненность 75 %		
			Газ после сепарации, мас. %			Газ после сепарации, мас. %		
			1 ступень 0,25 МПа, T=10 °C	2 ступень 0,24 МПа, T=20 °C	3 ступень 0,23 МПа, T=30 °C	1 ступень 0,25 МПа, T=10 °C	2 ступень 0,24 МПа, T=20 °C	3 ступень 0,23 МПа, T=30 °C
	1	2	3	4	5	7	8	9
1	Диоксид углерода	0,47	2,94	3,29	3,56	2,87	2,94	2,98
2	Азот	0,08	0,34	0,22	0,14	0,34	0,26	0,18
3	Метан	32,73	78,51	72,55	65,68	77,52	73,91	67,98
4	Этан	0,55	2,21	2,55	2,88	2,21	2,39	2,61
5	Пропан	1,2	5,12	6,46	7,91	5,15	5,89	7,02
6	Изо-бутан	1,26	4,34	5,77	7,43	4,46	5,29	6,61
7	Н-бутан	1,33	3,44	4,68	6,16	3,57	4,31	5,50
8	Изо-пентан	1,45	2,12	3,03	4,16	2,26	2,81	3,75
9	Н-пентан	0,9	0,95	1,39	1,95	1,02	1,29	1,76
10	C ₆₊ высш	60,03	0,03	0,06	0,13	0,03	0,05	0,11
11	Вода		0	0	0	0,57	0,86	1,50
12	Унос C ₅₊ высш		3,1	4,48	6,24	3,31	4,15	5,62
13	Соотношение уносов, %		100	145	201	100	125	170

Численное моделирование с помощью программного обеспечения HYSYS показало соотношение уноса в первой, второй и третьей сепараторах C₅₊высш. углеводородов: от 100:145:201 (без воды) до 100:125:170 (с обводненностью 75 %). Это приводит к более равномерному распределению газовой выделению. Общий унос C₅₊высш. углеводородов был снижен от 4,61 до 4,36 %.

Выводы:

для снижения уноса тяжелых углеводородов в отгоняемый газ на первом сепараторе при многоступенчатой сепарации нефти предложено использовать её неньютоновские свойства путем её охлаждения и диспергирования в сплошной водной фазе;

выведена приближенная математическая оценка относительной скорости всплытия пузырьков газа в нефти и воде, которая показала наличие обратной пропорциональности их от вязкостей;

смоделирована схема многоступенчатой сепарации нефти, использующая подачу воды в каждый сепаратор с целью регулирования температуры для поддержания оптимальных термобарических условий; численное моделирование с помощью программного обеспечения HYSYS показало соотношение уноса в первой, второй и третьей сепараторах $C_{5+высш.}$ углеводородов: от 100:145:201 (без воды) до 100:125:170 (с обводненностью 75 %), что приводит к более равномерному распределению газовой выделения; общий унос $C_{5+высш.}$ углеводородов снижен от 4,61 до 4,36 %.

Литература

1. F.M. Khoury, Multistage Separation Processes, Fourth Edition, CRC Press, Boca Raton, FL, 2015.
2. A.A. Khamukhin, E.V. Nikolayev, Modeling of Gas Multistage Separation to Increase Stock Tank Oil, Advanced Materials Research, Vol 1040 (2014), P. 508–512.
3. Пат. 2349749 (РФ). Способ и устройство для разделения нефти и воды при добыче их из подземных или морских месторождений / П. Грамме, Г.Х. Лиз: № 2006103784/03; заявл. 08.07.2004; опубл. 20.03.2009. Бюл. №8 – 8 с.
4. О.В. Давыдова. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 1. – С. 181–189. – URL: http://ogbus.ru/authors/DavydovaOV/DavydovaOV_1.pdf (Дата обращения: 06.09.2013).
5. Пат. 2496550 (РФ). Способ предварительной подготовки нефти на промыслах при многоступенчатой сепарации / А.А. Хамухин: № 2012122820/05; заявл. 01.06.2012; опубл. 27.10.2013. Бюл. № 30 – 12 с.
6. Aspen HYSYS. Upstream Operations Guide. Version Number V 7.3, Burlington, 2011.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УПЛОТНЕНИЯ ФРАКЦИЙ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.Д. Сиротин, М.И. Гильдебрандт, А.В. Грузин

Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В настоящее время применительно к региональным грунтовым условиям продолжается поиск более совершенных решений подготовки оснований фундаментов объектов нефтегазовой отрасли, и в частности для вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Очевидно, что разработка новых эффективных типов фундаментов и методов улучшения свойств грунтов основания возможна только на основе детального изучения их работы методами механики грунтов и обоснования технологий их массового возведения [1]. Песчаные грунты используются не только в нефтегазовой отрасли в качестве грунтов оснований резервуаров для хранения жидких углеводородов, но и в строительной отрасли в целом - в качестве грунтов оснований зданий и сооружений промышленного и гражданского назначения [2-4]. Ранее выполненные исследования показали, что деформационные свойства песчаных грунтов существенным образом зависят от их влажности [5-8]. Поскольку песчаные грунты состоят из частиц различных размеров (фракций), было выдвинуто предположение о влиянии фракционного состава грунта на изменение его деформационных свойств под действием влаги. Ожидается, что исследования, направленные на уточнение особенностей влияния каждой из фракций грунта в зависимости от их влажности на суммарное значение величины деформации, позволили бы прогнозировать на основе гранулометрического анализа влияние влажности на песчаный грунт в целом. Это в свою очередь, позволило бы выбирать рациональную технологию уплотнения рассматриваемого песчаного грунта, а значит, в итоге, и снизить временные и материальные затраты на подготовку песчаного основания.

В настоящее время на базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета проводятся исследования, направленные на уточнение влияния влажности на характер уплотнения отдельных фракций песчаного грунта средней крупности. С помощью набора сит из аллювиального песка средней крупности поймы р. Иртыш были получены фракции с размером частиц $1,0 \div 2,0$ и $0,5 \div 1,0$ мм. Максимальная величина давления была принята из условия моделирования нагружения под днищем резервуара РВСП 50 000 куб.м в ходе его гидравлических испытаний и равнялась 180 кПа. Лабораторные исследования позволили выявить особенности влияния влажности на деформацию отдельных фракций подготовленных образцов. Так, например, в ходе компрессионных испытаний образцов с размерами частиц $1,0 \div 2,0$ мм было установлено, что максимум уплотнения исследованной фракции приходится на влажность $W=6\%$ (см. рисунок 1).

В диапазоне значений влажности грунта от $W=0\%$ до $W=6\%$ имеет место резкий рост степени уплотнения (от 1,04 до 1,19 раза), свыше $W=6\%$ - снижение (до 1,08 раза). У исследованной фракции практически отсутствует диапазон влажности, в котором величина деформации постоянна, как это наблюдалось у исходного песчаного грунта [5]. Стоит отметить и тот факт, что в ходе компрессионных испытаний песчаной фракции с зёрнами более 1 мм получено большее значение плотности ($1,74 \text{ г/см}^3$), что в 1,08 раза больше, чем для уплотнённого исходного песчаного грунта ($1,61 \text{ г/см}^3$).

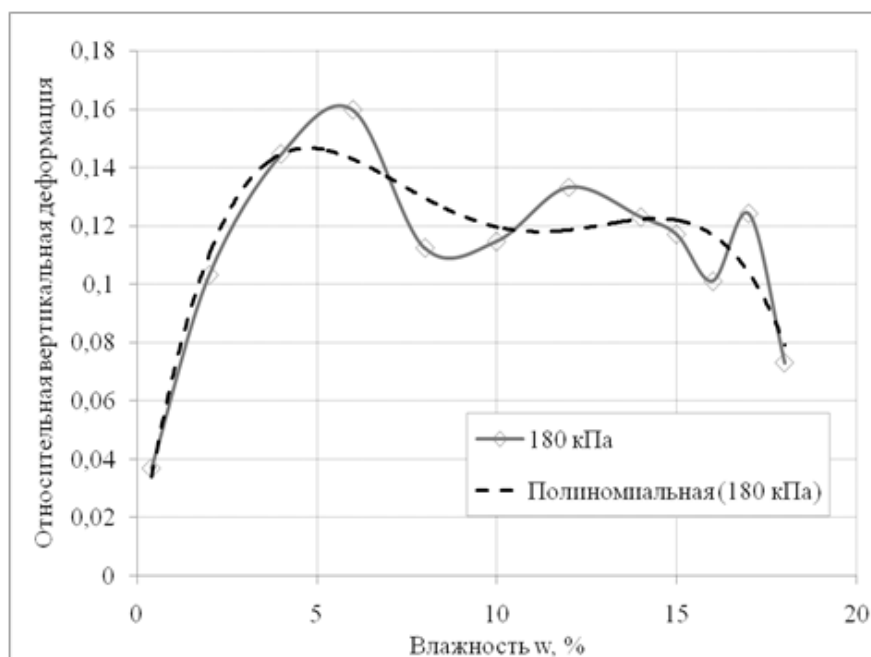


Рис. 1 Относительная вертикальная деформация песчаной фракции с размером частиц 1,0÷2,0 мм для различных значений влажности

На рисунке 2 представлены результаты компрессионных испытаний образцов с размерами частиц 0,5÷1,0 мм. Как видно из представленных данных, в диапазоне значений влажности грунта от $W=0\%$ до $W=3\%$ имеет место резкий (в 3 раза) рост величины относительной вертикальной деформации (от 0,039 до 0,123). Далее, в диапазоне значений влажности от $W=3\%$ до $W=19\%$ имеет место практически неизменная величина относительной вертикальной деформации (в среднем – 0,117).

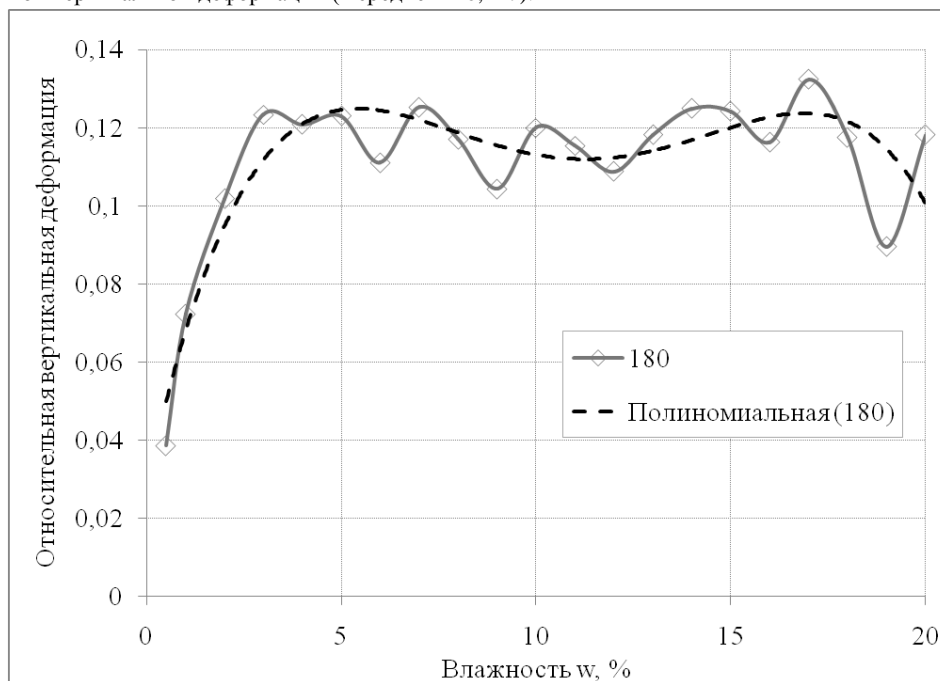


Рис. 2 Относительная вертикальная деформация песчаной фракции с размером частиц 0,5÷1,0 мм для различных значений влажности

Таким образом, в ходе лабораторных исследований было установлен характер влияния влажности на величину относительной вертикальной деформации фракций песчаного грунта с размером частиц 1,0÷2,0 и 0,5÷1,0 мм. Как видно из представленных графиков, уменьшение размера частиц исследованных фракций приводит к расширению диапазона значений влажности, при которых величина относительной вертикальной деформации остаётся практически неизменной. Кроме того, имеет место некоторое влияние величины частиц как

на максимальной величину относительной вертикальной деформации, так и на диапазон значений влажности, в котором имеет место рост величины относительной вертикальной деформации. Вместе с тем стоит отметить тот факт, что во всех случаях влияние влажности на величину относительной вертикальной деформации не носит ярко выраженного экстремального характера, то есть во всех случаях наблюдался достаточно широкий диапазон ($\geq 10\%$) значений влажности, в котором величина относительной вертикальной деформации не изменяется или изменяется в небольшом диапазоне.

Литература

1. Грузин А.В., Грузин В.В., Абраменков Э.А. Грунтовые среды в условиях статического и динамического нагружения. Монография. - Омск: Издательство ОмГТУ, 2009. – 135 с.
2. СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*
3. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87
4. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 141 с.
5. Потапов А.Д., Платов Н.А., Лебедева М.Д. Песчаные грунты: Научное издание. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 256 с.
6. Антропова Л.Б., Грузин А.В. Влияние влажности на уплотнение грунта // Теория и практика актуальных исследований: материалы VI заоч. междунар. науч.-практ. конф. (25 марта 2014, г. Краснодар) в 2 томах. – Краснодар : научно-издательский центр Априори, 2014. – Т.2. – С.138-141.
7. Коновалова А.Д., Бугаёв А.В., Грузин А.В. Исследование особенностей уплотнения грунтов оснований при сооружении резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVIII Междунар. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых в 2 томах. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та, 2014. – Т.2. – С.602-604.
8. Грузин А.В., Антропова Л.Б., Коновалова А.Д. Исследование компрессионных свойств песчаных грунтов основания резервуара РВС-50000 // Динамика систем, механизмов и машин: материалы IX Междунар. науч.-техн. конф. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2014. – Т.1. – С.56-59.

ОПТИМИЗАЦИЯ ОЦЕНКИ ОБЪЕМОВ РАЗРАБОТКИ ТРАНШЕИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

К.В. Скуратова

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Появление аварийных участков трубопроводов на переходе через водные преграды – часто возникающие проблемы при эксплуатации промысловых трубопроводов. Основные причины данного явления: размыв дна в месте перехода через реку и дефективность труб.

Для правильного заложения трубопровода при проектировании по технологии укладки открытым способом необходимо учесть характеристики руслового процесса, исключить погрешность расчета в ручном режиме, а также учесть простой техники при разработке траншеи на переходе через русло реки.

В ОАО «ТомскНИПИнефть» для повышения качества проектирования переходов трубопроводов через водные преграды был разработан программный комплекс для оптимизации расчета объема разработки с учетом заносимости траншеи и балластировки трубопровода.

В соответствии с классификацией речных инженерных сооружений переходы трубопроводов через реки относятся к типу пассивных сооружений, не способных влиять на характеристики руслового процесса, а подверженных их влиянию. Поэтому для рационального проектирования и надежной эксплуатации переходов трубопроводов через реки на всех стадиях проектирования переходов, а также в период их эксплуатации необходимо выполнять тщательную оценку характеристик руслового процесса и деформаций русла реки (водотока) на участке перехода за период его функционирования.

Объектами для проектирования при переходе через русла реки являются трубопроводы с условным диаметром 100 мм и более, скорость течения 0,5 м/сек и выше. При проектировании переходов через водные преграды малой протяженности (до 5 метров) заносимость траншей не учитывается. Это обусловлено непрерывностью и высокой интенсивностью работ колонны техники на участке строительства через водотоки. При разработке технических решений для переходов через русло реки большой протяженности (более 5 метров) и со скоростью течения более 0,5 м/сек необходимо учитывать интенсивность отложения донных наносов. В противном случае велика вероятность того, что трубопровод будет находиться на глубине, не предусмотренной проектом, соответственно будет нарушать нормы и способствовать возникновению аварийного участка на трубопроводе при переходе через реку под действием руслового процесса.

В настоящее время на рынке предлагаемых программных пакетов отсутствуют продукты, которые позволяют оценивать объемы разработки траншеи с учетом интенсивности отложения донных наносов под действием течения реки на переходе через водные преграды. Было установлено, что наработка в данном направлении нет. В соответствии выше сказанному, была поставлена цель оптимизировать расчет объема разработки траншеи, который будет учитывать заносимость траншеи, а также с помощью которого будет возможно ускорить выполнение расчета для принятия необходимого технического решения.

Алгоритм программы разбит на 4 этапа. Расчет выполняется последовательно. Основной формулой для расчета является определение объема разработки. Откосы траншеи принимаются для каждого грунта отдельно в

соответствии СП 34-116-97. Наиболее часто встречающиеся грунты по дну: пески, суглинки, гравийные, галечные грунты и илы. Иногда в створе подводного перехода встречаются заболоченные участки, а именно болота I и II типов.

На первом этапе определяется объем разработки без учета заносимости. На данном этапе ширина траншеи принимается в соответствии с пунктом 5.3 СП 36.13330.2012: ширина траншеи по дну принимается равной $D+300$ – для трубопроводов диаметром до 700 мм и $1,5D$ – для трубопроводов диаметром более 700 мм и более, где D – условный диаметр трубопровода.

На втором этапе рассчитывается объем разработки только с учетом балластировки (при условии, что трубопровод с пригрузами). Ширина траншеи принимается в соответствии с требованием СП 36.13330.2012: $0,2 m$ от пригруза до стенок разрабатываемой траншеи.

На третьем этапе выполняется расчет объема разработки с учетом заносимости, в соответствии с требованиями ВСН 010 -88.

На последнем этапе рассчитывается объем разработки с учетом балластировки и заносимости (при условии, если есть на трубопроводе пригрузки).

Программа написана в среде программирования Delphi 7. В настоящее время Delphi, как язык для программирования, очень популярен. Он позволяет 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).

Необходимые данные для выполнения расчета в программе: внешний диаметр трубопровода, протяженность перехода через русло реки, проектная глубина траншеи, средняя удельная интенсивность отложения донных наносов, определяемая по материалам гидрологических изысканий, ширина траншеи без учета заносимости и балластировки, а также оборудование для разработки траншеи.

Помимо расчета объема разработки с учетом заносимости и балластировки есть дополнительные функции: в соответствии с требованиями ВСН 163-83 предусмотрен расчет минимальной производительности и расчет необходимого времени разработки для земснаряда. Данные расчеты могут быть применены не только для составления объемов работ для расчета смет, но также и для планирования работ для проекта организации, а именно: сколько потребуется единиц оборудования и какой временной интервал необходимо предусмотреть проектом, чтобы разработать траншею с учетом отложения донных наносов в русле реки.

Экономическая эффективность разработанной программы расчета оценена на примере ранее запроектированного газопровода. Авторским надзором было выявлено, что на переходах через русловые участки рек положение трубопровода значительно отличалось от предусмотренного проектом и не соответствовало требованиям нормативной документации. В связи с этим стал вопрос касательно оценки стоимости работ и временных затрат на устранение технической ошибки. Был выполнен расчет с целью определения необходимой ширины траншеи и объема разработки, количества земснарядов, а также их минимальную производительность с учетом интенсивности отложения донных наносов в русле реки. Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица

Расчет объема разработки с учетом и без заносимости с помощью программы

Протяженность перехода газопровода через водную преграду, м	Диаметр трубопровода, м	Глубина траншеи, м	Интенсивность отложения донных наносов, м ² /сут	Объем разработки без учета заносимости, м ³	Объем разработки с учетом заносимости и балластировки, м ³
15	0,325	4,42	0,286	130	160
10	0,325	3,32	0,014	118	138

Расчет показал, что для перехода трубопровода через водную преграду протяженностью 15 м объем разработки с учетом заносимости и балластировки превосходит объем разработки на 23 %, для перехода протяженностью 10 м – на 17%.

В случае учета заносимости и балластировки гарантировано, что проектируемый трубопровод не будет подвергаться воздействию руслового процесса и будет находится на глубине, предусмотренной проектом в соответствии с требованиями проектной документации. В противном случае высока вероятность возникновения аварийного положения трубопровода в соответствии с требованиями нормативной документации необходимо будет выполнять следующие работы:

- Вырезка и извлечение участка
- Заглубление траншеи
- Проверка изоляционного покрытия и пригрузов
- Укладка трубопровода в проектное положение
- Приварка плети к прилегающему участку
- Радиографический и дублирующий ультразвуковой контроль полученных сварных стыков
- Предварительное испытание трубопровода на пойме реки по горизонту высоких вод 10% обеспеченности
- Окончательное испытание всего газопровода

Установлено, что стоимость проведения работ для устранения аварийного участка на рассматриваемых переходах газопровода через реки с учетом выполнения указанных монтажных работ превысила 5 раз стоимость разработки с учетом заносимости и балластировки.

Данные цифры озвучены для переходов трубопроводов через малые водотоки (до 15 метров). Для устранения аварийных участков через более широкие водные преграды потребуется гораздо больше затрат, не говоря уже о необходимости остановки перекачки продукта, что существенно увеличивает в целом стоимость устранения аварийных участков трубопроводов.

Таким образом, при учете интенсивности перемещения донных наносов и заложения дополнительных объемов для разработки траншеи с учетом заносимости исключается возможность отклонения трубопровода от проектного положения и возникновения аварийного участка при гораздо меньших затратах, предусмотренных на разработку с учетом заносимости траншеи.

Применение программы повышает точность расчета, исключая возможность нахождения трубопровода на глубине, не соответствующей проекту, а также риск возникновения аварийных участков на переходе через русла рек и выполнения дорогостоящих работ для их устранения.

Разработанный программный пакет применим не только для расчета объема разработки траншеи, но также используется для проверки принятых технических решений в документации субподрядной организации отделом экспертизы и разработки работ для группы проекта организации строительства (ПОС).

Внедрение программы показало, для выполнения трудоемкого расчета увеличивается скорость выполнения на 94 %, происходит сокращение трудозатрат в 16 раз.

Литература

1. ВСН 163-83 (Миннефтегазстрой) Учет деформаций речных русел и берегов водоемов в зоне подводных переходов магистральных трубопроводов (нефтегазопроводов).
2. ВСН 010-88 (Миннефтегазстрой) Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
4. СТО ГУ ГГИ 08.29–2009 Учет руслового процесса на участках подводных переходов трубопроводов через реки.

ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫЕ ПРИСАДКИ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ В ИНЖЕНЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

К. И. Титков

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе рассмотрены вопросы, связанные с применением противотурбулентных присадок для изменения напорных характеристик трубопроводов. Снижение гидродинамического сопротивления с применением присадок с экономической точки зрения. Основные характеристики параметров присадки, влияющие на эффективность её действия.

В последнее время для снижения затрат на транспорт нефти и нефтепродуктов, а также для повышения рентабельности транспортных систем особо важно обеспечить повышения эффективности транспортной сети.

Проблему увеличения эффективности трубопроводного транспорта можно решить увеличением мощности силовых установок, используемых на насосных станциях. Однако это сопряжено с техническими трудностями и большим объемом капитальных вложений. В связи с этим большой интерес представляет использование противотурбулентных присадок на снижение гидродинамического сопротивления. Этот способ является более экономичным, для повышения пропускной способности нефтепровода. Вытянутая ассиметричная форма молекул и большая молекулярная масса, являются важными характеристиками полимера, оказывающие влияние на гидравлическую эффективность присадок. В общем случае из многочисленных опытов доказано что, наиболее эффективна присадка, с достаточно узким молекулярно – массовым распределением и высокой молекулярной массой. Повышение концентрации ПТП выше предельного не приводит к снижению гидравлического сопротивления. Поэтому установлено, что для каждой ПТП существует своя предельная концентрация.

Обычно присадки вводятся в трубопровод сразу же после насосных агрегатов на насосных станциях. Эффективность присадки зависит от её растворимости в перекачиваемой жидкости, и способности препятствовать её разрушению в турбулентном потоке. Возможные факторы влияющие на эффективность эксплуатации присадок:

- 1) Турбулентность (в ламинарных потоках присадки неэффективны);
- 2) Вязкость;
- 3) Температура;
- 4) Диаметр трубопровода;
- 5) Содержание парафина и воды.

На сегодняшний день накоплен достаточный опыт применения ПТП. Определение эффективности противотурбулентных присадок производится в процессе опытно-промышленных транспортировок на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах. Для проведения данных испытаний необходимы затраты как времени, так и материальных ресурсов. Вместе с тем значительно проще проводить данные исследования в лабораторных условиях. Однако в этом случае возникает проблема достоверного переноса результатов

лабораторных экспериментов на промышленные условия. Кроме того, в настоящее время не решен ряд вопросов, связанных с применением противотурбулентных присадок на действующих трубопроводах, в том числе определение их концентрации для достижения заданного увеличения производительности перекачки и анализ изменения напора по длине трубопровода в процессе прямого и обратного замещения жидкости, содержащей ПТП.

Таким образом, использование ПТП в технологическом процессе перекачки нефти неизбежно ставит задачи выполнения расчетов стационарных и переходных процессов по модифицированным методикам как на этапе проектирования нефтепровода, так и на этапе их эксплуатации. Для успешного решения подобных задач прежде всего требуется совершенствование отраслевой нормативно – технической базы, определяющей методики и порядок проведения данных расчетов, а также освоения новых программных средств расчета гидравлических процессов, позволяющих в полном объеме моделировать влияние ПТП нефтеотдачу.

Растворение полимера в жидкости сопровождается ростом её вязкости и снижением текучести получаемых растворов. Но при введении полимерной присадки в турбулентный поток жидкости в цилиндрическом канале происходит увеличение объемного расхода полимерного раствора по сравнению с расходом маловязкого растворителя. Это явление было открыто Б. А. Томсом, и получило название эффект Томса. Несмотря на то, что явление было открыто более полувека назад, множество вопросов осталось открытыми. Но все же, в настоящее время противотурбулентные присадки находят практическое применение в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов [1-3].

Величина эффекта Томса характеризует энергетический выигрыш при перекачке в трубе единицы объёма жидкости с противотурбулентными добавками по сравнению с исходной жидкостью без растворенного в ней полимера. Гидравлическую эффективность ПТП (DR), выраженную в процентах, можно рассчитать по следующей формуле:

$$DR, \% = \frac{\xi_0 - \xi_\theta}{\xi_0} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где ξ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления без добавки; ξ_θ – коэффициент гидравлического сопротивления с добавкой.

Коэффициент эффективности присадки показывает долю снижения гидравлического сопротивления нефтепровода от добавления противотурбулентной присадки при его неизменной производительности. В настоящее время максимальная эффективность противотурбулентной присадки при значительной величине ее концентрации может достигать 60-70 %.

ПТП не меняют свойства жидкости, а являются составляющей частью движущегося потока, они эффективны только в условиях турбулентного потока.

В процессе исследований [4] установлен механизм действия противотурбулентных присадок: при добавлении полимера в поток жидкости его молекулы полностью раскручиваются и растягиваются потоком, в результате чего данный поток жидкости ламинаризуется. Незначительное разрушение присадки начинает происходить в процессе ее продвижения по нефтепроводу за счет подавления турбулентности потока, а также при прохождении раствора присадки через повороты и ответвления нефтепровода. При прохождении присадки через магистральный насосный агрегат раскрученные молекулы полимера полностью разрушаются, и на участке нефтепровода после нефтеперекачивающей станции «эффект Томса» не наблюдается. Присадка воздействует на турбулентность в переходной (буферной) зоне трубопровода.

Максимальная эффективность снижения гидравлического сопротивления будет наблюдаться, только после того, как полимерная добавка полностью заполнит трубопровод.

Применение противотурбулентных присадок позволяет: уменьшать давление в нефтепроводе при проведении ремонтных работ без снижения производительности; обеспечивать кратковременное или длительное повышение производительности нефтепровода для выполнения производственной программы; увеличивать пропускную способность лупинга при выводе в ремонт участка основного нефтепровода и наоборот. Таким образом, добавление противотурбулентных присадок прежде всего направлено на увеличение пропускной способности нефтепровода за счет уменьшения его гидравлического сопротивления. Снижение гидравлического сопротивления увеличивает эквивалентный диаметр нефтепровода, который, в свою очередь, влияет на удельный расход электроэнергии. Поэтому добавление противотурбулентных присадок можно рассматривать с точки зрения не только увеличения пропускной способности нефтепровода, но и создания условий для экономии электроэнергии.

На механизм действия противотурбулентных присадок оказывают влияние многие факторы: напряжение сдвига на стенке трубы, средний расход, динамическая скорость, температура, вязкость и термодинамические качества растворителя и среды [5]. Также стоит отметить свойства самого полимера, такие как размер молекул, молекулярная масса, гибкость молекулярной цепи, вязкоупругость молекулярных клубков и их ассоциатов, конформация в растворе.

Преимущества технологии введения противотурбулентных присадок:

- 1) Применение противотурбулентных присадок дает существенную экономию капитальных затрат за счет отказа от строительства дополнительных трубопроводов, мощности которых не будут востребованы после прохождения пика добычи.
- 2) Применение противотурбулентных присадок дает экономию затрат на электроэнергию для перекачки больших объемов нефти.

3) Применение противотурбулентных присадок на трубопроводах, работающих на предельном давлении, существенно снижает риск наступления аварии и экологических катастроф, а также предотвращает потери нефти.

Литература

1. Смолл С. Р. Добавки, снижающие сопротивление течения в трубопроводах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. - № 6. – С. 58-60.
2. Несын Г. В., Манжай В. Н., Попов Е. А. и др. Эксперимент по снижению гидродинамического сопротивления нефти на магистральном трубопроводе Тихорецк – Новороссийск // Трубопроводный транспорт. – 1993. - № 4. – С. 28-30.
3. Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия, 2002. – 295 с.
4. Ерошкина, И.И. Влияние малых полимерных добавок на частоту пристенных турбулентных выбросов при течении жидкости в трубопроводе / И. И. Ерошкина и [др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2000. - № 4. - С. 15-18.
5. Жолобов В.В. К вопросу определения функциональной зависимости гидравлической эффективности противотурбулентных присадок от параметров транспортируемой среды / В.В. Жолобов, Д.И. Варыбок, В.Ю. Морецкий // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4. – С. 52–57.

ТЕПЛОБМЕН И СОПРОТИВЛЕНИЕ В ТЕРМИЧЕСКОМ НАЧАЛЬНОМ УЧАСТКЕ ПЛОСКОЙ ТРУБЫ

И.Е. Чаплин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Физические свойства жидкости вследствие зависимости их от температуры изменяются во времени и по координатам в соответствии с изменением температуры. При малых разностях температур в потоке или слабой зависимости физических свойств от температуры эти изменения невелики. В таких условиях справедливы результаты, полученные в предположении о постоянстве физических свойств. Однако, если разности температур в потоке значительны, то изменение физических свойств с температурой оказывает существенное влияние по поля скорости и температуры, что представляет практический интерес. Так, например, профиль скорости при вязкостном течении капельной жидкости вследствие зависимости коэффициента вязкости от температуры уже не будет параболическим. Изменение профиля скорости влечет за собой и соответствующее изменение профиля температуры. При этом изменяется теплоотдача и сопротивление трения по сравнению с их значениями при постоянных физических свойствах. [1]

Актуальность. В большинстве технологических процессов, связанных с транспортировкой реологически сложных вязких сред в трубах и каналах, промышленных и энергетических устройствах широкого назначения распространены устойчивые и переходные процессы вихревой и тепловой природы. Прогноз данных течений нетривиален и требует детального анализа пространственных механизмов переноса импульса, массы и тепла. Для этого привлекаются полные системы уравнений соответствующих законов сохранения и их решение проводится на базе известных численных методов по схемам, которые должны отличаться высокой эффективностью [2]. В оценке точности численного решения такой задачи повышается роль аналитического метода и экспериментальных данных. По согласию этих данных с расчетом можно судить о степени доверия алгоритму в предсказании процессов в особых зонах течения и надеяться на внедрение более дешевых аналитических методов в процессы оптимального управления и транспорт вязких сред. В связи с этим разработка эффективных аналитических методик расчета теплообмена в предельных и устойчивых процессах ламинарного течения углеводородных сред с минимумом эмпирической информации о динамике явлений чрезвычайно полезная работа.

Целью данного исследования является построение решения задачи о вязкостно-инерционном течении капельной углеводородной среды (бензина) в плоской трубе.

Рассмотрим задачу о движении бензина и теплообмене в термическом начальном участке плоской трубы. При этом будем учитывать зависимость коэффициента вязкости от температуры, полагая остальные физические свойства постоянными. Предполагая постоянство плотности, автоматически исключается из рассмотрения влияние свободной конвекции.

При решении задачи примем следующие допущения:

- 1) толщина теплового пограничного слоя Δ существенно меньше ширины трубы h ;
- 2) течение жидкости и процесс теплообмена стационарны;
- 3) жидкость несжимаема;
- 4) во входном сечении теплообменного участка температура жидкости постоянна по сечению и равна T_0 ;
- 5) температура внутренней поверхности стенки трубы на участке теплообмена постоянна и равна T_w ;
- 6) количество тепла, выделяющегося вследствие диссипации энергии, пренебрежимо мало;
- 7) нет внутренних источников тепла.

Сформулированной задаче отвечает следующая система уравнений [1]:

$$\left. \begin{aligned} w_x \frac{\partial t}{\partial x} + w_y \frac{\partial t}{\partial y} &= a \frac{\partial^2 t}{\partial y^2}; \\ \rho \left(w_x \frac{\partial w_x}{\partial x} + w_y \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) &= -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) + \frac{\partial \mu}{\partial x} \cdot \frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial \mu}{\partial y} \cdot \frac{\partial w_y}{\partial x}; \\ \frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial w_y}{\partial y} &= 0; \\ \frac{1}{\mu} &= a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_m t^m. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $a_0, a_1, a_2, \dots, a_m$ – постоянные, зависящие от рода жидкости и интервала температур.

Система уравнений (1) не содержит уравнения проеции скорости на ось y . Предполагаемый способ решения задачи позволяет обойтись без этого уравнения, если не исследовать распределения давления в поперечном сечении трубы.

Граничные условия будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \text{при } X \geq 0 \text{ и } Y = 0 \quad & \theta = 0, \quad W_x = W_y = 0; \\ \text{при } X \geq 0 \text{ и } 1 \geq Y \geq k \quad & \theta = 1, \quad \frac{\partial \theta}{\partial Y} = 0; \\ \text{при } X \geq 0 \text{ и } Y = 1 \quad & \frac{\partial W_x}{\partial Y} = 0. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Где $\theta = \frac{T - T_w}{T_0 - T_w}$, $W_x = \frac{w_x}{w}$, $W_y = \frac{w_y}{w}$, $X = \frac{x}{r_0}$, $Y = \frac{y}{r_0}$, $k = \frac{\Delta}{r_0}$ – безразмерные величины, введенные для удобства.

1 случай – охлаждение бензина. Примем, что во входном сечении трубы профиль скорости является вполне развитым (параболическим). Будем считать, что температура бензина на входе $T_0 = 40^\circ\text{C}$ и распределена по сечению равномерно, а температура стенки $T_w = 0^\circ\text{C}$ и постоянна по поверхности.

На рисунок 1 изображено распределение θ по сечению плоской трубы при различных значениях приведенной длины X^+ .

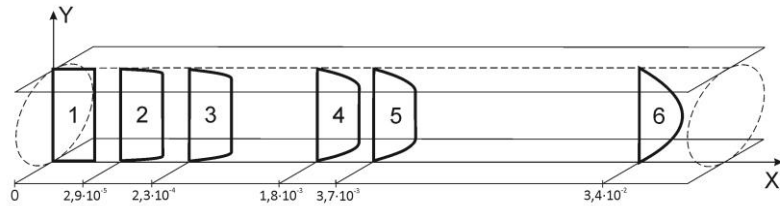


Рис. 1 Распределение θ по сечению плоской трубы при различных значениях $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$ при охлаждении бензина:

$$\begin{aligned} 1 - k = 0; \quad \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 0; \quad 2 - k = 0,1; \quad \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 2,887 \cdot 10^{-5}; \quad 3 - k = 0,2; \quad \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 2,261 \cdot 10^{-4}; \quad 4 - k = 0,4; \quad \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 1,83 \cdot 10^{-3}; \\ 5 - k = 0,5; \quad \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 3,665 \cdot 10^{-3}; \quad 6 - k = 1; \quad \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 0,034 \end{aligned}$$

Из рисунка видно, что с увеличением $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$ толщина теплового пограничного слоя растет достаточно медленно.

2 случай – нагревание бензина. В этом случае температура бензина на входе $T_0 = -20^\circ\text{C}$, а температура стенки $T_w = 20^\circ\text{C}$.

Рассмотрим результаты расчета распределения осевой скорости W_x по сечению плоской трубы при различных значениях приведенной длины $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$ для случая охлаждения ($\frac{\mu_w}{\mu_0} = 1,788$) (рисунок 2,а) и нагревания ($\frac{\mu_w}{\mu_0} = 0,534$) бензина (рисунок 2,б).

Кривая 1, характеризующая распределение скорости на входе в трубу, соответствует изотермическому течению. При нагревании бензина скорость вблизи стенки возрастает, а в середине трубы (в ядре) уменьшается по сравнению со скоростью при изотермическом течении. Вследствие этого профиль скорости становится более заполненным. При охлаждении бензина наблюдается обратный эффект: скорость вблизи стенок уменьшается, а в середине (в ядре) увеличивается по сравнению со скоростью при изотермическом течении. Такой характер изменения скорости объясняет влияние переменной вязкости на теплообмен и гидравлическое сопротивление. При охлаждении бензина скорость на оси на 13,3% больше, чем при изотермическом течении, а при нагревании – на 6,7% меньше. Стоит отметить, что при одинаковых ΔT при охлаждении в 2 раза быстрее происходит изменение скорости в ядре, чем при нагревании.

Рассмотрим результаты расчета зависимости $\zeta \cdot Re_c$ в плоской трубе от $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$ (рисунок 3).

Кривая 1 соответствует течению бензина при нагревании, кривая 2 – течению при охлаждении, а кривая 3 – изотермическому течению.

Из представленной на рисунке зависимости $\zeta \cdot Re_c$ от приведенной длины $X^+ = \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$ можно сделать вывод, что коэффициент сопротивления трения ζ зависит не только от Re_c , но также от X^+ и $\frac{\mu_w}{\mu_0}$. В предельных случаях, то есть при $\frac{\mu_w}{\mu_0} \rightarrow 1$ или $X^+ \rightarrow \infty$, величина $\zeta \cdot Re_c$ стремится к постоянному значению, соответствующему изотермическому течению ($\zeta \cdot Re_c = 24$).

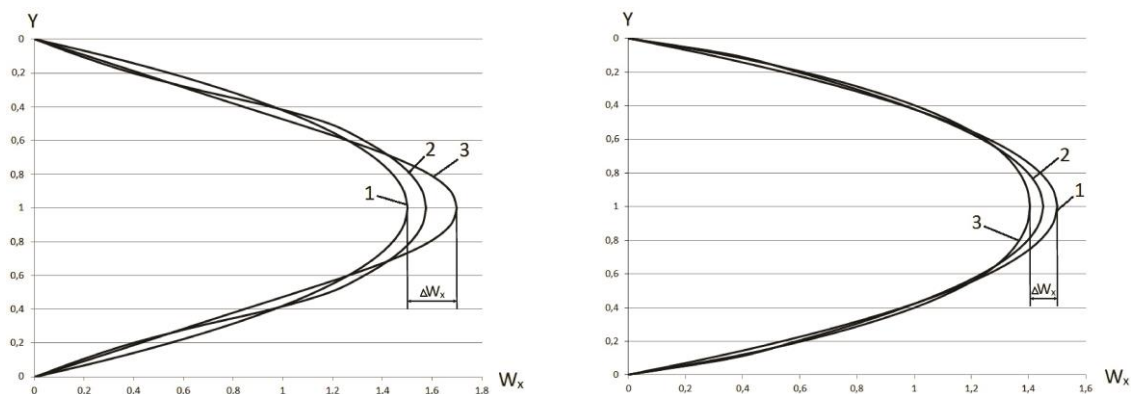


Рис. 2 Распределение W_x по сечению плоской трубы при различных значениях $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$:

а – при охлаждении бензина:
 $1 - k = 0; \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 0; 2 - k = 0,5; \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 3,665 \cdot 10^{-3};$
 $3 - k = 1; \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 0,034$

б – при нагревании бензина:
 $1 - k = 0; \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 0; 2 - k = 0,2; \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 4,043 \cdot 10^{-4};$
 $3 - k = 1; \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h} = 0,031$

при $\Delta T = 40^\circ C, \Delta W_x = 13,3\%$

при $\Delta T = 40^\circ C, \Delta W_x = 6,7\%$

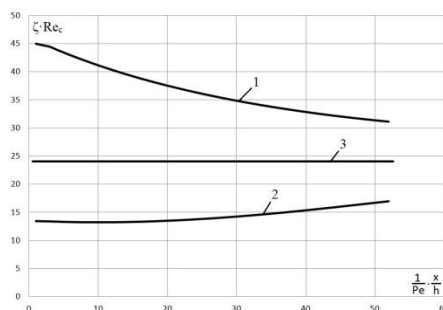


Рис. 3 Зависимости $\zeta \cdot Re_c$ в плоской трубе от $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$:

$1 - \frac{\mu_w}{\mu_0} = 0,534; 2 - \frac{\mu_w}{\mu_0} = 1,788; 3 - \mu = const$

Рассмотрим зависимости числа Nu от приведенной длины (рисунок 4).

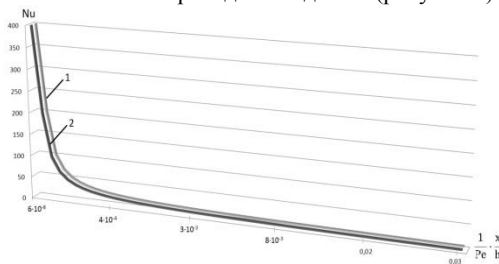


Рис. 4 Число Nu в плоской трубе в зависимости от $\frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$:

$1 - \frac{\mu_w}{\mu_0} = 0,534; 2 - \frac{\mu_w}{\mu_0} = 1,788$

Кривая 1 соответствует течению бензина при нагревании, кривая 2 – течению при охлаждении.

Из представленной на рисунке зависимости числа Nu от приведенной длины $X^+ = \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{h}$ можно сделать вывод, что на термическом начальном участке изменение вязкости с температурой оказывает более сильное влияние на теплообмен, чем в области тепловой стабилизации.

При переменных физических свойствах жидкости, в частности при переменной вязкости, число Nu изменяется по длине и в области тепловой стабилизации, хотя и гораздо слабее, чем в термическом начальном участке.

При $X^+ \rightarrow \infty$ число Nu стремится к своему предельному значению $Nu_\infty = 3,77$ [3]. Однако это постоянное значение достигается лишь на таком расстоянии от входа, на котором разности температур в потоке становятся достаточно малыми. Понятно, что это расстояние отнюдь не соответствует длине термического начального участка.

При одинаковых значениях X^+ число Nu для нагревания больше числа Nu для охлаждения, что характерно для более интенсивного теплообмена, т.к. при одном и том же значении X^+ скорость вблизи стенки в случае нагревания выше, чем в случае охлаждения.

Аппроксимируя точки с характерными значениями Nu и соответствующими им значениями X^+ , была получена следующую зависимость:

$$Nu = 1,027 \cdot (X^+)^{-0,328} \quad (3)$$

Было замечено, что используя данную формулу для расчета Nu при очень маленьких значениях X^+ возникает погрешность ΔNu около 4%.

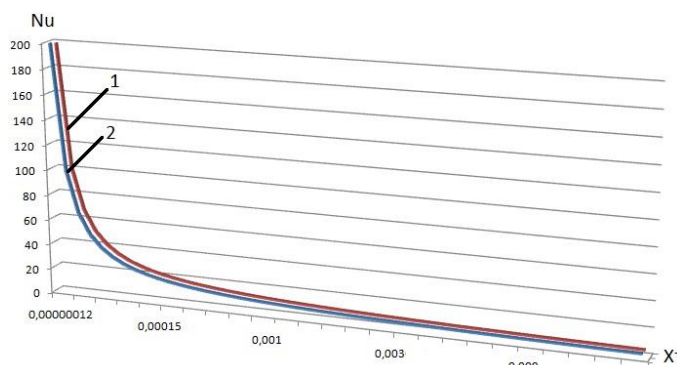


Рис. 5 Число Nu в плоской трубе в зависимости от X^+ :

$$1 - \frac{\mu_w}{\mu_0} = 1,788; \quad 2 - \text{уравнение Левека}$$

Также было проведено сравнение с уравнением Левека для плоской трубы $Nu = 0,978 \cdot \left(\frac{1}{X^+}\right)^{\frac{1}{3}}$ (рисунок 5). Было выявлено, что разница в значениях Nu , вычисленных по этим уравнениям, составляет около 5%.

Литература

1. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – Москва: Энергия, 1967. – 411 с.
2. Kharlamov S.N. Hydrodynamics: Theory and Model. Intech, Croatia, 2012. – 307 p.
3. Коган В.Б. Теоретические основы типовых процессов химической технологии. – Ленинград: Химия, 1977. – 591 с.

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

П.А. Стрижак, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Энергоснабжение удалённых производственных объектов является важнейшей задачей для обеспечения надёжного функционирования технологических объектов таких отраслей, как добыча и транспортировка углеводородов, железнодорожный транспорт, связь и др. Предприятия, имеющие на своём балансе удалённые линейные объекты, сталкиваются с проблемой выбора источника автономного энергоснабжения, характеризующегося надёжностью, энергоэффективностью, высокой степенью автоматизированности, простотой эксплуатации и большим межремонтным периодом [1, 2].

В последние годы в связи с высокими темпами развития газотранспортной системы в восточной части России особенно актуальной проблема автономного энергоснабжения удалённых линейных объектов является для предприятий, осуществляющих транспортировку природного газа. Энергетическая инфраструктура в регионе строительства нового магистрального газопровода не достаточно развита, а строительство электрических сетей для централизованного энергоснабжения потребует больших капиталовложений.

К числу удалённых линейных потребителей электроэнергии на объектах газотранспортной системы помимо относительно крупных – компрессорных станций, можно отнести и крановые узлы, пункты телемеханики, устройства электрохимзащиты и т.д. В настоящее время для энергоснабжения указанных объектов газотранспортной системы на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока России применяются мини-ТЭС, рабочим веществом в замкнутом термодинамическом цикле которых является органическая жидкость (рис. 1). Такие энергоустановки имеют особую конструкцию, благодаря которой органическое рабочее вещество используется не только в термодинамическом цикле, но и в качестве смазывающей подшипники скольжения жидкости, попутно охлаждаясь на выходе их турбины. Мини ТЭС в качестве топлива используют транспортируемое сырьё – природный газ. При этом энергоустановки характеризуются низкой чувствительностью к изменению состава топлива и высоким ресурсом до капитального ремонта. Установленная электрическая мощность энергоустановки составляет $P=4$ кВт [3]. Основными элементами мини-ТЭС, представленной на рис. 1, являются горелка 3, парогенератор 6, турбина 8, электрогенератор 9, воздушный конденсатор 12.

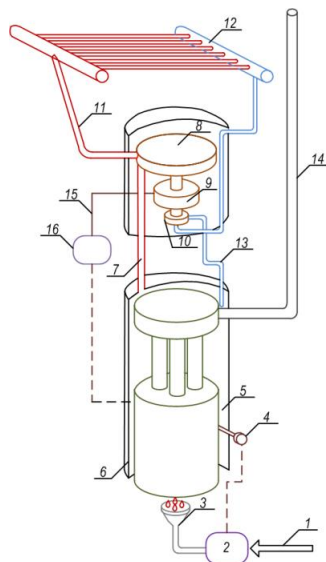


Рис. 1. Схема мини-ТЭС, работающей по замкнутому циклу пара:
 1 – подвод природного газа; 2 – панель управления подачей горючего; 3 – горелка; 4 – термостат; 5 – органическая жидкость; 6 – парогенератор; 7 – паропровод; 8 – турбина; 9 – генератор переменного тока; 10 – насос; 11 – трубка подачи пара в конденсатор; 12 – конденсатор; 13 – трубка вывода конденсата; 14 – дымовая труба; 15 – кабели входа переменного тока к выпрямителю; 16 – электрический щит

Несмотря на множество преимуществ, анализ статистических данных показывает, что в работе мини-ТЭС ежегодно возникают десятки отказов (рис. 2). К основным причинам возникновения отказов можно отнести обрыв пламени горелочного устройства (21 % от общего числа отказов), механическую неисправность турбоагрегата (25 %), предельно высокую температуру в конденсаторе (20%) [4].

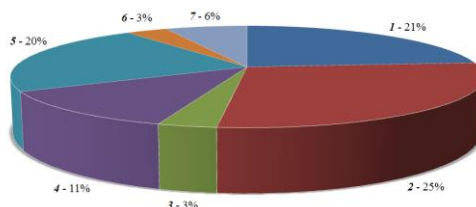


Рис. 2. Статистика наиболее типичных аварийных технических происшествий (1 – обрыв пламени горелочного устройства; 2 – механическая неисправность турбоагрегата; 3 – нестабильное напряжение аккумуляторных батарей; 4 – некорректная работа КИПиА; 5 – предельно высокая температура в конденсаторе; 6 – останов вследствие нестабильной работы турбогенератора; 7 – неисправность системы пожаротушения; 8 – другие технические происшествия)

Воздушный конденсатор рассматриваемой установки автономного энергоснабжения представляет собой несколько рядов оребренных трубок диаметром 40 мм, расположенных под углом для самопроизвольного движения конденсата. Температура рабочего вещества на выходе из конденсатора не должна превышать 75 °С. В противном случае срабатывает автоматизированная система управления, и происходит останов работы мини-ТЭС. В режиме функционирования энергоустановки на максимальной мощности (4 кВт) температура дихлорбензола в конденсаторе должна снижаться на 105–110 °С. Блочная конструкция энергоустановки предусматривает наличие вентилятора для дополнительного отвода тепла от рабочего вещества в конденсаторе, однако, как показывает практика, зачастую при повышенных температурах наружного воздуха в регионе эксплуатации энергоустановок указанной меры бывает недостаточно для обеспечения бесперебойной работы мини-ТЭС.

В работах [5, 6] представлены результаты численного моделирования процесса конденсации дихлорбензола в конденсаторе мини-ТЭС, а также проанализировано влияние на температуру дихлорбензола при выходе из конденсатора таких факторов, как температура окружающего воздуха и мощность энергоустановки. Проведенный анализ показал, что вероятность отказа в работе мини-ТЭС по причине предельно высокой температуры после конденсатора значительно возрастает уже при температуре окружающего воздуха 20 °С, а при работе энергоустановки на максимальной мощности критическим значением температуры наружного воздуха может быть $T_{out}=10$ °С.

Таким образом, отклонения параметров рабочего вещества от номинальных значений в термодинамическом цикле негативно влияют на надёжность работы энергоустановки автономного энергоснабжения, а также снижают надёжность функционирования всего газопровода в целом.

В качестве меры по снижению вероятности возникновения отказов в работе мини-ТЭС по причине повышенной температуры рабочего вещества на выходе из конденсатора может быть рассмотрена возможность замены функционирующего в цикле рабочего вещества на более подходящее по теплофизическим характеристикам относительно охлаждения в воздушном конденсаторе. Однако в этом случае необходимо, чтобы новое рабочее вещество отвечало специфическим характеристикам для возможности использования в турбине, а также осуществления смазки подшипников вала турбогенератора.

Кроме того, в качестве мероприятия по повышению надёжности работы энергоустановки может быть рассмотрена возможность установки дополнительных вентиляторов воздушного охлаждения.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (проект МД-2806.2015.8).

Литература

1. Ливинский А.П., Редько И.Я., Филин В.М. Пути решения проблем автономного энергоснабжения потребителей удалённых регионов России // Энергетик, 2010. – № 4. – С. 22 – 26.
2. Кононенко П.И., Михайлуц В.Г., Беззубцев-Кондаков А.Е. Малая энергетика – первооснова больших свершений // Энергетик, 2007. – № 3. – С. 43 – 44.
3. Eps operation & maintenance manual (powered by CCVT) // This document contains information that is proprietary to ORMAT SYSTEMS LTD. 2006. part 2.
4. Высокоморная О.В., Высокоморный В.С., Стрижак П.А. Оценка параметров надёжности работы автономных устройств энергоснабжения удалённых линейных объектов магистральных газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – №. 4. – С. 59 – 65.
5. Piskunov M.V., Voytkov I.S., Vysokomornaya O.V., Vysokomorny V.S. Operation reliability analysis of independent power plants of gas-transmission system distant production facilities // EPJ Web of Conferences. Volume 82. Article number 01011

6. Высокоморная О.В., Высокоморный В.С., Стрижак П.А. Оценка влияния конструкции конденсаторных установок автономных источников энергоснабжения на надежность их работы // Энергобезопасность и энеросбережение, 2014. – № 1. – С. 25 - 30.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ НА ЛЕСНЫХ МАССИВАХ
ВБЛИЗИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

К.Ю. Вершинина, А.О. Жданова, Д.Б. Мирнов

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно [6], что районы нефтегазового комплекса Западной Сибири покрыты сосновыми и березово-осиновыми насаждениями. В настоящее время задача охраны лесов от пожаров является весьма актуальной во всем мире [5]. Как правило, полная ликвидация лесного пожара занимает продолжительный период времени и требует непосредственно подавления реакции термического разложения лесных горючих материалов (ЛГМ). Целесообразным является определение условий подавления реакции термического разложения в приповерхностных слоях ЛГМ, обеспечивающих минимальные времена для подавления реакции.

Циклы численных [1, 4, 9] и экспериментальных [7, 8, 10] исследований позволили определить влияние режимных параметров, таких как температуры, давления, скорости смещения, а также толщины промежуточного вещества на скорость термического разложения лесных горючих материалов. Известны результаты численного исследования [2, 3] комплекса взаимосвязанных процессов тепломассопереноса, химического реагирования и фазовых превращений при подавлении реакции термического разложения типичных ЛГМ следом «водяного снаряда». Представляет интерес проведение экспериментальных исследований макроскопических закономерностей подавления реакции термического разложения типичных ЛГМ парокapельным водяным потоком.

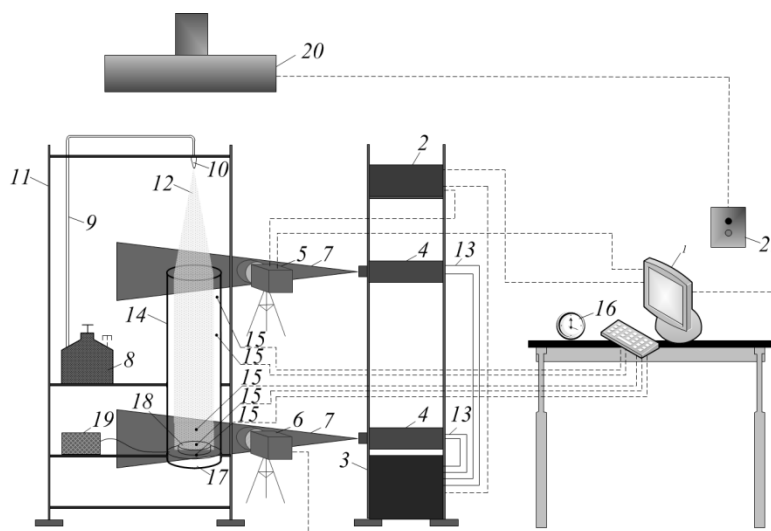


Рис. 8. Схема экспериментального стенда: 1 – ПК; 2 – синхронизатор ПК, кросскорреляционной камеры и лазера; 3 – генератор лазерного излучения; 4 – двойной твердотельный импульсный лазер; 5 – кросскорреляционная камера; 6 – высокоскоростная видеокамера; 7 – световой «нож»; 8 – ёмкость с рабочей жидкостью; 9 – канал движения рабочей жидкости; 10 – распылитель; 11 – штатив; 12 – капля рабочей жидкости; 13 – канал движения охлаждающей жидкости лазера; 14 – цилиндр из жаростойкого светопрозрачного материала; 15 – термопары; 16 – таймер; 17 – металлическая подложка; 18 – лесной горючий материал; 19 – нагревательная камера; 20 – вытяжная система; 21 – пульт включения/отключения вытяжной системы

Экспериментальные исследования проведены на стенде, условная схема которого приведена на рис.1. Основными элементами регистрирующей аппаратуры стенда являются: кросскорреляционная видеокамера 5 (формат изображения – 2048x2048 пикселей, кадровая частота – 1,5 Гц, минимальная задержка между двумя последовательными кадрами – 5 мкс), высокоскоростная видеокамера 6 (формат изображений 1024x1024 пикселей, частота кадров до 100000 в секунду), двойной импульсный твердотельный лазер 4 (с активной сферой «алюмо-иттриевый гранат» и добавками неодима, длина волны – 532 нм, минимальная энергия в импульсе – 70мДж, максимальная длительность импульса – 12 нс, частота повторений – 15 Гц), синхронизирующий процессор (максимальная дискретизация сигналов – 10 нс, поддержка режимов внешнего и внутреннего запуска).

При проведении исследований создавалась паракапельная смесь над разлагающимся ЛГМ с заданной температурой ($T_m=300\text{--}450\text{ К}$). Далее фиксировалось время, за которое температура нагретого образца ЛГМ снизится ниже температуры термического разложения (принималось характерное значение $T_d=350\text{ К}$). Эта величина характеризует время прекращения химического реагирования ЛГМ.

Серии экспериментов проводились за короткие интервалы времени с целью минимизации расхождений условий проведения опытов, а также обеспечения постоянства начальных параметров паракапельной и газовой сред. В качестве образцов ЛГМ выбраны листья березы и хвоя ели.

При проведении серии экспериментов значение (T_m) контролировалось хромель-копелевой термопарой 15 и составляло около 300 К.

Экспериментально установлено, что при температуре парогазовой смеси $T_m\approx 300\text{ К}$ над образцом ЛГМ (листья березы) в течение времени, не превышающего 410 с, реакция термического разложения прекращается (рис. 2). Для ЛГМ (хвоя ели) времена прекращения реакции термического разложения составили не более 416 с (рис. 2).

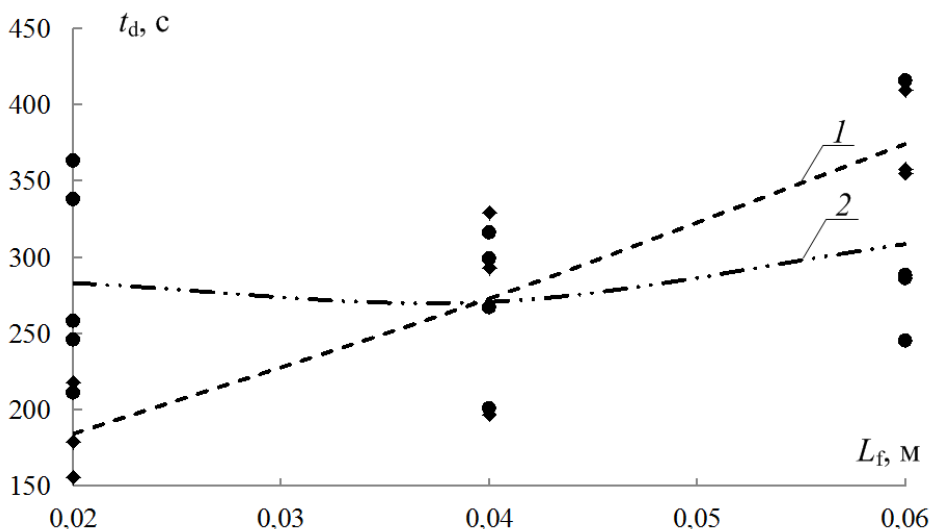


Рис. 9. Характерные времена подавления реакции термического разложения ЛГМ: 1 □ — листья березы, 2 ◊ — хвоя ели

В результате выполненного цикла экспериментальных исследований установлены характерные времена подавления реакции термического разложения лесных горючих материалов. Выявлено, что для рассмотренного диапазона толщин лесных горючих материалов (листья березы, хвоя ели) времена не превышают 416 с.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 14-08-00057).

Литература

1. Валеев И.А. Математическое моделирование процесса пиролиза древесины при регулировании давления среды // Деревообрабатывающая промышленность, 2012. — №3. — С. 41–46.
2. Жданова А.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Влияние температуры в следе «водяного снаряда» на условия термического разложения типичного лесного горючего материала // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций, 2014. — №1. — С.48–55.
3. Жданова А.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Подавление реакции термического разложения лесного горючего материала следом «водяного снаряда» // Химическая физика и мезоскопия, 2014. — Т. 16.- №2. — С. 215–225.
4. Макаров А.А., Грачев А.Н., Сафин Р.Г., Шаймуллин А.Т. Математическая модель термического разложения древесины в абляционном режиме // Вестник казанского технологического университета, 2011. — №8. — С. 68–72.
5. Олейник Е.Б. О необходимости комплексного преобразования системы охраны лесов от пожаров // Актуальные вопросы современной науки, 2011. — № 18. — С. 324–332.
6. Седых В.Н. Реакция лесов и болот на воздействие техногенных факторов // Интерэкспо Гео-Сибирь, 2011. — Т.3.- №2. — С. 154–160.
7. Серков Б.Б., Асеева Р.М., Сивенков А.Б. Физико-химические основы горения и пожарная опасность древесины (часть 2) // Технологии техносферной безопасности, 2012. — №1(41). — С.1.
8. McAllister S. Critical mass flux for flaming ignition of wet wood // Fire Safety Journal, 2013. — V. 61. — P. 200–206.
9. Moghtaderi B., Novozhilov V., Fletcher D., Kent J. H. An Integral Model for the Transient Pyrolysis of Solid Materials // Fire and Materials, 1997. — V. 21. — P. 7–16.
10. Wu W., Yang L., Gong J., Qie J., Wang Y., He C. Experimental study of the effect of spark power on piloted ignition of wood at different altitudes // Journal of Fire Sciences, 2011. — V. 29. — №5. — P. 465–475.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ

Р.С. Волков, М.В. Забелин

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Активное развитие различных отраслей промышленности неизбежно сопровождается ростом числа пожаров и возгораний на производствах, которые зачастую приводят к самым катастрофическим последствиям: от выхода из строя целых агрегатов и блоков производственной схемы до уноса многочисленных человеческих жизней. Особенно актуально вопрос пожарной безопасности стоит для крупных производств, от бесперебойной работы которых зависит функционирование промышленности и жизнедеятельность целых городов. К таким производствам в первую очередь следует отнести нефтегазодобывающие, нефтегазоперерабатывающие и энергетические комплексы. Добыча, переработка, транспортировка и дальнейшее использование природных ресурсов (в частности, на ТЭС) связаны с такими горючими легковоспламеняющимися веществами, как угольная пыль, нефть, мазут, природный газ и др. Поэтому к вопросам пожарной безопасности на таких предприятиях подходят особо тщательно: ужесточаются правила и требования к персоналу, вводятся в эксплуатацию современные автоматические системы пожаротушения на базе микропроцессорных комплексов, предлагаются разнообразные методы ликвидации возгораний и подачи тушащих составов в зону пожара. Так, большое распространение среди практиков и теоретиков получила идея использования при ликвидации возгораний тонкораспыленной воды [3, 4]. Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования (например, [1,2,5]) подтверждают эффективность использования тонкораспыленной воды по сравнению с обычным крупным распылом воды. Главным преимуществом ее использования является высокая скорость испарения мелких капель, за счет чего достигаются значительное снижение температуры в зоне пожара и вытеснение окислителя из области горения. Однако до настоящего времени кроме, собственно, размеров капель и начальной температуры воды в качестве факторов, интенсифицирующих испарение капель тонкораспыленной воды, практически ничего не рассматривается.

Цель настоящей работы – экспериментальное исследование возможности интенсификации процесса испарения капель тонкораспыленной воды, путем введения в их состав твердых углеродистых микрочастиц.

Экспериментальная установка и методы исследований

При проведении исследований использовалась экспериментальная установка (рис.1) для диагностики двухфазных газо-, парожидкостных потоков, работающая на базе панорамных оптических методов «Particle Image Velocimetry» (PIV) и «Interferometric Particle Imaging» (IPI). По основным элементам установка аналогична использованной в экспериментах [2,5].

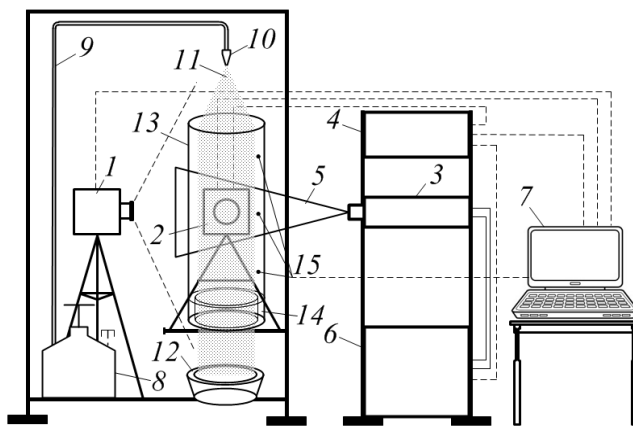


Рис. 1. Схема экспериментальной установки: 1 – высокоскоростная видеокамера; 2 – кросскорреляционная видеокамера; 3 – лазер; 4 – синхронизатор сигналов ПК, лазера и видеокамер; 5 – лазерный «нож»; 6 – генератор лазерного излучения; 7 – ПК; 8 – емкость со смесью жидкости и углеродистых микрочастиц; 9 – канал подачи рабочей смеси; 10 – распыливающее устройство; 11 – капли ТРВ; 12 – уловитель капель; 13 – цилиндр из кварцевого стекла; 14 – полый цилиндр с горючей жидкостью; 15 – термомпары

Методика исследований заключалась в следующем. Полый цилиндр 14 наполнялся горючей жидкостью – керосином, после чего инициировалось его зажигание. По истечении 200 секунд в канале 13 формировалось пламя с температурой около 1100 К. Смесь воды и углеродистых микрочастиц из емкости 8 по каналу 9 подавалась на вход распыливающего устройства 10. Производился распыл смеси во внутреннюю полость канала 13. Капли тонкораспыленной воды проходили внутреннее пространство канала 13, постепенно испаряясь. Не испарившиеся капли собирались уловителем 12. При помощи кросскорреляционной видеокамеры 2 производилась видеофиксация образов капель, попавших в сечение светового «ножа» 5 лазера 3. В ходе

эксперимента видекамера 2 вместе с лазером 3 посредством моторизированных координатных устройств перемещались по всей высоте канала 13, фиксируя изображения образов капель в разных областях. Отснятые видеоизображения капель подвергались обработке на ПК 7, где определялись основные характеристики капель. Скорости капель вычислялись с использованием метода PIV, размеры капель – с применением метода PPI [2, 5]. При помощи высокоскоростной видекамеры 1 осуществлялось слежение за траекторией перемещения капель: в случае, если капли тонкораспыленной воды подвергались развороту и движению в противоположном направлении, видеокдры, полученные камерой 2, исключались из рассмотрения.

Размеры (радиусы) капель воды в экспериментах изменялись в пределах 200 – 300 мкм. В качестве углеродистых микрочастиц использовались твердые включения размерами около 50 мкм. Массовая концентрация частиц γ в смеси варьировалась в диапазоне 0 – 0,01.

Для анализа полноты испарения капель тонкораспыленной жидкости (по аналогии с работами [2, 5]) введен в рассмотрение параметр ΔR , характеризующий изменение размеров капель при движении через высокотемпературную газовую среду относительно их начального условного радиуса R_m ($\Delta R = (R_m - R_m^*)/R_m$, где R_m^* – значение среднего условного радиуса капли на выходе из канала с высокотемпературными газами 13, мкм).

Результаты исследований и их обсуждение

В работах по пожарной тематике традиционно подчеркивается, что тушить возгорания жидких горючих веществ капельными потоками воды можно и нужно, однако жидкость при этом должна быть должным образом измельчена. В разных источниках приводятся различные данные относительно оптимальных размеров капель для ликвидации возгораний жидких легковоспламеняющихся веществ (от 100 до 400 мкм). Причем выбираемые размеры капель зависят от множества факторов: температура вспышки вещества, площадь и высота пожара и др. Но при этом всем в большинстве источников говорится, что для эффективного тушения возгораний капли, проходя сквозь пламя, должны испаряться полностью. Таким образом, поиск способов интенсификации испарения капель воды представляется весьма актуальной задачей.

В таблице приведены значения параметра ΔR при варьировании R_m и γ . Установлено, что изменение относительной массовой концентрации микрочастиц в пределах 0 – 0,01 в составе капель тонкораспыленной воды приводит к росту скорости испарения воды в системе «жидкость – твердые включения» более чем в два раза. Данный эффект значительно усиливается с уменьшением начальных размеров R_m капель (таблица).

Таблица

Значения параметра ΔR при изменении размеров R_m капель и концентрации γ микрочастиц в них

ΔR	$\gamma=0$	$\gamma=0,002$	$\gamma=0,004$	$\gamma=0,006$	$\gamma=0,008$	$\gamma=0,01$
$R_m=200$ мкм	0,25	28	32	0,40	0,66	1
$R_m=250$ мкм	0,31	34	36	0,49	0,75	1
$R_m=300$ мкм	0,39	42	47	0,56	0,91	1

При движении капель эмульсии (воды с микрочастицами углерода) через пламя, прогрев жидкости происходит с реализацией кондуктивного, конвективного и радиационного механизмов теплопереноса. Твердые включения (углеродистые микрочастицы) поглощают существенно больше энергии излучения (продуктов сгорания) по сравнению с водой. Возрастает теплота, аккумулируемая в системе «капля воды – твердые включения». В малой окрестности твердых включений формируются локальные области фазовых превращений. Это, в свою очередь, приводит к перемещению, как твердых включений, так и непосредственно слоев жидкости внутри капель – реализуется конвективный теплоперенос. Таким образом, при введении в состав капель воды углеродистых микрочастиц размерами 50 мкм в массовой концентрации не более 0,01, можно достичь условий полного испарения капель с размерами R_m менее 300 мкм.

Заключение

В ходе исследований экспериментально установлено, что введение в состав капель ТРВ углеродистых микрочастиц с массовой концентрацией в смеси менее 0,01 способно многократно интенсифицировать процесс испарения капель в области пламени. Полученные результаты могут быть использованы при создании новых и модернизации уже существующих систем пожаротушения на основе ТРВ для обеспечения пожарной безопасности объектов нефтегазовой и энергетической промышленности.

Работа выполнена при финансовой поддержке стипендии Президента Российской Федерации молодым ученым и аспирантам (СП-2290.2015.1).

Литература

1. Андрюшкин, А.Ю., Пелех М.Т. Эффективность пожаротушения тонкораспыленной водой // Проблемы управления рисками в техносфере, 2012. – Т. 21. – № 1. – С. 64– 69.
2. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование полноты испарения распыленной воды при ее движении через пламя // Пожаровзрывобезопасность, 2013. – № 10. – С. 15– 24.
3. Сегаль М.Д. Использование тонкораспыленной воды для повышения противопожарной защиты кабельных сооружений АЭС // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций, 2011. – № 4. – С. 61– 64.
4. Соколов В.В., Тугов А.Н., Гришин В.В., Камышев В.Н. Автоматическое водяное пожаротушение с применением тонкораспыленной воды на электростанциях // Энергетик, 2008. – № 6. – С. 37– 38.
5. Volkov R.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. The influence of initial sizes and velocities of water droplets on transfer characteristics at high-temperature gas flow // International Journal of Heat and Mass Transfer, 2014. – V. 79. – P. 838-845.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ
НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ МИНИ-ТЭС**

О.В. Высокоморная, Е.С. Потегаяева

Научный руководитель инженер-исследователь О.В. Высокоморная
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение тарифов на энергоснабжение, удаленность предприятий добывающей промышленности от единой энергетической системы и снижение уровня надежности систем энергоснабжения стало причиной развития малой энергетики на предприятиях нефтяной и газовой отрасли и необходимости использования надежных автономных энергоустановок [4]. В настоящее время в удаленных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока России для обеспечения электрической энергией малых технологических потребителей (крановых узлов, пунктов телемеханики и электрохимической защиты магистральных газопроводов) функционируют более 100 автономных энергоустановок, работающих по замкнутому термодинамическому циклу и использующих в качестве топлива транспортируемое сырьё – природный газ. Схема такой энергоустановки представлена на рис. 1.

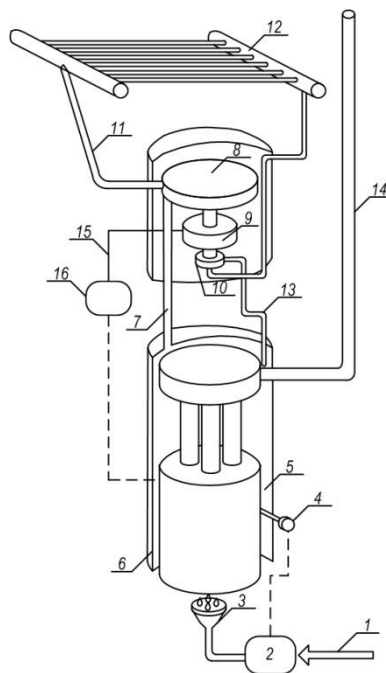


Рис.1. Схема мини-ТЭС, работающей по замкнутому циклу пара:

1 – магистраль подвода органического топлива; 2 – панель управления подачей горючего; 3 – горелка; 4 – термостат; 5 – органическая жидкость; 6 – парогенератор; 7 – паропровод; 8 – турбина; 9 – генератор переменного тока; 10 – насос; 11 – трубка подачи пара в конденсатор; 12 – конденсатор; 13 – трубка вывода конденсата; 14 – дымовая труба; 15 – кабели входа переменного тока к выпрямителю; 16 – электрический щит

При эксплуатации таких мини-ТЭС часто возникают отказы в работе элементов. В работе [2] показано, что одной из причин отказов в работе мини-ТЭС, функционирующих на основе термодинамического цикла Ренкина с использованием органического рабочего вещества [6] и применяемых для автономного энергоснабжения удаленных объектов газотранспортной системы в Восточной части России, является повышенная температура рабочего тела на выходе из конденсатора.

В качестве рабочего вещества на эксплуатируемых мини-ТЭС в настоящее время применяется дихлорбензол. В условиях климата России с большими перепадами температуры наружного воздуха целесообразным является применение альтернативных теплоносителей для предотвращения остановов вследствие предельно высокой температуры рабочего вещества. В качестве альтернативного теплоносителя для данной энергоустановки можно рассмотреть одно из заявленных заводом-изготовителем вещество – толуол. Учитывая специфические требования, предъявляемые к рабочему веществу (одновременно должно являться и смазкой для подшипника скольжения вала турбогенератора [6]) также в качестве альтернативы дихлорбензолу и толуолу можно рассмотреть вещество с хорошими смазывающими свойствами – даутерм А [3].

Цель работы – определение с помощью численного моделирования необходимых параметров рабочего вещества для обеспечения надежной работы мини-ТЭС при эксплуатации в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

В работе [1] представлены физическая и математическая модели теплопереноса при конденсации рабочего вещества в соответствующем узле энергоустановки. Модель включала в себя уравнение энергии для паров рабочего вещества, уравнения теплопроводности для плёнки конденсата и стенки трубки, уравнения диффузии, движения, неразрывности и состояния паров рабочего вещества. Система нестационарных дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями решалась методом конечных разностей с использованием неявной четырёхточечной разностной схемы.

С использованием представленной в [1] модели получены значения температуры на выходе из конденсатора T_{output} мини-ТЭС при различных значениях температуры наружного воздуха, а также при различных температурах рабочего вещества на входе в конденсатор, соответствующих различным значениям мощности энергоустановки (табл. 1).

Численное моделирование выполнено при следующих значениях теплофизических характеристик [3, 5]: толуол: $C_1=1500$ Дж/(кг·К), $\rho_{input}=22$ кг/м³, $\lambda_1=0,105$ Вт/(м·К); $C_2=1325$ Дж/(кг·К), $\rho_2=687$ кг/м³, $\lambda_2=0,118$ Вт/(м·К); $Q_c=411,33 \cdot 10^3$ Дж/кг;

даутерм А: $C_1=1681$ Дж/(кг·К), $\rho_{input}=1,179$ кг/м³, $\lambda_1=0,02$ Вт/(м·К); $C_2=1629,5$ Дж/(кг·К), $\rho_2=1043,6$ кг/м³, $\lambda_2=0,1355$ Вт/(м·К); $Q_c=320,2 \cdot 10^3$ Дж/кг.

Здесь C – теплоёмкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; λ – теплопроводность, Вт/(м·К); Q_c – тепловой эффект конденсации вещества, Дж/кг; индексы «1», «2» и «input» соответствуют парам, конденсату рабочего вещества и состоянию на входе в конденсатор соответственно.

Таблица 1

Зависимость температуры рабочего вещества на выходе из конденсатора T_{output} от температуры наружного воздуха T_{out} при разных значениях входной температуры T_{input}

Толуол									
$P, \text{Вт}$	$T_{input}, \text{К}$	$T_{out}, \text{К}$	253	263	273	283	293	303	313
1000	393	$T_{output}, \text{К}$	375,35	381,69	388,2	394,87	401,72	408,74	415,94
2000	408	$T_{output}, \text{К}$	384,85	391,38	398,08	404,96	412,01	419,24	426,67
3000	420	$T_{output}, \text{К}$	392,56	399,24	406,11	413,15	420,38	427,8	435,43
4000	427	$T_{output}, \text{К}$	397,12	403,9	410,87	418,01	425,35	432,89	440,64
Даутерм А									
$P, \text{Вт}$	$T_{input}, \text{К}$	$T_{out}, \text{К}$	253	263	273	283	293	303	313
1000	540	$T_{output}, \text{К}$	502,26	506,94	511,71	516,59	521,58	526,67	531,87
2000	550	$T_{output}, \text{К}$	511,38	516,2	521,13	526,17	531,31	536,56	541,94
3000	556	$T_{output}, \text{К}$	517,03	521,94	526,97	532,1	537,35	542,71	548,2
4000	560	$T_{output}, \text{К}$	520,87	525,85	530,94	536,15	541,47	546,91	552,48

Анализируя результаты численного моделирования, представленные в таблице 1, можно сделать вывод о нецелесообразности использования толуола в качестве рабочего вещества в условиях температур наружного воздуха, соответствующих летнему периоду на Дальнем Востоке России, т.к. это вещество характеризуется относительно невысокой температурой насыщения (около 390 К), и градиент температур между рабочим веществом и охлаждающим воздухом недостаточен для интенсивного теплоотвода.

Результаты численного моделирования процесса конденсации с использованием в качестве рабочего вещества даутерма А указывают на возможность использования данного вещества в автономных мини-ТЭС даже в условиях повышенной температуры наружного воздуха.

Таким образом, можно сделать заключение о том, что для надёжной работы автономных источников энергоснабжения с замкнутым циклом пара в условиях повышенной температуры наружного воздуха в цикле необходимо использовать органические вещества с температурой насыщения, превышающей значение температуры наружного воздуха на величину порядка 100 К.

Литература

1. Высокоморный В.С. Анализ интегральных характеристик надёжности и ресурсоэффективности мини-ТЭС удаленных линейных объектов газотранспортной системы России: диссертация кандидата техн. наук – Томск, 2013. – 127 с.
2. Высокоморный В.С., Высокоморная О.В., Стрижак П.А. Оценка параметров надёжности работы автономных устройств энергоснабжения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока // Известия Томского Политехнического университета, 2013. – № 4. – С. 38– 42.
3. Высокотемпературные органические теплоносители «Энергохимкомплект» // [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.ehk.ru/>
4. Долотовский И.В., Долотовская Н.В., Ларин Е.А. Системный анализ эффективности электростанций собственных нужд на предприятиях переработки газа и газового конденсата // Вестник СГТУ, 2012. – №2 (66). – С. 66 – 74.
5. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Под ред. Н.Б. Варгафтик.– М.: ООО «Старс», 2006. – 720 с.
6. Энергоустановки компании «Ormat» // [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.ormat.com/>.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА «ВЗРЫВНОГО» ПАРООБРАЗОВАНИЯ ПРИ НАГРЕВЕ
НЕОДНОРОДНОЙ КАПЛИ ВОДЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗАХ**

О.В. Высокоморная, П.А. Стрижак, А.А. Щербинина

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тонкораспылённая вода используется в технологических процессах многих отраслей промышленности. Например, для утилизации энергии уходящих газов энергоустановок малой мощности, применяющихся, в том числе, для энергоснабжения технологических объектов нефтегазовой отрасли, возможно формирование двухфазных газопаровых теплоносителей путем смешения высокотемпературных газов с потоком распылённой воды. В результате теплообмена между каплями жидкости и горячими газами происходит испарение воды, сопровождающееся снижением температуры теплоносителя. Одним из способов интенсификации процессов теплопереноса с формирующейся двухфазной системе может быть введение в капли неоднородностей в виде твёрдых включений (рис. 1), способных аккумулировать энергию дымовых газов, частично проведённую слоем воды, и создавать дополнительные очаги парообразования на границе раздела «твёрдое включение – жидкость». В работах [6, 7] установлено влияние на характерные скорости прогрева и испарения капель массы, размеров и концентрации включений (на примере углеродистых и алюминиевых частиц). В случае, если объем пара, образовавшегося в результате испарения в зоне контакта частицы с жидкостью, станет критическим, возможен «разрыв» капли воды.

Цель работы – проведение численных исследований для определения условий возникновения эффекта «взрывного» парообразования в капле воды с твёрдым включением при нагреве в среде высокотемпературных газов.

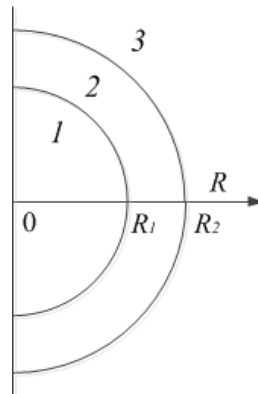


Рис. 1. Схема области решения задачи теплопереноса при $0 < t < t_h$: 1 – твердое включение, 2 – жидкость, 3 – газовая среда

Для проведения численных исследований была разработана математическая модель, включающая в себя следующие уравнения:

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} = \frac{\partial^2 T_1}{\partial R^2} + \frac{2}{R} \frac{\partial T_1}{\partial R}, \quad 0 < R < R_1; \quad (1)$$

$$\frac{\partial T_2}{\partial t} = \frac{\partial^2 T_2}{\partial R^2} + \frac{2}{R} \frac{\partial T_2}{\partial R} + \frac{\partial H(R)}{\partial R}, \quad R_1 < R < R_2. \quad (2)$$

Начальные ($t=0$) условия: $T=T_0$ при $0 < R < R_2$. Граничные условия при $0 \leq t \leq t_h$: $R=0$, $\frac{\partial T_1}{\partial R} = 0$; $R=R_1$,

$$\frac{\partial T_2}{\partial R} = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} \frac{\partial T_1}{\partial R} + H(R_1) - Q_e W_e; \quad R=R_2, \quad \frac{\partial T_2}{\partial R} = H(R_1) - Q_e W_e.$$

Здесь t – время, с; t_h – время нагрева неоднородной капли до достижения условия интенсивного парообразования, с; T – температура, К; T_0 – начальная температура неоднородной капли, К; T_f – температура газовой среды, К; R_1 и R_2 – радиус твердого включения и внешний радиус неоднородной капли соответственно, м; $H(R)$ – плотность энергии, передаваемой от высокотемпературных газов неоднородной капле, Вт/м²; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); Q_e – тепловой эффект испарения воды, Дж/кг; W_e – массовая скорость испарения воды, кг/(м²·с).

Система дифференциальных уравнений с соответствующими краевыми условиями решалась методом конечных разностей [2]. Для решения разностных аналогов дифференциальных уравнений использовался локально-одномерный метод. Нелинейные разностные аналоги дифференциальных уравнений решались методом итераций. Решение одномерных разностных уравнений проводилось методом прогонки с использованием неявной четырехточечной разностной схемы [2].

Для оценки достоверности результатов численных исследований выполнена проверка консервативности разностной схемы, алгоритм которой представлен в [5, 9].

Исследование процессов теплопереноса в условиях фазовых превращений проводилось при следующих значениях параметров: начальная температура капли воды с твердым включением $T_0=300$ К, внешней газовой среды $T_f=800\div 1500$ К; исходный размер капли $R_1=(0.5\div 1.5)\cdot 10^{-3}$ м; начальная толщина пленки жидкости $\delta=(0.1\div 1)\cdot 10^{-3}$ м. Теплофизические характеристики элементов (углеродистая частица, вода, воздух) исследуемой системы и оптические свойства воды выбирались в [1, 3, 4].

На рис. 2 представлены зависимости характерного времени нагрева неоднородной капли воды до условий интенсивного парообразования от температуры внешней газовой среды. Можно отметить существенно нелинейный вид полученных зависимостей $t_h=f(T_f)$, что обусловлено, в первую очередь, соответствующими зависимостями скоростей испарения от T [8].

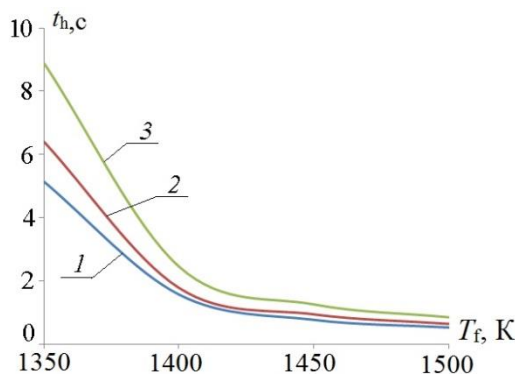


Рис. 2. Зависимости времени нагрева капли до интенсивного парообразования от температуры газовой среды T_f при разных толщинах пленки жидкости ($R_2=10^{-3}$ м): 1 – $\delta=0.4\cdot 10^{-3}$ м, 2 – $\delta=0.5\cdot 10^{-3}$ м, 3 – $\delta=0.7\cdot 10^{-3}$ м

Выполненные численные исследования показали, что при температурах $T_f < 1350$ К условия интенсивного парообразования на внутренней границе раздела не реализуются. Происходит интенсивное испарение только со свободной поверхности капли. Последняя прогревается, но температура на границе «твердое включение – жидкость» не достигает значения $T(R_1)\approx 370$ К. В частности, при $1000\text{ К} < T_f < 1350$ К и варьировании других параметров исследуемого процесса в указанных выше диапазонах максимальные значения $T(R_1)$ составляют от 340 до 350 К в течение всего характерного времени существования (полного испарения) капли.

Уменьшение начального характерного размера пленки жидкости, как и следовало ожидать, привело к снижению времен t_h (рис. 2). Однако в результате численного моделирования установлено, что есть некоторые предельные толщины пленки, при которых возможна реализация условий интенсивного парообразования на границе раздела сред внутри капли. В качестве таковых можно выделить $\delta < 0.2\cdot 10^{-3}$ м. Установлено, что при малых толщинах пленки вода интенсивно испаряется в течение нескольких секунд при недостижении температуры $T(R_1)\approx 370$ К.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-2806.2015.8).

Литература

1. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. Москва: ООО «Старс», 2006.
2. Самарский А.А. Теория разностных схем. Москва: Наука, 1983.
3. Теплотехнический справочник / Под ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева. Москва: Энергия, 1975. Т. 1.
4. Теплотехнический справочник / Под ред. В.Н. Юренева, П.Д. Лебедева. Москва: Энергия, 1975. Т. 2.
5. Strizhak P.A. Influence of droplet distribution in a "water slug" on the temperature and concentration of combustion products in its wake // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2013. – V. 86. – Iss. 4. – P. 895–904.
6. 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 science, 2015. – V. 88. – P. 193–200.
7. Volkov R.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Influence of Solid Inclusions in Liquid Drops Moving through a High Temperature Gaseous Medium on Their Evaporation // Technical Physics, 2014. – V. 59. – № 12. – P. 1770–1774.
8. Volkov R.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. The influence of initial sizes and velocities of water droplets on transfer characteristics at high-temperature gas flow // International Journal of Heat and Mass Transfer, 2014. – V. 79. – P. 838–845.
9. Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Numerical Analysis of Heat-Mass Transfer Mechanisms in Gas-Phase Ignition of Films of Liquid Condensed Substances by a Laser Beam // Journal of Engineering Thermophysics, 2010. – № 2. – P. 85–93.

**СТРУКТУРА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ
НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ «АЛЕКСАНДРОВСКАЯ»**

М.А. Дмитриенко

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Структура микропроцессорной системы автоматики (МПСА) нефтеперекачивающей станции (НПС) «Александровская», расположенной на территории Томской области и входящей в состав открытого акционерного общества «АК «Транснефть», разработана в соответствии с требованиями руководящего документа «Комплекс типовых проектных решений автоматизации НПС и резервуарных парков на базе современных типовых решений и комплектующих» (ТПР-35.240.10-КТН-012-10).

Повышение эффективности и надежности технологического оборудования нефтеперекачивающей станции возможно за счет применения микропроцессорной системы автоматики, реализующей адаптивные алгоритмы логического управления [1].

Целью данной работы является создание структурной схемы МПСА, выполняющей функции автоматического контроля технологических параметров, автоматической защиты технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров, программного управления и поддержания заданного режима работы технологического оборудования, отображения и регистрации основных контролируемых технологических параметров, подготовки и передачи результатов обработки информации в систему телемеханики.

МПСА представляет собой распределенную структуру с центральным резервированным процессором, обеспечивающим централизованный сбор данных от распределенных устройств связи с объектом (УСО), а также обработку и централизованное выполнение алгоритмов контроля и управления всем оборудованием подпорной насосной станции.

Структурная схема НПС «Александровская» представлена на рисунке 1.

Разработанная МПСА отвечает требованиям, предъявляемым к техническим средствам управления [2]: высокая надежность (достигается распределенным управлением, самодиагностикой, резервированием наиболее важных узлов); простота использования (достигается технологическим программированием и объектноориентированным управлением; интеграция разнородных каналов получения данных в одну систему).

МПСА имеет трехуровневую структуру [2].

К нижнему уровню относятся первичные средства измерения и датчики технологических параметров, местные показывающие приборы, аппаратура местного управления и сигнализации.

Все оборудование нижнего уровня размещается непосредственно на технологическом объекте или в близости от него (на приборных щитах или стойках). Запорно-регулирующая арматура имеет электрические приводы и блоки управления, подключенные к МПСА по цифровым каналам связи.

Щит вторичных приборов (ЩВП) предназначен для установки приборов измерения, отображения, контроля и хранения параметров вибрации. Для связи с ЩВП используется полевая шина Modbus (протокол Modbus RTU).

Средний уровень включает в себя щит блока ручного управления (БРУ), щит центрального контроллера (ЩЦК), щиты устройств связи с объектом (УСО 5.1, УСО 5.2, УСО 6.1, УСО 7.1). ЩЦК имеет в составе два центральных контроллера с функцией горячего резервирования, реализованных на базе модулей Modicon Quantum фирмы «Schneider Electric», а также оборудование для связи по протоколам Modbus TCP с серверами ввода/вывода, АРМ оператора и шкафами УСО. Щиты УСО также реализованы на контроллерах Modicon Quantum.

В щите УСО 5.1 дополнительно смонтирован ПЛК ЭЛСИ-ТМ, выполняющий функции контроллера связи. Для обеспечения надежного обмена информацией, а также высокой скорости передачи данных между ПЛК используется высокопроизводительная сеть RIO с топологией «дублированное кольцо». Щит УСО 7.1 расположен на большом расстоянии от ЩЦК.

Для обмена информации между ними используется резервированный оптический канал связи. Щит БРУ предназначен для обеспечения подачи команд, минуя микропроцессорные средства автоматизации: аварийное отключение ПНС («Стоп ПНС»); отключение подпорных насосных агрегатов (ПНА 1, ПНА 2 и ПНА 3); управление задвижками подключения ПНА (№ 7.1.1, № 7.1.2, № 7.1.3).

Кнопки БРУ непосредственно воздействуют на систему управления высоковольтными выключателями насосных агрегатов с выдачей сигналов о подаче команд в микропроцессорную систему автоматики. Помимо этого в составе БРУ предусмотрена световая сигнализация. Панельный компьютер, входящий в состав БРУ, подключен к шкафу центрального контроллера при помощи технологической сети Ethernet.

В качестве гарантированного источника питания для средств среднего уровня МПСА предусмотрены два источника бесперебойного питания (щит ИБП 1, щит ИБП 2).

К верхнему уровню относятся АРМ оператора ПНС (основной, резервный), совмещенные с сервером ввода/вывода, АРМ инженера-электроника (система диагностики МПСА), ноутбук для возможности загрузки конфигурационных данных в контроллер устройства связи с объектом, принтер и другое периферийное оборудование.

Верхний уровень обеспечивает прием и отображение информации со среднего уровня, мониторинг и оперативное управление технологическим процессом, архивацию событий в системе и действий оператора ПНС, контроль и управление работой МПСА ПНС по каналам телемеханики.

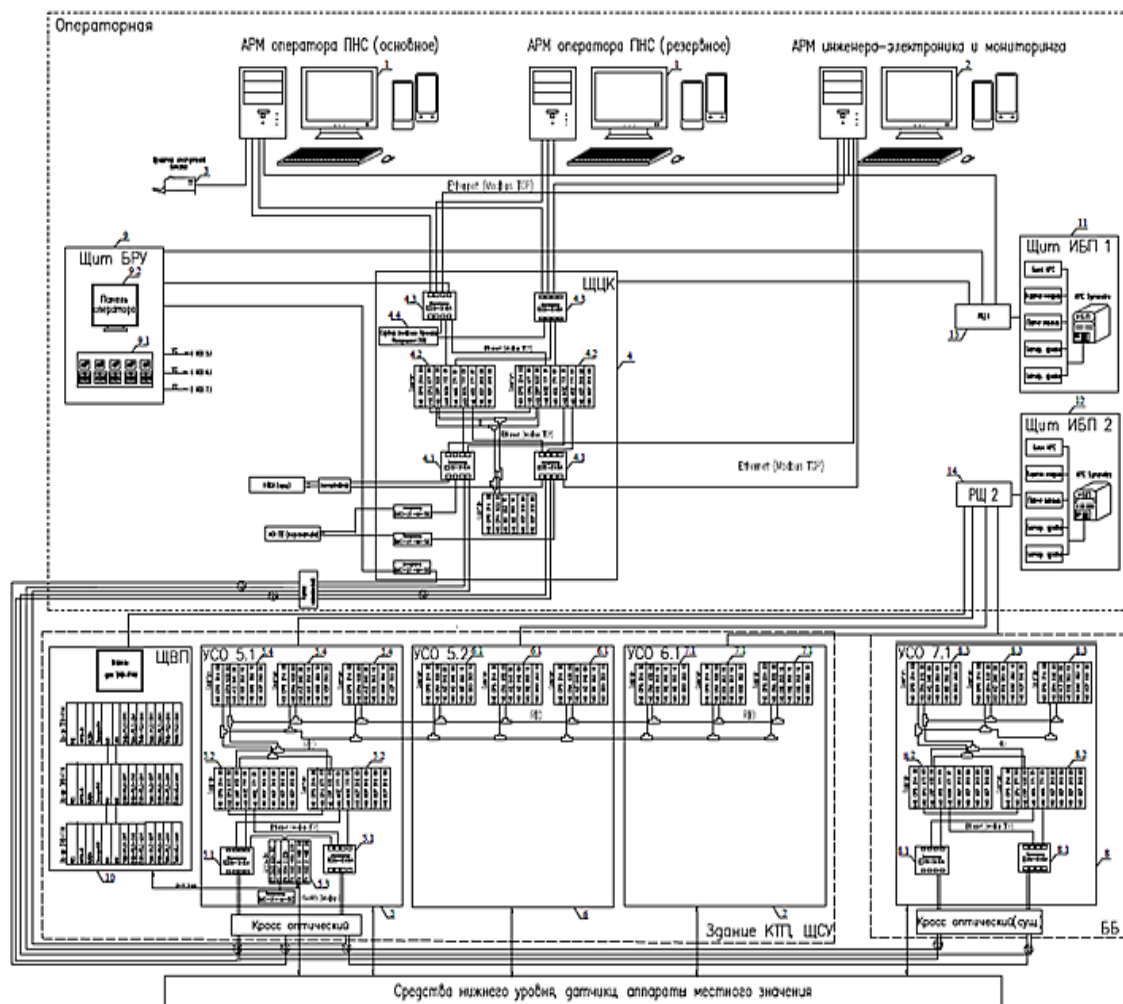


Рис. 1. Структурная схема МПСА НПС «Александровская»

Технические решения, заложенные в МПСА НПС «Александровская» при ее проектировании и разработке, обеспечивают выполнение требований ОАО «АК «Транснефть» по контролю и управлению технологическими процессами транспортировки жидких углеводородов по трубопроводам.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-08-00057 А.

Литература

1. Губеев Т.Н. Возможности совершенствования микропроцессорных систем автоматизации // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2009. – № 4-5. – С. 16 – 19.
2. Чириков С.В., Филиппов С.В., Обголец А.А., Хромов И.Г. Опыт автоматизации нефтеперекачивающих станций // Безопасность труда в промышленности, 2001. – № 6. – С. 6- 8.

**ПРОЦЕССЫ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВОДЯНЫХ
ЗАВЕС НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

М.А. Дмитриенко

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водяная завеса является важной составляющей систем автоматического пенного пожаротушения и защиты близлежащего технологического оборудования от воздействия теплового потока. Выполненные экспериментальные и теоретические исследования показывают возможность существенного повышения эффективности тушения пожаров с использованием распыленной воды [1].

Главной проблемой применения пароводяной завесы является нарушение ее целостности под влиянием двух основных факторов:

- столкновения капель в процессе их падения;
- испарения капель под воздействием теплового излучения.

Цель данной работы заключается в анализе процесса коагуляции (слияния) капель воды в процессе их столкновения при движении в высокотемпературной газовой среде.

Исследования проводились с использованием экспериментальной установки, представленной на рисунке 1. Основными элементами установки являются: кросскорреляционная видеокамера (формат изображения – 2048x2048 пикселей, кадровая частота – 1.5 Гц, минимальная задержка между двумя последовательными кадрами – 5 мкс), высокоскоростная видеокамера.

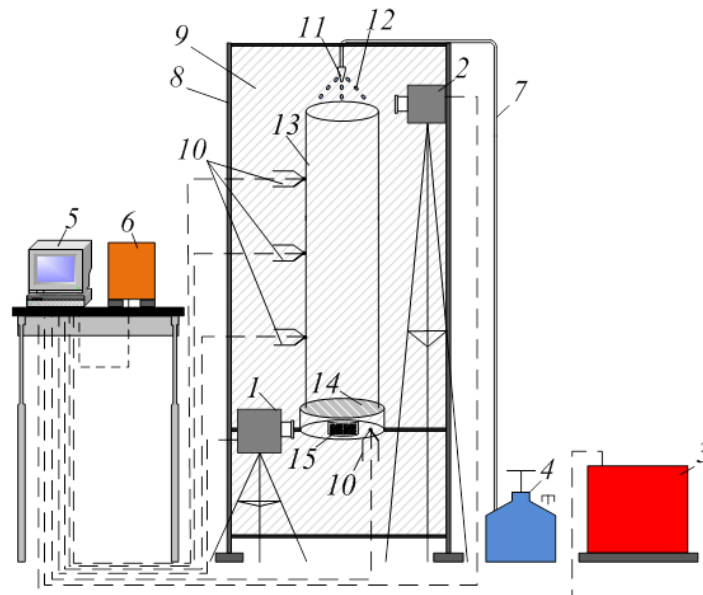


Рис. 1. Схема экспериментального стенда:

- 1 – высокоскоростная видеокамера; 2 – кросскорреляционная камера; 3 – нагревательная установка;
4 – емкость с водой; 5 – ПК; 6 – аналитические весы; 7 – канал подачи воды; 8 – штатив;
9 – стеклянные стенки камеры; 10 – термопары; 11 – механическая форсунка (распылитель или
дозатор); 12 – капли (или их поток) воды; 13 – полый цилиндрический канал; 14 – подложка;
15 – очаг возгорания**

Цикл опытов включал две серии по десять экспериментов в каждой. Каждая серия эксперимента предусматривала несколько этапов.

Вода заливалась в емкость 4, в которой устанавливалась хромель-копелевая термопара для контроля ее начальной температуры. Серии экспериментов проводились за короткие интервалы времени с целью минимизации расхождений условий проведения опытов, а также обеспечения постоянства состава рабочей жидкости и продуктов сгорания. К выходу емкости подключался дозатор 11, который настраивался в зависимости от необходимых параметров распыления жидкости. Начальная температура вводимых в газовую среду капель воды поддерживалась около 300 К с использованием нагревательной установки 3.

Для формирования потока высокотемпературных газов в экспериментальном стенде использовался цилиндрический канал 13 (высота 1 м, диаметр 0.3 м). В основании канала 13 устанавливался полый цилиндр 14 (высота 0.1 м, внутренний и внешний диаметры – 0.26 м и 0.3 м соответственно), в котором располагался очаг возгорания 15. Температура газов (продуктов сгорания) в экспериментах составляла от 500 К до 1200 К. Измерения проводились тремя хромель-алюмелевыми термопарами (диапазон измеряемых температур –273–

1373 К, погрешность измерения $\pm 3,3$ К).

Перед проведением опытов с каплями воды в газовую среду вводили «трассеры» – частицы диоксида титана. Скорости «трассеров» поддерживались около 1,5 м/с. Для измерения U_g использовался панорамный оптический метод PIV [2]. Далее на ПК запускалось специальное программное обеспечение «Actual Flow», включался дозатор и проводилась процедура регистрации видеogramм в выбранной рабочей области. Размеры каждого видеокadra в области высокотемпературных газов выбирались в соответствии с характерной длиной регистрируемых траекторий движения исследуемых сталкивающихся капель.

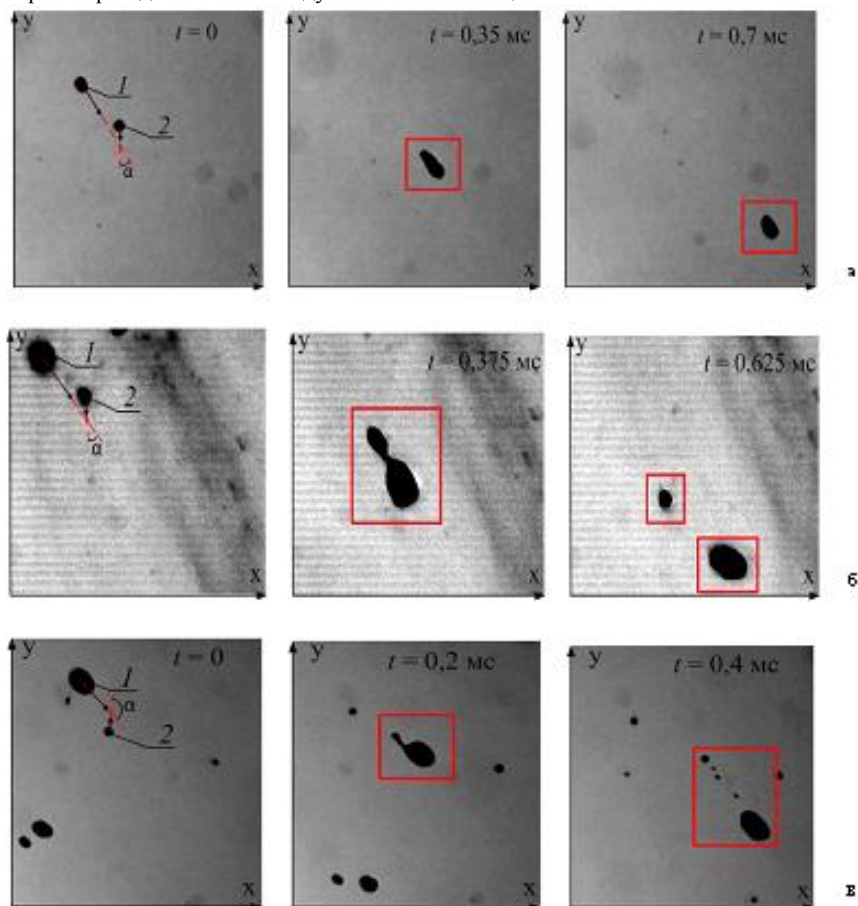


Рис. 2. Видеogramмы эксперимента с реализацией первого (а), второго (б), третьего (в) режимов столкновения капель

Исследования проводились для капель полидисперсного водяного потока. Начальные размеры (радиусы) капель варьировались в диапазоне $0,05 \leq R_m \leq 0,5$ мм. Размеры R_m и скорости перемещения U_m капель измерялись с использованием панорамных оптических методов PIV и IPI [3]. Относительная объемная концентрация капель (в соответствии с ограничениями методов PIV и IPI) поддерживалась в диапазоне $0,001 - 0,0012$ м³ каплей жидкости / м³ газа. Систематические погрешности определения размеров R_m и скоростей U_g и U_m с применением панорамных оптических методов PIV и IPI не превышали 1,6 % и 2,1 %. Максимальные случайные погрешности определения рассматриваемых параметров составили: $R_m - 2,1$ %, U_g и $U_m - 3,4$ %.

Также при обработке видеogramм экспериментов определялись углы пересечения траекторий движения капель в момент их столкновения α_m с использованием специализированного программного обеспечения и параметрической сетки.

В ходе проведения эксперимента были выделены три режима столкновения капель. При первом режиме (P1) столкновения двух капель происходит их коагуляция и дальнейшее движение объединенной капли (рисунок 2а). При втором режиме (P2) столкновения двух капель происходит их слияние и дальнейший распад капель на идентичные, по размерам, начальным каплям (рисунок 2б). При третьем режиме (P3) столкновения двух капель происходит их слияние и дальнейшее дробление на несколько более мелких капель (рисунок 2в).

При анализе полученных результатов определен вероятностный характер реализации установленных режимов. Вероятность возникновения одного из трех режимов рассчитывалась в зависимости от размеров, скоростей движения, углов пересечения траекторий перемещения капель. Далее приведены типичные диаграммы с вероятностями реализации трех режимов столкновений (P_1, P_2, P_3).

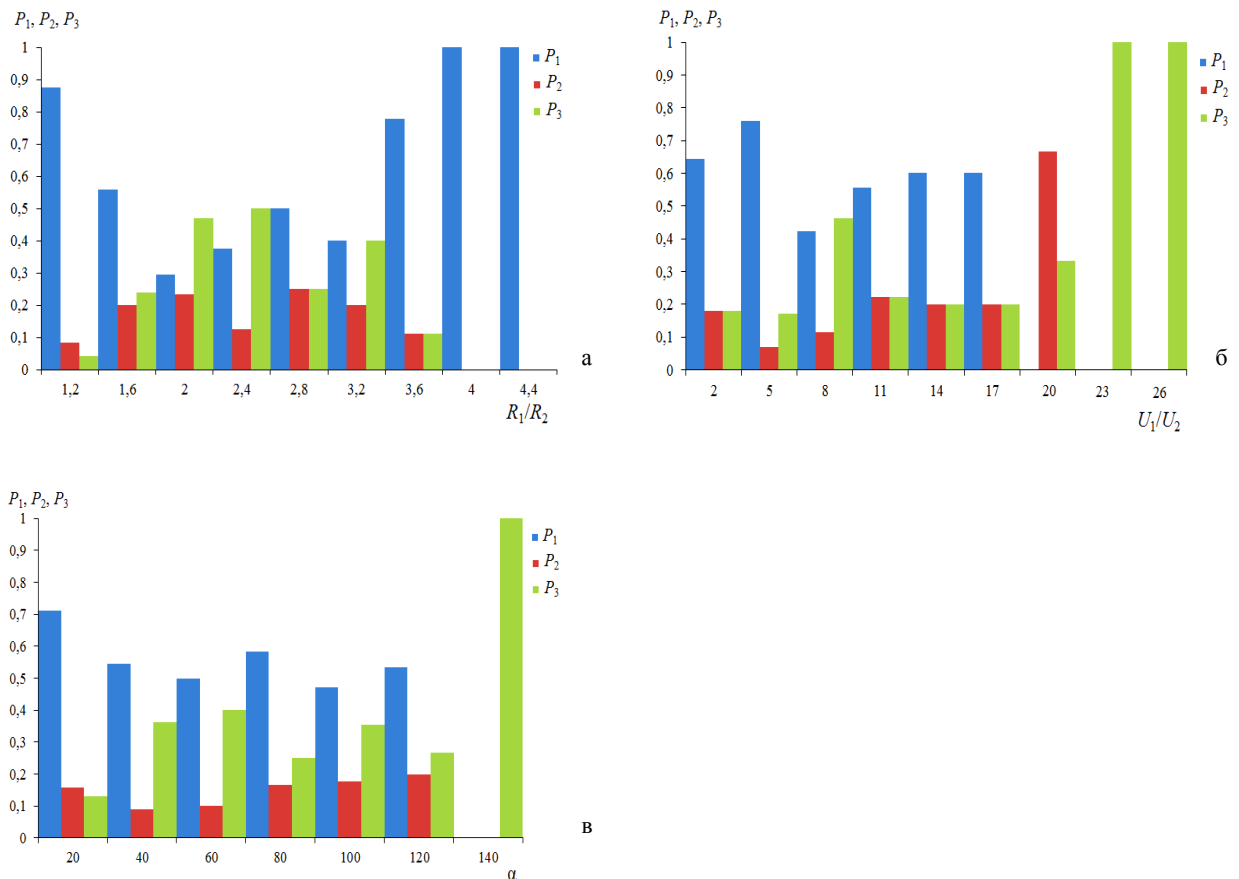


Рис. 3. Вероятности реализации трех режимов столкновений в зависимости от: отношения начальных размеров капель (а), отношения начальных скоростей капель (б), угла столкновения капель воды (в)

Проведенные экспериментальные исследования процессов столкновения и дробления капель при их движении в высокотемпературной газовой среде позволяют проанализировать влияние на выделенные режимы столкновений капель их размеров, скоростей движения, углов пересечения траекторий перемещения капель.

При анализе полученных гистограмм установлено, что для поддержания целостности водяной завесы предпочтительными являются: отношение начальных размеров капель $2 < R_1/R_2 < 3,6$; отношение начальных скоростей капель $8 < U_1/U_2 < 20$; угол столкновения капель воды $60^\circ < \alpha < 120^\circ$.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-08-00057 А.

Литература

1. Дмитриенко М. А., Жданова А. О., Забелин М. В., Стрижак П. А. Исследование процессов смешения парокпельных и высокотемпературных газовых смесей // Современные проблемы науки и образования, 2014. – №. 3. – С. 1- 8.
2. «Particle image Velocimetry. Руководство пользователя программы «ActualFlow». Версия 1.17.3: Институт теплофизики ми С.С. Кутателадзе СО РАН. - Новосибирск, 2012.
3. «Интерферометрический метод измерения диаметров частиц (IPI). Руководство пользователя»: Институт теплофизики ми С.С. Кутателадзе СО РАН. – Новосибирск, 2013.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**А.В. Дорошенко, Н.М. Космынина**

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазодобывающая промышленность, являясь одним из основных поставщиков и производителей энергетических ресурсов, сама относится к крупным потребителям электроэнергии.

Мощность нефтегазодобывающих предприятий зависит от многих факторов, характеризующихся методами производства буровых работ, технологией и техникой нефтегазосбора, способами поддержания пластовых давлений (вода, газ), мероприятиями по повышению нефтеотдачи, способами по извлечению продукции скважин (фонтанной, насосной, газлифтной), принятой техникой и технологией переработки газа.

В данной работе предлагается строительство дизельной электростанции модульного типа, возведение которой и подключение ее к существующей энергосистеме Южно-Курильска может быть произведено в кратчайшие сроки. Предлагаемое решение обеспечит поддержание потребностей населенного пункта в электроэнергии и возможность вывода из эксплуатации изношенного, экономически неэффективного оборудования энергокомплекса.

Основными потребителями электроэнергии на нефтяных месторождениях являются электродвигатели технологических объектов, насосных и компрессорных станций, водонасосных станций, вентиляторов, вентиляторных градирен, ремонтно-механических цехов и баз.

В связи с прогнозируемым расширением и совершенствованием производственной базы всех отраслей промышленности большое значение приобретает внедрение прогрессивных и рациональных решений в практике проектирования и строительства систем электроснабжения объектов нефтедобычи. При этом системы электроснабжения должны удовлетворять требованиям экономичности и надежности; безопасности и удобству в эксплуатации; обеспечения надлежащего качества электроэнергии; стабильности напряжения и частот; экономии цветных металлов и электроэнергии; гибкости системы, дающей возможность ее дальнейшего развития без ощутимого переустройства основных объектов системы в процессе строительства и эксплуатации; максимального приближения источников высшего напряжения к электроустановкам потребителей, обеспечивающего минимум сетевых звеньев и ступеней промежуточной трансформации, снижение первоначальных затрат и уменьшение потерь электроэнергии с повышением надежности.

Все вышеизложенное подчеркивает взаимную связь технологической схемы объекта со схемой распределения электрической энергии, выражающуюся в том, что:

- питание электроприемников разных параллельных технологических потоков предусматривается от разных подстанций, РП, магистралей или от различных секций шин одной подстанции или РП, чтобы в аварийных случаях не останавливались все технологические потоки;

- в пределах одного потока все взаимосвязанные технологические агрегаты присоединяются к одному источнику, чтобы в случаях прекращения питания потока все входящие в его состав электроприемники были обесточены одновременно;

- вспомогательные цепи выполняются так, чтобы их питание не нарушалось при любых переключениях питания силовых цепей параллельных технологических потоков во избежание ложных отключений и останова производства.

Схема электроснабжения должна быть построена так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой; «холодный» резерв, т.е. отключенный при нормальном режиме, применяется в исключительных случаях. Резервирование предусматривается в самой схеме электроснабжения путем перераспределения отключенных нагрузок между оставшимися в работе частями сети (АВР) с использованием перегрузочной способности электрооборудования и отключением в отдельных случаях неответственных потребителей (АЧР). Восстановление питания производится автоматически (АПВ).

Применяется, как правило, раздельная работа элементов системы электроснабжения: линий, секций шин, токопроводов, трансформаторов.

Таким образом, система электроснабжения должна быть выполнена так, чтобы после временной остановки, проведения соответствующих работ по переключению и переприсоединению она была бы способна обеспечить питание нагрузки предприятия (с учетом ограничений) с учетом всех дополнительных источников и возможностей по резервированию, проводимых с учетом принципов резервирования и объектов технологии (резервные насосы, компрессоры и т.п.) [1].

В данной работе предлагается строительство дизельной электростанции мощностью 2,8 МВт для электроснабжения нефтяного месторождения. Предполагается работа проектируемой электростанции в параллельном режиме с существующей энергосистемой посредством технических решений, обеспечивающих работу ее дизель-генераторных установок в режиме деления мощности.

Требуемая мощность станции для распределительной сети системы напряжением 6 кВ обеспечивается четырьмя модулями дизельных генераторных установок (ДГУ) единичной мощностью 700 кВт.

Суммирование мощностью ДГУ осуществляется на сборных шинах проектируемого модуля РУ–6,3 кВ. Наиболее простой и надежной схемой электроустановок на стороне 6–10 кВ является схема с одной секционированной системой сборных шин. Наиболее простой и надежной схемой электроустановок на стороне

6–10 кВ является схема с одной секционированной системой сборных шин. Данная схема представлена на рисунке 1.

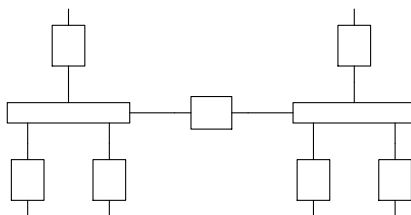


Рис.1 Схема с одной секционированной системой шин

Схема сохраняет все достоинства схем с одиночной системой шин, кроме того, авария на сборных шинах приводит к отключению половины потребителей, вторая секция и все присоединения остаются в работе. Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность. Однако схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные от сети, отключаются на время ремонта [3].

В настоящее время распределительные устройства напряжением 6÷10 кВ выпускаются комплектными. Предлагается к установке комплектное распределительное устройство (КРУ) «Классика» D-12P выкатного исполнения. Основным достоинством КРУ выкатного исполнения является быстрая взаимозаменяемость аппаратов, установленных на выкатной тележке, что особенно важно для крупных и ответственных электроустановок [2].

Подключение генераторных установок к шинам обеспечивается посредством вакуумных выключателей ячеек ввода генераторного напряжения распределительного устройства. В КРУ D-12P устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL. После расчета токов продолжительного режима и токов трехфазного короткого замыкания выбраны выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630-У2. Внешний вид выключателя представлен на рисунке 2.



Рис.2 Выключатель ВВ-TEL

Роль шинных и линейных разъединителей выполняют разъединяющие контакты первичных соединений втычного типа, неподвижная часть которых установлена в корпусе шкафа, а подвижная - на тележке. Отсутствие разъединителей и применение вместо них специальных скользящих контактов штепсельного типа позволяет повысить надежность камер и удобство их технического обслуживания.

Наружная сеть напряжением 6 кВ представлена кабельными силовыми линиями, прокладываемыми от генераторов дизель-генераторных установок модульного типа к ячейкам ввода генераторного напряжения распределительного устройства КРУ–6,3 кВ электростанции.

Принятые решения обеспечивают:

- возможность выдачи в распределительную сеть системы суммарной мощности проектируемой ДЭС и уже существующих ДЭС;
- возможность выдачи в распределительную сеть системы мощности любой из двух станций при выключенной второй;
- возможность вывода из сети любого из двух полукомплектов проектируемой ДЭС с сохранением возможности выдачи в сеть 50% номинальной мощности электростанции. Такое решение позволяет обеспечить планомерность проведения технических мероприятий по обслуживанию оборудования станции и, как следствие, улучшить качество технического обслуживания.

Литература

1. Каспарьянц К.С.. Проектирование обустройства нефтяных месторождений. - Самара, издательство «САМБЕН», 1994.
2. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. – Москва: Форум Инфра-М, 2009.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С.. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е издание. – Москва: Энергоатомиздат, 1987.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГАШЕНИЯ ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРА

И.М. Ефремов, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Питание потребителей нефтяной и газовой промышленности электрической энергией осуществляется от электрических станций. В соответствии с отчетом о функционировании Единой энергетической системы России в 2014 года наибольшее производство электроэнергии обеспечивают тепловые электростанции [3]. Основным оборудованием на тепловой электростанции является турбогенератор. Короткое замыкание внутри турбогенератора или на его зажимах относится к разряду самых тяжелых аварий и поэтому должно быть ликвидировано в возможно более короткий промежуток времени. Одним из способов ограничения размеров аварии является гашение поля турбогенератора.

Гашением поля называют процесс, заключающийся в быстром сведении магнитного потока возбуждения электрических машин к величине, близкой к нулю.

Необходимость гашения поля часто встречается в условиях нормальной эксплуатации. Однако этот процесс приобретает особое значение при аварийных режимах, вызванных повреждениями изоляции внутри самой машины или на ее выводных зажимах. Так как к месту повреждения изоляции направляется ток короткого замыкания, который в современных крупных машинах достигает огромной величины, то это расширяет размеры аварии и часто приводит к выгоранию обмотки и активной стали машины. Размеры аварии, однако, определяются не только величиной тока, но и продолжительностью короткого замыкания. Они становятся тем меньшими, чем быстрее осуществляется гашение поля [4].

Рост мощности турбогенераторов, для электроснабжения нефтяной и газовой промышленности, означает значительное увеличение энергии, запасенной в магнитном поле ротора. Применение форсировки возбуждения, вызванной необходимостью повышения при авариях устойчивости электроснабжения, особенно работающих на длинные линии передачи, приводит к осложнению процесса гашения поля и увеличению его продолжительности.

Простейшим способом гашения поля является отключение обмотки возбуждения. Однако при этом, вследствие большой индуктивности цепи, на зажимах обмотки возбуждения возникают значительные перенапряжения, способные вызвать пробой изоляции. Поэтому при гашении поля прибегают к замыканию обмотки возбуждения на разрядное сопротивление или на встречно действующую электродвижущую силу (противовключение возбудителя), или на дугогасительную решетку.

Для исследования процессов гашения поля в качестве исследуемого турбогенератора примем турбогенератор 200 МВт, наиболее используемый на ТЭС России [2].

Таблица 1[5]

Параметры турбогенератора

Тип турбогенератора	ТГВ-200-2У3
Активное сопротивление обмотки ротора, (r_f) Ом	0,0878
Постоянная времени для обмотки ротора, (Т) с	6,85
Номинальный ток возбуждения, А	1880
Номинальное напряжение возбуждения, В	420
Испытательное напряжение, В	3500

Минимальное время гашения поля турбогенератора достигается при оптимальных условиях. При таких условиях напряжение на обмотке возбуждения не должно превосходить величины U_m , предельно допустимой по условиям электрической прочности изоляции. Рассмотрим условия, при которых процесс гашения поля будет протекать наиболее быстро. На Рис.1 изображена обмотка возбуждения 1, обладающая индуктивностью L и сопротивлением r , питается постоянным током от возбудителя 2 через контакты 3 автомата гашения поля.

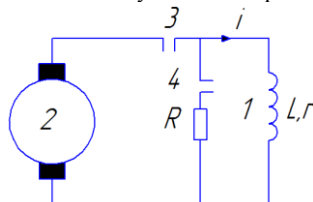


Рис.1 Схема замещения

Используя методику [1], приведем формулы, поясняющие процесс гашения поля. Так как r мало по сравнению с R , то процесс подчиняется дифференциальному уравнению (1)

$$L \frac{di}{dt} + Ri = 0. (1)$$

Для того, чтобы процесс гашения поля протекал наиболее быстро и напряжение на обмотке возбуждения не превосходило допустимой величины U_m , произведение $L \frac{di}{dt}$ должно сохранять постоянное значение во время всего процесса гашения поля, например, наибольшее допустимое напряжению U_m

$$L \frac{di}{dt} = -Ri = -U_m = const; (2)$$

отсюда следует, что

$$Ri = U_m \text{ и } R = \frac{U_m}{i}. (3)$$

Если проинтегрировать уравнение (1), приняв начальное значение тока равным I_0 - номинальный ток возбуждения, то получим выражение (4)

$$i(t) = I_0 - \frac{U_m}{L} t (4)$$

Рассчитаем индуктивное сопротивление обмотки ротора, и максимально возможное значение падения напряжения на обмотке возбуждения по выражению (5 и 6) соответственно.

$$L = T \cdot r_f = 6.85 \cdot 0.0878 = 0.601 \text{ (Ом)}, (5)$$

$$U_m = 0.7 \cdot U_{ucn} = 0.7 \cdot 3500 = 2450 \text{ (В)}, (6)$$

где U_{ucn} - испытательное напряжение. Максимально возможное значение падения напряжения на обмотке возбуждения U_m соответствует 70 процентам от испытательного напряжения U_{ucn} . Тогда ток достигнет нулевого значения через время равное t_{min} , которое является минимально возможным

$$t_{min} = I_0 \frac{L}{U_m} = 1880 \cdot \frac{0.601}{2450} = 0.462 \text{ (с)}; (7)$$

На Рис.2 показана зависимость $i(t)$, пересечение графика с осью абсцисс показывает окончание процесса гашения поля турбогенератора и говорит о том, что ток возбуждения равен нулю.

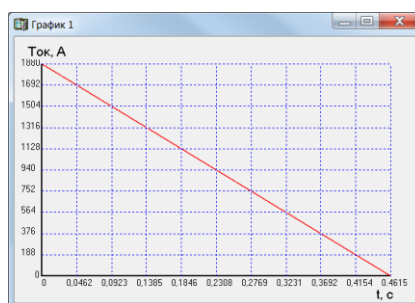


Рис.2 Зависимость $i(t)$ при оптимальных условиях

Способы гашения поля турбогенератора такие как, замыкание обмотки возбуждения на разрядное сопротивление, или на встречно действующую электродвижущую силу (противовключение возбудителя), или на дугогасительную решетку обеспечивают условия близкие к оптимальным. По данным сравнения продолжительности процессов гашения поля турбогенератора, при разных способах и постоянной индуктивности обмотки возбуждения, приблизительное время продолжительности гашения поля турбогенератора на разрядное сопротивление в 4,6 раз больше по сравнению со временем гашения при оптимальных условиях, а гашения поля турбогенератора методом противовключения возбудителя в 4,2 раз больше времени по сравнению с оптимальными условиями. Метод, который максимально приближен к оптимальным условиям, является разряд обмотки возбуждения на дугогасительную решетку и отличается от оптимальных условиях в 1,07 раз.

Литература

1. Автоматы гашения магнитного поля / Под ред. О.Б. Брон. – М.-Л: Госэнергоиздат, 1961. – 138 с
2. Основы современной энергетики / Под ред. А.П. Бурман., В.А. Строев – М.: дом МЭИ, 2008. – 632 с.
3. Отчет о функционировании Единой энергетической системы в 2014 году [Электронный ресурс] // Системный оператор Единой энергетической системы: офиц. сайт. – Режим доступа: http://so-eps.ru/index.php?id=tech_disc2015ups, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 9.03.2015).
4. Системная автоматика / Под ред. А.Б. Барзам. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций / Под ред. Б.Н. Неклепаев., И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

ВЫБОР СИЛОВОГО АВТОТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.С. Цой, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтегазовая промышленность является одной из важнейших отраслей в мировой экономике. Данная отрасль включает в себя разведку нефтяных и нефтегазовых месторождений, бурение скважин, добычу, транспортировку и переработку нефти и попутного газа. На всех этих этапах требуется электрическая энергия.

Энергия, вырабатываемая на электростанциях, по линиям электропередачи поступает на распределительные устройства высшего напряжения (РУ ВН) подстанций. На подстанциях энергия преобразуется до требуемого уровня напряжения распределительных устройств низшего напряжения (РУ НН). На мощных подстанциях возможна установка распределительного устройства среднего напряжения (РУ СН).

Для преобразования электроэнергии от одного уровня напряжений до других уровней напряжений используются силовые трансформаторы. При наличии РУ ВН и РУ НН на подстанции применяются двухобмоточные трансформаторы; РУ ВН, РУ СН и РУ НН - трехобмоточные. При напряжении РУ ВН 220 кВ и выше и напряжении РУ СН 110 кВ и выше российская промышленность выпускает силовые автотрансформаторы – разновидность трехобмоточных трансформаторов.

Для выбора автотрансформатора необходимо рассчитать перетоки мощностей между распределительными устройствами. Далее, по полученным перетокам мощностей определить режим работы силового автотрансформатора: или трансформаторный, или автотрансформаторный, или комбинированный [5]. После выявления режима произвести расчет требуемой номинальной мощности и выбрать оборудование по напряжениям РУ ВН, РУ СН, РУ НН и мощности [1]. Для выбранного автотрансформатора необходимо произвести проверку загрузки обмотки низшего напряжения [3].

На кафедре электроэнергетических систем Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета ведется разработка программы для исследования режимов работы силового автотрансформатора. Данная разработка позволяет определиться с выбором автотрансформатора, установленного на подстанции, в том числе и на подстанции для энергоснабжения нефтегазового месторождения.

Программа написана на языке программирования Delphi. Выбор языка программирования Delphi обусловлен тем, что данный язык программирования позволяет создать удобный интерфейс и мобильность, например, были использованы выпадающий список, кнопки, функции сохранения, сравнения [2, 4]:

Программа состоит из окон описания, ввода исходных данных, результатов, проверки, литературы.

Стартовое окно, в котором изложены название программы, назначение, выполняемые функции, данные о разработчике и научном руководителе, приведено на (рис. 1).

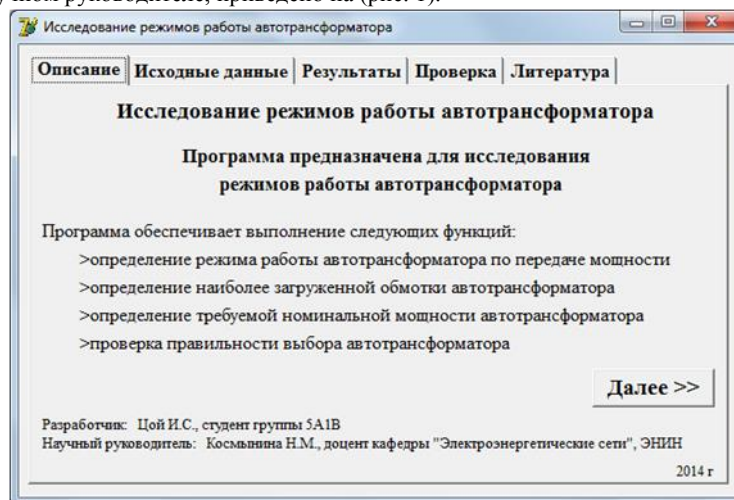


Рис. 1. Окно описания программы

В окне ввода исходных данных (рис. 2) представлены строки для ввода мощностей и напряжений, строки для напряжений имеют выпадающий список.

На основании введенных данных программа определяет режим работы автотрансформатора (трансформаторный, автотрансформаторный, комбинированный); предоставляются сведения по коэффициенту выгоды (на основании напряжений РУ подстанции), требуемой номинальной мощности и мощности наиболее загруженной обмотки автотрансформатора (общей, или последовательной, или обмотки низшего напряжения)

Рис. 2. Окно ввода исходных данных

На рисунке 3 представлена проверка выбора автотрансформатора. Проверка проводится по напряжениям, номинальной мощности низшей обмотки, номинальной мощности автотрансформатора. Также в окне проверки имеется кнопка «Справочник», открывающая справочник с характеристиками автотрансформаторов.

Рис. 3. Окно проверки выбора автотрансформатора

Программа позволяет по введенным данным для автотрансформатора (рис. 2):

1. определить наиболее загруженную обмотку;
2. определить режим работы по передаче мощности;
3. рассчитать требуемую номинальную мощность;
4. сохранить расчетные данные в виде файла;
5. проверить правильность выбора автотрансформатора
6. изучить справочный методический материал по данной теме.

В настоящее время ведется доработка программы для получения свидетельства о государственной регистрации в РОСПАТЕНТ.

Литература

1. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф., Околович М.Н. Электрическая часть станций и подстанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 551 с.
2. Культин Н.Б. Основы программирования в Delphi 7. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2007. – 594 с.
3. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 551 с.
4. Хомоненко А.Д. Работа с базами данных в Delphi. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2005. – 551 с.
5. И.С. Цой И.С., Космынина Н.М. Разработка программы для исследования режимов работы силового автотрансформатора // Интеллектуальные энергосистемы: Сборник статей. – Томск, 2014. – с. 228- 232.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ №157 ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Е.П. Логинова, О.В. Новгородов

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазодобывающая компания «Сургутнефтегаз» - одно из крупнейших предприятий нефтяной отрасли России. Компания занимает четвертое место в стране по объему добычи нефти, вслед за "Роснефтью", "ЛУКОЙЛОМ". На долю компании приходится около 13% объемов добычи нефти в стране и 25% газа, добываемого нефтяными компаниями России [5]. Добыча нефти "Сургутнефтегаза" в 2011г. составила 60,781 млн т. (+2% к 2010г.), добыча газа - 12,94 млрд куб. м (-3,4% к 2010г.), объем переработанного углеводородного сырья - 21,1 млн т (-0,9%). На предприятии создан первый в России полный цикл производства, переработки газа, выработки на его основе собственной электроэнергии, получения готового продукта и сырья для нефтехимии. "Сургутнефтегаз" работает в основном в России. В числе активов компании месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе и в Якутии, один нефтеперерабатывающий завод в Киришах Ленинградской области, один газоперерабатывающий завод в Сургуте и четыре сбытовых предприятия в Новгороде, Пскове, Твери и Калининграде. 59 структурных подразделений предприятия осуществляют весь комплекс работ по разведке и разработке месторождений, по строительству производственных объектов и трубопроводов, по обеспечению экологической безопасности производства, по автоматизации производственных процессов, а также по обеспечению бесперебойного электроснабжения и технического обслуживания электрооборудования. Электроснабжение входит в зону обслуживания управления электросетевого хозяйства (УЭСХ).

К подразделениям электросетевого хозяйства относятся:

- Служба ремонта электрооборудования (СРЭО)
- Служба подстанций (СП)
- Служба высоковольтных испытаний грозоизоляций и перенапряжений (СВИГЗП)
- Служба релейной защиты автоматики и высоковольтных измерений (СРЗАиВИ)
- Группа материально технического снабжения (ГМТС)
- Производство технического отдел
- Группа охраны труда
- Служба учета и распределения энергетических ресурсов
- Планово-экономическая группа

Служба подстанций - является самостоятельным производственным структурным подразделением; выполняет оперативное и ремонтное обслуживание оборудования подстанций, осуществляет внедрение нового оборудования, тем самым обеспечивает надежную и экономичную работу оборудования подстанций выше 1000 В.

Подстанция 35/6 кВ №157, является типовой и используется для питания технологических площадок и фонда добывающих скважин на предприятии Открытое акционерное общество «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» нефтегазодобывающее управление «Нижнесортымскнефть».

В состав подстанции входят два распределительных устройства: открытое распределительное устройство (ОРУ) 35 кВ и закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 6 кВ. Структурная схема подстанции представлена на рис. 1.

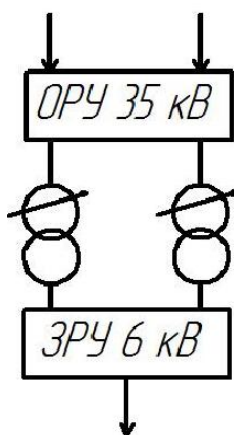


Рис. 1 Структурная схема подстанции № 157

Открытое распределительное устройство 35 кВ подстанции получает питание по двухцепной воздушной линии напряжением 35 кВ, приходящей с узла электроснабжения месторождения Северо-Алехинское. Электроснабжение осуществляется по первой категории надежности, так как перерыв может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса. Перерыв в электроснабжении допускается только на время работы устройств автоматического включения резерва (АВР) [4].

ОРУ выполнено по схеме мостика с выключателями в цепях трансформаторов. Эту схему рекомендуется применять для проходных двухтрансформаторных подстанций с двусторонним питанием. Ввиду этого схема обладает высокими показателями надежности электроснабжения. Она позволяет сохранить транзит электроэнергии при повреждении в трансформаторах, либо при необходимости отключения одного из трансформаторов при малой нагрузке. Распределительное устройство, построенное по этой схеме, занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений (два трансформатора и две линии). С экономической точки зрения схема является наиболее дешевой при постройке для данного количества присоединений. Возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин с обходной системой шин либо без нее [3].

На ОРУ установлено следующее электрическое оборудование.

Два силовых трансформатора типа ТМН-6300/35-У1: Т – трехфазный; М – охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла; Н – регулирование напряжения под нагрузкой; 6300 – номинальная мощность, киловольт-ампер (кВ*А); 35 – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ; У – исполнение для умеренного климата; 1 – категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Разъединители типа РДЗ-2-35/1000УХЛ1: Р – разъединитель; Д – двухколonoквоый; 3 – индекс, обозначающий наличие заземлителей; 2 – количество заземлителей на полюс; 35 – номинальное напряжение, кВ; 1000 – номинальный ток, А; УХЛ – исполнение для холодного климата; 1 – категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Вентильные разрядники типа РВС-35 У1: Р – разрядник, В – вентильный, С – стационарный, 35 – класс напряжения, кВ; У – исполнение для умеренного климата; 1 – категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Выключатели серии С-35М-1600-10УА1: С – серия; 35 – номинальное напряжение, кВ; М – масляный; 1600 – номинальный ток, А; 10 – номинальный ток отключения, кА; У – исполнение для умеренного климата; 1 – категория размещения по ГОСТ 15150-69.

В случае проведения реконструкции подстанции целесообразно заменить морально устаревшие вентильные разрядники и масляные выключатели на нелинейные ограничители перенапряжений и элегазовые выключатели. Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) выгодно отличаются от вентильных разрядников лучшей способностью ограничивать перенапряжения, меньшими габаритами и весом, большей пропускной способностью [1]. Преимущества элегазовых выключателей над масляными заключаются в пожаро- и взрывобезопасности вследствие отсутствия трансформаторного масла, быстроте действия, малом износе дугогасительных контактов, пригодности как для наружной, так и для внутренней установки [2].

С выводов трансформаторов питание подается на закрытое распределительное устройство 6 кВ. Данное распределительное устройство выполнено по схеме с одной рабочей секционированной системой шин. Источники питания и потребители присоединяются к сборным шинам. На каждое присоединение необходим один выключатель и два разъединителя. При необходимости включения/отключения какого-либо из присоединений в нормальных и аварийных режимах используется только выключатель. При выводе выключателя в ремонт для обеспечения безопасности работ отключаются также и разъединители. Ввиду простоты и однотипности операций с разъединителями мала вероятность ошибочных действий персонала при работе с ними. В случае аварии на шинах, либо аварии на присоединении и отказе выключателя этого присоединения будет отключена только одна секция и получающие от нее питание потребители. При отключении одного из источников питания секционный выключатель соединяет секции между собой, переводя тем самым потерявших питание потребителей на другой источник. Это свойство позволяет использовать данную схему для питания ответственных потребителей. Достоинствами такой схемы являются простота, экономичность, относительно высокая надежность. Однако, данная схема имеет и недостатки. Например, при повреждении одной из секций, подключенные к ней потребители останутся без питания на все время ремонта. Другим недостатком схемы является отключение обоих источников питания при аварии в секционном выключателе или при его отказе в момент КЗ на одной из секций. Для устранения этого недостатка рекомендуется устанавливать два секционных выключателя последовательно. В этом случае при аварийных ситуациях, рассмотренных выше, отключается одна секция и один источник питания. Физически данное распределительное устройство является комплектным. Комплектное распределительное устройство (КРУ) состоит из закрытых шкафов, в которых установлены аппараты, измерительные и защитные устройства. Первым достоинством таких распределительных устройств является удобство и быстрота монтажа. Второе достоинство – безопасность обслуживания, обусловлено тем, что все токоведущие части скрыты под металлическим корпусом [2].

Литература

1. Кабышев, Александр Васильевич. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения : учебное пособие / А. В. Кабышев; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во ТПУ, 2006. — 124 с.
2. Рожкова, Лена Дмитриевна. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. — Москва: Академия, 2004. — 448 с.: ил. — Среднее профессиональное образование. — Библиогр.: с. 442- 445. — ISBN 5-7695-1329-2.
3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: стандарт организации.- введ. 2007-12-20.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
5. ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/>, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 26.02.2015).

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ РЕЖИМОВ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

М.Н. Морозов

Научный руководитель профессор Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проблема повышения энергоэффективности остро стоит для многочисленных объектов нефтегазотранспортной системы. Проблема нерационального использования энергии напрямую влияет на развитие промышленной инфраструктуры, строительство новых нефте- и газопроводов, вызывая дефицит генерирующих мощностей. Учитывая удаленность большей части таких объектов от централизованных источников энергоснабжения, а также относительно высокую стоимость тарифов на энергию, крайне важно обеспечить повышение энергетической эффективности. Известно, что весомая часть энергии расходуется на поддержание климата [3] в производственных помещениях. Учитывая расположение большинства удаленных объектов в суровых климатических условиях, имеется значительный потенциал энергосбережения.

Цель работы заключается в исследовании определенного класса удаленных объектов нефтегазотранспортной системы для определения наиболее оптимальных мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности объектов, а также для оценки потенциального энергосберегающего эффекта. В качестве объекта исследования выбран блок-контейнер, как наиболее распространенная мобильная платформа для размещения широкого класса оборудования: сепарационные и компрессорные установки для добычи газа, системы измерений количества и показателей качества нефти, утилизация попутного нефтяного газа, автономные источники энергии и т.д. Для исследования тепловых процессов указанного объекта разработана имитационная модель (рисунок 1), позволяющая минимизировать риски, связанные с исследованием реального объекта [2]. В качестве программной платформы выбрано приложение Simulink [4]. Использование библиотеки Simscape позволило применить концепцию «каузального» моделирования [1].

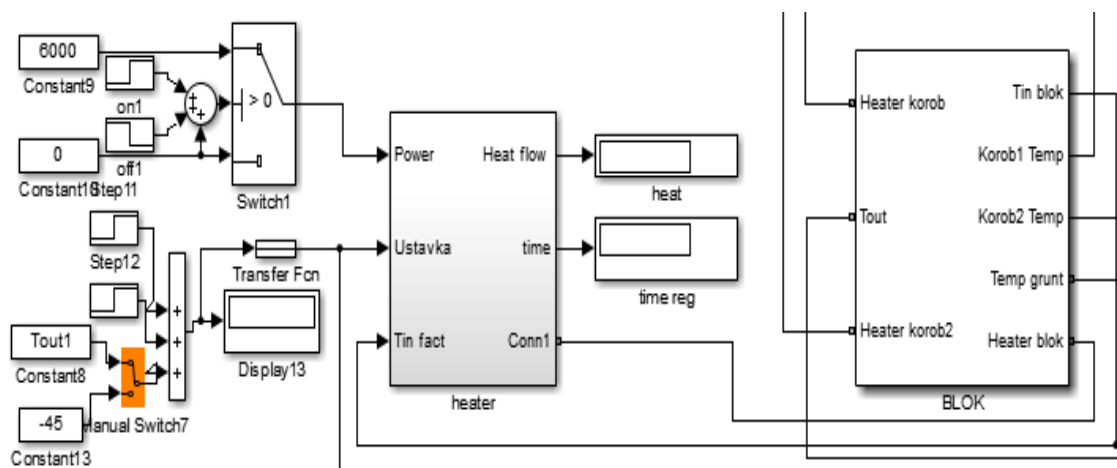


Рис. 1. Фрагмент имитационной модели удаленного объекта в Matlab

Исследования большинства решений на базе блок-контейнеров позволили выявить значительный потенциал энергосбережения: наиболее проблемным местом является тепловой режим объекта. Большинство объектов спроектированы при условии эксплуатации при избыточных для производственного процесса параметрах климата (базовый вариант): системы обогрева поддерживают постоянную температуру в помещениях на уровне $T_{in\ set} = 16-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ в зависимости от назначения помещений. Для достижения целей данной работы рассмотрены следующие варианты оптимизации тепловых режимов:

1) вариант №1 – внедрение специализированного энергосберегающего режима объекта, позволяющего поддерживать относительно низкую температуру воздуха в помещении $T_{in\ block} = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для конкретных объектов значение необходимо корректировать с учетом допустимых климатических условий эксплуатации оборудования, расположенного в блок-контейнере);

2) вариант №2 – отказ от постоянного обогрева всего объема блок-контейнера в пользу локальных объектов, например: шкаф автоматики и контакторов, шкаф аккумуляторных батарей и др.

Исходные данные:

- состав оборудования блок-контейнера: 5 шкафов электроники, размерами дл.0,6 м, шир. 0,6 м, выс. 1,8 м; блок-контейнер имеет размеры: длина 12 м, ширина 3,05 м, высота 2,5 м;
- характеристики тепловой изоляции: материал – пенополиуретан, теплопроводность $0,045\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{K})$, теплоемкость $840\text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$;
- температура наружного воздуха $T_{ext} = -45\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- отопительная система: электрические конвекторы.

Результаты исследований представлены на рисунках 2 и 3. Согласно полученным данным (рисунок 2) суточное потребление электроэнергии на обогрев составило 73,8 кВт*ч (базовый вариант), 59,2 кВт*ч (вариант №1), 24,7 кВт*ч (вариант №2). При этом наблюдается энергосбережение для 1-го варианта оптимизации на уровне 14,2 кВт*ч. Переход к локальному обогреву полезного внутрищитового пространства (вариант №2) позволяет сократить энергопотребление на 49,1 кВт*ч или на 298,8 %.

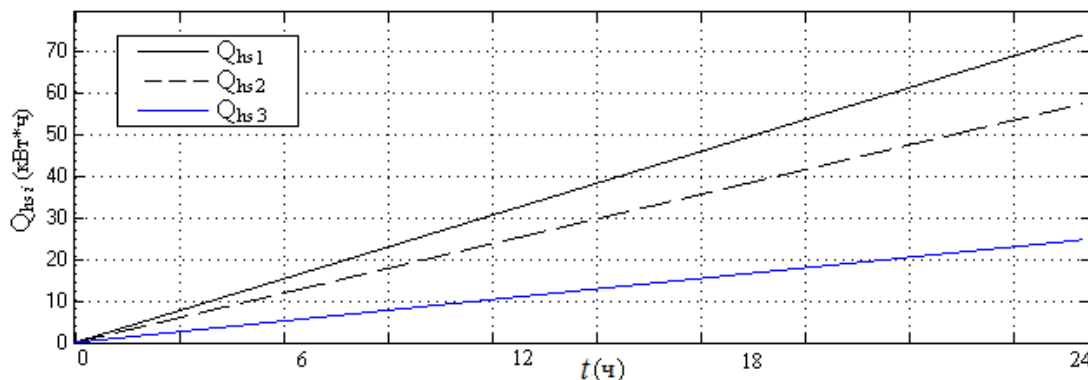


Рис. 2. Энергопотребление блок-контейнерами различных модификаций: $Q_{hs\ i}$ где i – порядковый номер блок-контейнера (1 – базовый вариант модели, 2 – вариант №1, 3 – вариант №2)

Тем не менее, вариант с локальным обогревом требует более тщательного обсуждения на предмет удобства эксплуатации, монтажа и др. Также в этом случае затруднено управление тепловыми режимами из-за значительного температурного перепада ($-49\text{ }^{\circ}\text{C}$) между температурой шкафного пространства и окружающей средой. Согласно проведенным исследованиям (рисунок 3), для проведения обслуживания объекта с локальным обогревом, необходимо заранее подать команду в систему управления объектом для включения электроконвекторов общего обогрева. Процесс прогрева помещения блок-контейнера занимает до 5-7 часов при экстремальных температурах окружающей среды.

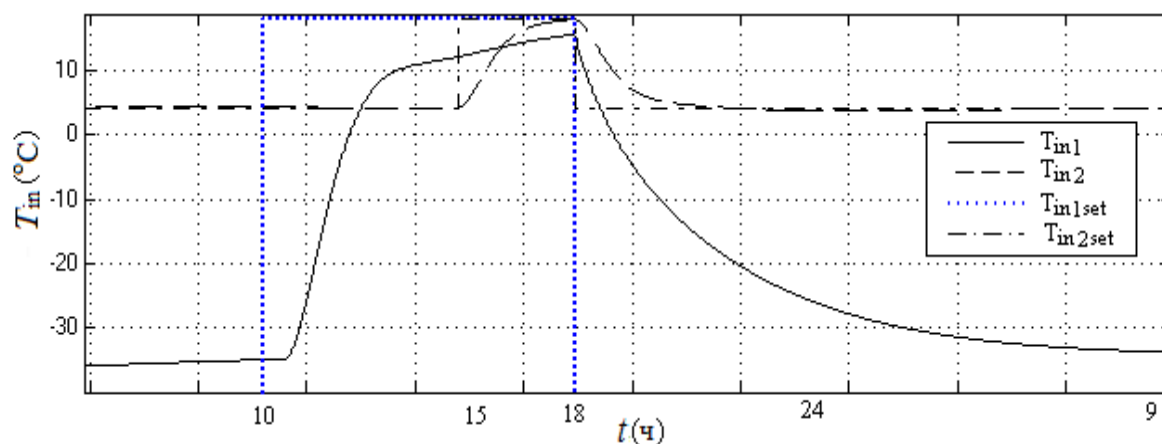


Рис. 3. Температура воздуха: $T_{in\ i}$, $T_{in\ i\ set}$ – фактическая и заданная температуры воздуха в блок-контейнере согласно варианту оптимизации №2, $T_{in\ 2}$, $T_{in\ 2\ set}$ – фактическая и заданная температуры воздуха согласно варианту №1

Таким образом, оптимизация тепловых режимов существующих удаленных объектов нефтегазотранспортной системы может сократить энергопотребление до трех раз при условии перехода на локальный обогрев внутрищитового пространства.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ (проект 14-08-00057).

Литература

1. Broman D., Fritzson P. Higher-order acausal models // Proceedings of the 2-nd International workshop on equation-based object-oriented languages and tools. – Paphos, Cyprus, 2008. – P. 59 – 69.
2. Kim J. B., Jeong W. S., Clayton M. J., Haberl J. S., Yan W. Developing a physical BIM library for building thermal energy simulation//Automation in construction, 2015. – V. 50. – № 2. – P. 16 – 26.
3. Oldewurtel F., Sturzenegger D., Morari M. Importance of occupancy information for building climate control//Applied energy, 2013. – V. 101. – № 1. – P. 521 – 532.
4. Добротин С.А., Прокопчук Е.Л. Синтез системы упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания//Проблемы региональной энергетики, 2011. – № 2. – С. 53 – 65.

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ПОДСИСТЕМА В СТРУКТУРЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ «ПАРАБЕЛЬ»

Г.С. Няшина

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В связи с развитием трубопроводного транспорта на территории Российской Федерации большое внимание уделяется основным структурным подразделениям магистрального нефтепровода – нефтеперекачивающим станциям. На одном участке трубопровода их количество может составлять десятки единиц. Повышение эффективности работы технологического процесса, а также обеспечение нового качества управляемости процессом на предприятиях нефтеперекачивающей отрасли обеспечивается за счет достоверной и оперативной информации от всех локальных подсистем объектов производства в рамках создания единого информационного пространства предприятия [1].

Разработка информационно-измерительной подсистемы необходима для объединения локальных систем измерения, расположенных в пределах одного цеха перекачки нефти, в целостную АСУ ТП для обеспечения полнофункционального контроля из единой операторной. Информационно-измерительная подсистема включает комплекс программно-аппаратных средств (измерительные и вычислительные преобразователи, программное обеспечение) для получения достоверной информации о состоянии технологического объекта, регистрации и визуализации параметров в автоматическом режиме.

Целью данной работы является разработка информационно-измерительной подсистемы нефтеперекачивающей станции «Парабель», создание которой позволит повысить качества ведения технологического режима и его безопасность, получить плановые объемы продукции при минимальных эксплуатационных затратах, повысить точность измерения технологических параметров и оперативность действий персонала, а также сократить потери энергоресурсов на собственные нужды и обеспечить высокие показатели экологической безопасности.

Структура комплекса технических средств производственной площадки

Микропроцессорная система автоматизации нефтеперекачивающей станции имеет сложную структуру. Информационно-измерительная подсистема включает несколько сотен сигналов. На рисунке 1 представлена структурная схема автоматизации.

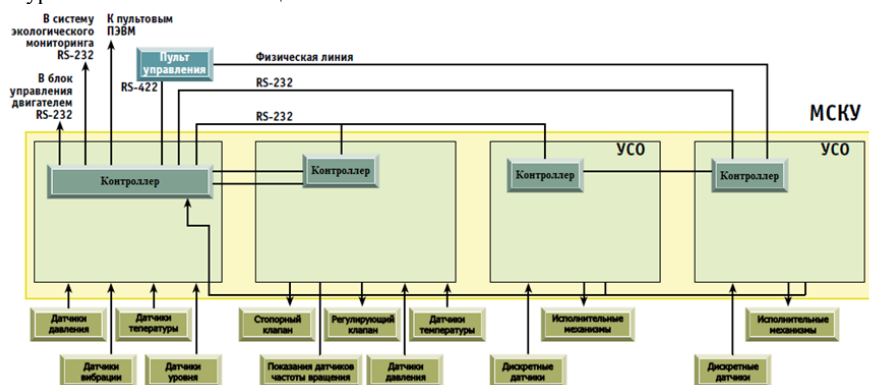


Рис. 1. Структурная схема автоматизации

Информационно-измерительная подсистема построена с соблюдением требований:

- сбор в промышленный контроллер информации с первичных датчиков о состоянии объекта автоматизации по кабельным сетям и информации с вторичных приборов по информационной сети RS-485;
- автоматическое управление объектами выполнением необходимых блокировок и аварийных отключений;
- «горячее» резервирование SCADA-сервера для надежного обеспечения информацией персонала;
- отображение информации и дистанционное управление технологическим процессом осуществляются с персональных компьютеров рабочих мест в операторной.

Разработанная система реализована по трехуровневому принципу (рисунок 2).

Нижний уровень представляет собой совокупность первичных средств измерения температуры, давления, уровня, расхода, датчиков технологических параметров и местных показывающих приборов, а также другого оборудования необходимого для контроля технологических параметров системы. Все оборудование нижнего уровня располагается непосредственно на технологическом объекте или в близости от него (на приборных щитах или в приборных шкафах).

Средний уровень образуют программируемые логические контроллеры, модули ввода/вывода и коммутационные шины связи между контроллерами и удаленными периферийными устройствами. Оборудование среднего уровня выполняют функции сбора информации с датчиков нижнего уровня,

фильтрации, линеаризации и масштабирования входных аналоговых сигналов, автоматический контроль и управление технологическим оборудованием нефтеперекачивающей станции. Также реализуется передача информации о состоянии технологического оборудования на верхний уровень системы автоматизации.

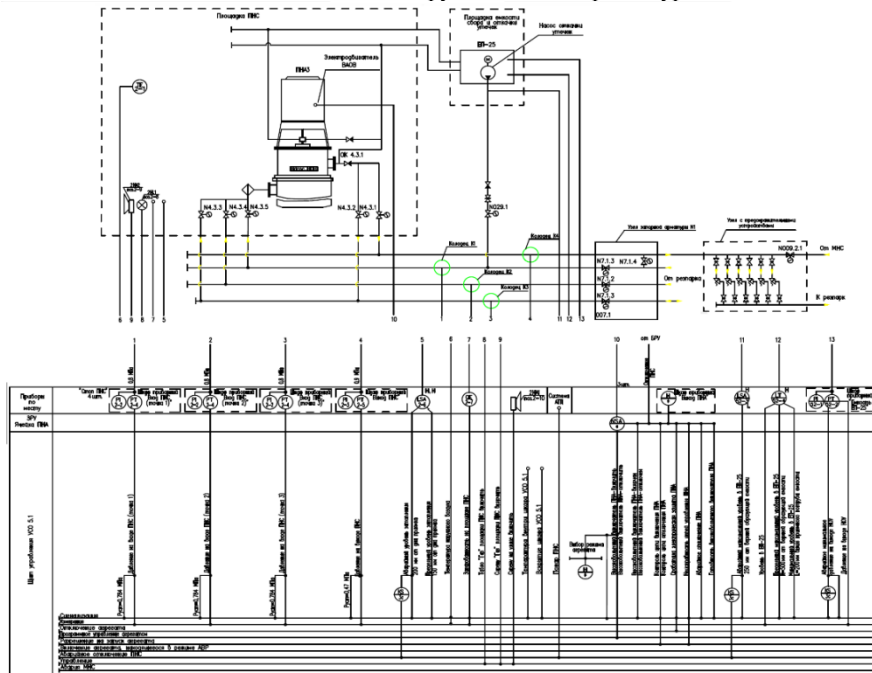


Рис. 2. Схема автоматизации

Для микропроцессорных систем автоматизации оборудование верхнего уровня состоит из автоматизированных рабочих мест операторов (АРМ) с функциями серверов ввода/вывода, АРМ инженера-электронщика, АРМ мониторинга состояния оборудования и магистральной шины связи. Данный уровень предназначен для визуализации технологического процесса, сигнализации об аварийных и предаварийных ситуациях, оперативного дистанционного управления объектом автоматизации, предоставления отчетности эксплуатирующему персоналу и т.д. [2].

Важнейшим элементом АСУ ТП являются сети, по которым передаются данные и команды управления. Обычно нижний и средний уровни АСУ ТП объединяются «полевой шиной», которая представляет собой сеть с гарантированным временем доставки пакетов, что позволяет создать распределенную систему, работающую в режиме реального времени. Для работы на верхнем уровне должна быть предусмотрена технологическая сеть [Ethernet](#), что обеспечивает передачу сервисных данных о состоянии оборудования, синхронизацию времени, а также позволяет легко интегрировать с другими системами управления предприятия, отправляя производственные данные в базы данных предприятия [3].

Заключение

Технические решения, принятые при реализации информационно-измерительной подсистемы нефтеперекачивающей станции «Парабель» удовлетворяют требованиям РД-35.240.00-КТН-207-08 по контролю технологических параметров, а также необходимой надежности и безопасности передачи данных. Разработанная подсистема решает главную задачу интегрированной АСУ ТП – получение объективной картины технических и технологических параметров оборудования всех подсистем в центральном узле и дальнейшая передача информации в корпоративную сеть предприятия. Применение современных программно-технических средств позволяет осуществлять, в случае необходимости, развитие интегрированной АСУ ТП.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-08-00057 А).

Литература

1. Багаманов М.Н. ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири» // Трубопроводный транспорт нефти, 2008. – № 8. – С. 54 – 56.
2. Иванов А.П., Кизина И.Д. ОАО «Нефтеавтоматика» на пути совершенствования продукции и повышения качества услуг по метрологии и автоматизации нефтегазовой отрасли и смежных отраслей // Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности, 2008. – № 4. – С. 2 – 4.
3. Супрун О.А., Сайфуллин А.С., Валиев В.М., Стешин В.И. Структурно-функциональная организация нефтеперекачивающей станции «Пермь-3» // Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности, 2006. – № 3. – С. 68 – 71.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДЫ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Г.С. Няшина

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральный трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, которые проходят по территории большинства субъектов Российской Федерации. Большинство объектов нефтегазовой отрасли являются взрывопожароопасными. Одним из направлений, обеспечивающих предотвращение развития аварийных ситуаций, является оснащение производственных объектов современными системами противопожарной защиты.

В настоящее время популярным средством пожаротушения на строящихся и реконструируемых объектах стали современные системы, использующие тонкораспыленную воду (ТРВ). Уникальные особенности таких систем сделали их почти идеальными для тушения пожаров. Самое главное достоинство установок пожаротушения ТРВ – высокая огнетушащая эффективность при минимальных последствиях их применения для помещений и находящегося в них имущества. Тонкораспыленной водой считается распыленная вода со средним диаметром капель 150-500 микрон. Формирование ТРВ происходит посредством использования специальных насадок. При прохождении через такую насадку скоростной струи под высоким давлением происходит ее дробление на отдельные капли [2].

К способам воздействия ТРВ на пожар относится его охлаждение, экранирование теплового излучения и снижение концентрации кислорода. Так при попадании в область возгорания вода вскипает. Благодаря очень высокой удельной теплоте парообразования – 2256 кДж/кг при кипении воды идет эффективный отбор тепла из зоны горения, что может привести к полному прекращению реакции горения. Кроме того, при испарении воды в высокотемпературной области образуется пар, который на время препятствует газообмену продуктов горения с окружающим воздухом, а также способствует снижению концентрации кислорода вблизи зоны горения. Таким образом, вода, помимо охлаждения, реализует еще два механизма тушения: изоляцию и разбавление.

Модульные системы ТРВ абсолютно автономны. Не требуется ни электроэнергии, ни дополнительных емкостей с водой. Немаловажным свойством является фактическая безвредность тонкораспыленной воды для человека. Поэтому уже в ближайшее время эти системы должны получить широкое распространение [3].

Цель данной работы заключается в экспериментальном исследовании фазовых превращений капель воды при их движении в газовых средах с использованием современных оптических методов цифровой «трассерной» визуализации и высокоскоростной видеорегистрации.

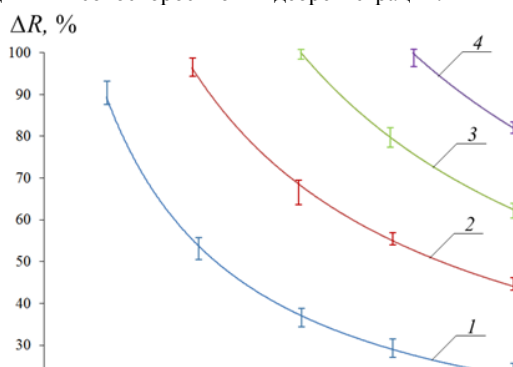


Рис. 1. Экспериментальные зависимости параметра ΔR от начального размера капель R_m (1 – при $T_w=293\text{ K}$, 2 – при $T_w=303\text{ K}$, 3 – при $T_w=313\text{ K}$, 4 – при $T_w=323\text{ K}$)

Цикл опытов включал в себя две серии. В первой серии экспериментов фиксировались видеокadres распыленной рабочей воды на входе в цилиндрические каналы с пламенами. Во второй серии регистрировались изображения капель после прохождения ими пламенной зоны горения. В результате исследований были получены ряд зависимостей, представленных на рисунках 1, 2. По зависимости параметра, характеризующего изменение размеров капель воды при движении через высокотемпературную среду от начального размера капель при разной начальной температуре жидкости (рис. 1) было установлено, что рост начальной температуры воды даже на 10 градусов способен в несколько раз увеличить интенсивность процесса испарения капель.

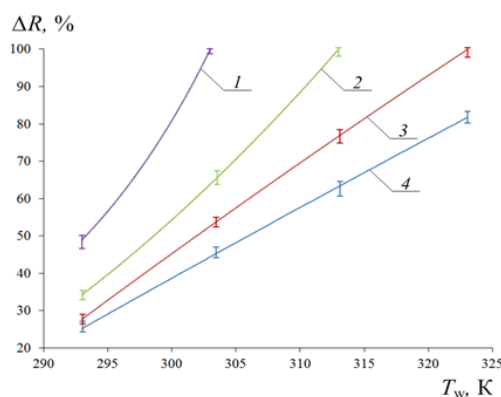


Рис. 2. Экспериментальные зависимости параметра ΔR от начальной температуры распыленной жидкости T_w (1 – при $0,09 \leq R_m < 0,16$ мм, 2 – при $0,16 \leq R_m \leq 0,23$ мм, 3 – при $0,23 < R_m \leq 0,3$ мм, 4 – при $0,3 < R_m \leq 0,4$ мм)

Следом идет зависимость параметра, характеризующего изменение размеров капель воды от начальной температуры жидкости при разных начальных размерах капель. В этом случае можно сделать вывод, что тонкораспыленная вода за счет сокращения времени испарения, увеличения коэффициента теплопередачи и абсорбционной способности с уменьшением диаметра капли более пригодна для тушения, чем грубораспыленная вода. Однако существует определенный предел в размере капель. Данный вывод был получен при проведении экспериментального исследования процесса «торможения» и унос капель высокотемпературными газами. На рисунке 3 представлены видеogramмы совокупности капель жидкости и поля скоростей «трассирующих» частиц «на входе и выходе из пламени. По которым видно, что часть частиц, попавших в поток газов отклонились от своей траектории и были унесены в стороны. Данное явление произошло потому, что капли имели очень маленький диаметр, что привело к развороту капельного потока и его последующему уносу газами. Капли оптимального диаметра сохранили первоначальное направление движения потока и достигли очага возгорания [1].

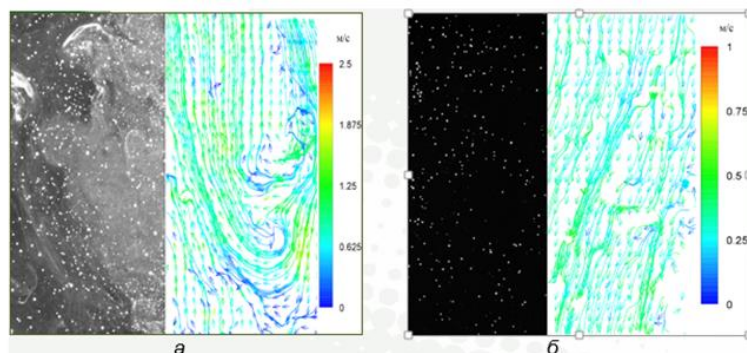


Рис. 3. Видеogramмы совокупности капель жидкости и поля скоростей «трассирующих» частиц на входе (а) и выходе (б) из пламени при начальных скоростях газов $U_0=1$ м/с и капель $U_m=1$ м/с

Таким образом, на современном этапе и в ближайшей перспективе установки пожаротушения на основе тонкораспыленной воды являются наиболее эффективным средством борьбы с пожаром при условии их применения в соответствии с результатами исследований, а именно необходима пространственная дифференциация капель по размеру (относительно крупные капли должны располагаться по периметру потока более мелких капель) с учетом характеристик оборудования.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 14-08-00057 А.

Литература

1. Волков Р.С., Жданова А.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование основных характеристик «циклов деформации» водяных капель в процессе их движения через газовую среду // Известия вузов. Физика. – Томск, 2014. – № 8/2. – С. 35- 39.
2. Даунгауэр С.А. Пожаротушение тонкораспыленной водой: механизмы, особенности, перспективы// Пожаровзрывобезопасность, 2004. – № 6. – С.78 – 81.
3. Сычев С.В., Даунгауэр С.А. Модульные установки пожаротушения тонкораспыленной водой: Взгляд со стороны // Грани безопасности, 2004. – № 1. – С. 36- 38.

«ВЗРЫВ» НЕОДНОРОДНОЙ КАПЛИ ВОДЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

М.В. Пискунов, А.А. Щербинина

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Газопарокапельные смеси в последнее время довольно широко используются в различных высокотемпературных технологиях (например, [1]). В частности, одним из направлений использования газопарокапельных смесей является технология воздействия на пламя «тонкораспыленной» водой при тушении лесных пожаров. Как теоретические [2], так и экспериментальные [1] исследования в данной области показывают, что внедрение типичных твердых металлических и неметаллических включений (частиц разных форм и размеров) в состав тушащей жидкости существенно увеличивает коэффициент ее полезного использования. Представляет интерес экспериментальное исследование влияния соразмерных с каплей жидкости твердых включений на интенсивность испарения жидкости в пламенной зоне горения и возможное «взрывное» парообразование.

Измельчение капель тушащего средства за счет предполагаемого «взрывного» парообразования увеличит площадь покрытия пламени парокапельным облаком. В таком случае, целесообразным представляется определение необходимых и достаточных условий, при которых можно идентифицировать различия фазовых превращений (испарение жидкости, «взрывное» парообразование) капель воды с твердым включением.

Цель настоящей работы – экспериментальное определение условий «взрывного» парообразования неоднородной капли воды при нагреве в высокотемпературной газовой среде.

Экспериментальный стенд и методы исследований

При проведении экспериментальных исследований использовался стенд (рис. 1), по основным элементам аналогичный применяемым в экспериментах [1].

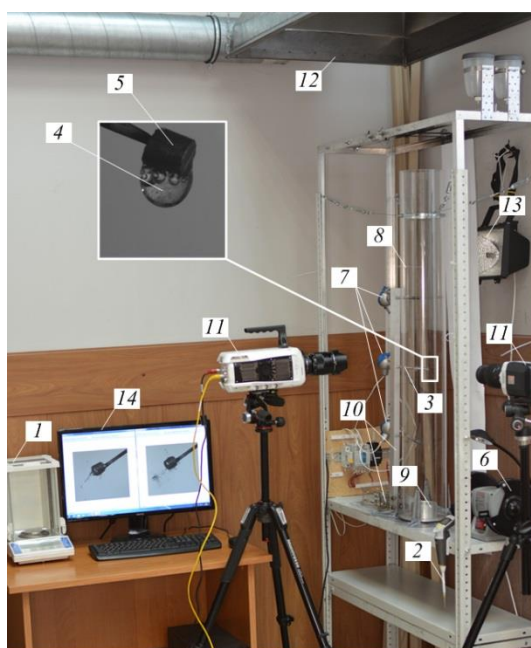


Рис. 1. Внешний вид экспериментального стенда: 1 – весы, 2 – дозатор, 3 – стержень (держатель включения), 4 – капля, 5 – включение, 6 – комплекс для изготовления включения, 7 – термопары, 8 – цилиндр из кварцевого стекла, 9 – горелка, 10 – передвижные механизмы, 11 – высокоскоростные видеокамеры, 12 – нагнетательная система, 13 – прожектор, 14 – персональный компьютер (ПК)

Выполнялась высокоскоростная видеорегистрация процесса испарения неоднородной капли на керамическом стержне 3. При этом использовались две высокоскоростные (до 10^5 кадров в секунду) видеокамеры («Phantom V411» и «Phantom MiRo M310») 11. Неоднородная капля воды закреплялась в канале цилиндра 8 из кварцевого стекла (высота 1 м, внутренний и внешний диаметры – 0,2 м и 0,206 м), заполненного продуктами сгорания с контролируемой температурой. Определение и изменение характерных размеров неоднородной капли в регистрационных областях видеogramм определялось на ПК 14 с использованием программного обеспечения «Phantom Camera Control» и «Tema Automotive».

В основание цилиндрического канала 8 устанавливалась горелка 9, в которую заливалась горючая жидкость – технический спирт (этот выбор обусловлен минимальным дымообразованием, что, в свою очередь, обеспечивает более контрастное изображение регистрируемой капли).

Температура газовой среды в цилиндре 8, контролируемая тремя хромель-алюмелевыми термоэлектрическими преобразователями 7 (диапазон измеряемых температур 273–1373 К, погрешность измерения $\pm 3,3$ К), фиксировалась на разных уровнях по высоте (0,3; 0,5; 0,7 м) относительно основания горелки 9. Для этих целей в цилиндре 8 предусмотрены соответствующие отверстия. Верхнее отверстие (0,7 м) также использовалось для ввода в канал (после измерения температуры продуктов сгорания) стержня 3 с закрепленной каплей воды 4 с твердым включением 5.

Методика проведения эксперимента включала следующие этапы. Капля заданной массы из дозатора 2 опускалась на твердое включение 5 и затем вводилась в верхнее отверстие цилиндра 8, заполненного продуктами сгорания. После ввода капли в высокотемпературную газовую среду проводилась высокоскоростная видеорегистрация процесса ее испарения с фиксацией изменения ее размеров и толщины пленки. Используя скоростные видеокамеры 11 и программное обеспечение «Тема Automotive», определялись характерные времена нагрева неоднородной капли до «взрывного» распада (несколько капель с меньшими размерами) или полного испарения в виде единой капли.

Результаты исследований и их обсуждение

Полученные результаты позволили определить и разделить на характерные стадии реализации исследуемого процесса наиболее типичный механизм испарения неоднородной (с твердым включением) капли воды в высокотемпературной (более 650 К) газовой среде. На рис. 2 приведены типичные кадры с изображением неоднородной капли в характерных стадиях реализации исследуемого процесса.

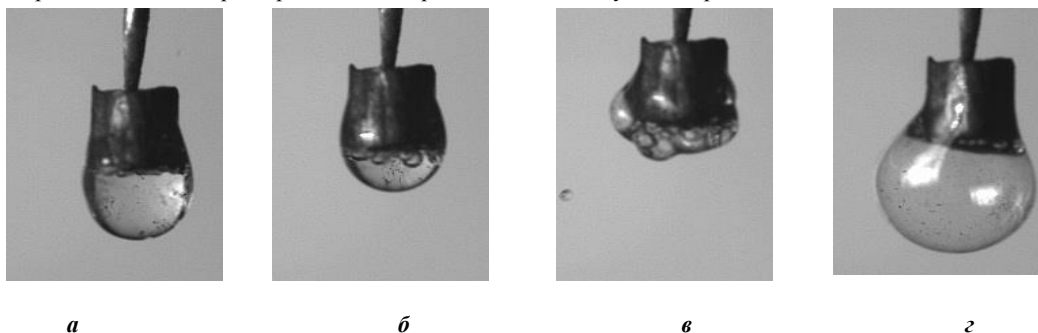


Рис. 2 Типичные кадры с изображением капли воды (объемом 15 мкл) с графитовым включением ($h=2$ мм, $d=2$ мм) для характерных стадий реализации процесса «взрывного» парообразования: а, б – прогрев капли, испарение с внешней поверхности и зарождение пузырьков на внутренних границах раздела сред; в – укрупнение пузырьков и отрыв от границы раздела сред; г – набухание (увеличение размеров) капли за счет объединения пузырьков

Выполненные экспериментальные исследования показали, что «взрыв» (распад) неоднородной капли воды с диаметром 3–4 мм при температурах внешней газовой среды не менее 650 К происходит в течение нескольких секунд с момента нагрева (1–3 с). Если говорить об однородных каплях с такими размерами [3], то их времена существования в идентичных условиях значительно больше (как правило, не менее 10 с). При температурах менее 650 К во всех экспериментах наблюдалось интенсивное испарение с внешней поверхности, а также формирование пузырьков вблизи внутренних границ раздела сред. Такой механизм фазовых превращений характеризуется большими значениями времен существования капель (30–40 с).

Результатом анализа установленных особенностей «взрывного» парообразования капли воды с твердым включением в высокотемпературной газовой среде является определение параметров, способствующих реализации данного эффекта.

Заключение

Установлено, что условия «взрывного» парообразования неоднородных капель размерами 2–4 мм возможны при температуре газов более 650 К. При этом характерные времена существования капель составляют несколько секунд.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-2806.2015.8).

Литература

1. Волков Р.С., Высокоморная О.В., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование закономерностей испарения тонкораспыленной воды при движении через высокотемпературные продукты сгорания//Бутлеровские сообщения, 2013. – Т. 35. - № 9. – С. 38- 46.
2. Высокоморная О.В., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Тепломассоперенос при движении капель воды в высокотемпературной газовой среде//Инженерно-физический журнал, 2013. – Т. 86. – № 1. – С. 59 – 60.
3. Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental investigation of atomized water droplet initial parameters influence on evaporation intensity in flaming combustion zone//Fire Safety Journal, 2014. – V. 70. – P. 61–70.

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Е.Ж. Сарсикеев, И.И. Шолохова

Научный руководитель профессор Б.В. Лукутин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно действующим Правилам устройства электроустановок [1], объекты и технологический процесс нефтегазовой промышленности относятся к электроприемникам первой категории, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса. Кроме этого, в нефтегазовой отрасли имеются особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Для электроснабжения ответственных электроприемников необходимо не менее двух независимых источников питания, а для особой группы – третий источник питания. В нефтегазовой отрасли в качестве независимых источников питания по ряду причин наибольшее распространение получили дизельные электрические станции.

Одним из важных критериев оценки технической и экономической эффективности проектов резервного автономного электроснабжения является удельный расход дизельного топлива на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии. Особую актуальность данный критерий имеет в режиме минимальных нагрузок системы автономного электроснабжения и необходимости работы определенного количества дизельных агрегатов с целью обеспечения надежности электроснабжения ответственных объектов.

Целью настоящей работы является разработка средств снижения удельного расхода дизельного топлива на единицу производительности станции, а именно орган управления топливной рейкой насоса высокого давления дизельного двигателя.

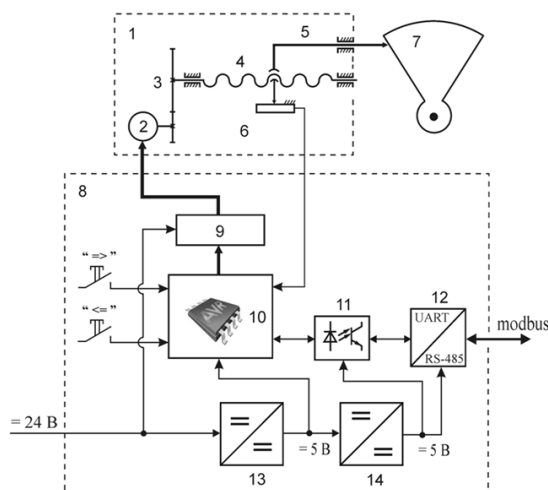


Рис. 1 Структурная схема электропривода совместно с контроллером управления

Результаты исследований [2] подтвердили теоретические выводы и доказали возможность сокращения удельного расхода топлива до 30% в режиме малых нагрузок за счет функционирования дизельного агрегата на частичных энергетических характеристиках. Для реализации предлагаемого метода разработана автоматизированная система управления электроприводом положения рейки топливного насоса, обеспечивающая регулирование частоты вращения дизельного двигателя по заданному закону с целью минимизации расхода дизельного топлива во всех возможных эксплуатационных режимах.

Структурная схема электропривода совместно с контроллером управления приведена на рис.1. Электропривод позволяет поступательно перемещать рабочий орган топливного насоса высокого давления в диапазоне от 0 до 24 мм, с точностью позиционирования, не менее ± 0.1 мм. Электродвигатель 2 через одноступенчатый зубчатый редуктор 3 приводит во вращение ходовой винт 4 винтовой передачи, которая в свою очередь перемещает толкатель 5, связанный с топливной рейкой 7 насоса. Для контроля положения толкателя установлен потенциометрический датчик перемещения.

Фотография рейки топливного насоса дизельного двигателя KDE12EA3 Kiror, с установленным на ней исполнительным механизмом электропривода, приведена на рис.2.



Рис. 2 Исполнительный механизм электропривода рейки топливного насоса

Контроллер управления электроприводом построен на основе однокристального восьмиразрядного микроконтроллера ATmega32 компании Atmel. Контроллер может работать как в ручном режиме управления, так и в автономном режиме, получая информацию о требуемом положении топливной рейки от персонального компьютера по интерфейсу RS-485 и протоколу совместимому с протоколом modbusrtu. Сигнал о текущем положении рейки топливного насоса с датчика 6 поступает на вход аналого-цифрового преобразователя микроконтроллера.

Внешний вид контроллера управления электроприводом показан на рис.3.

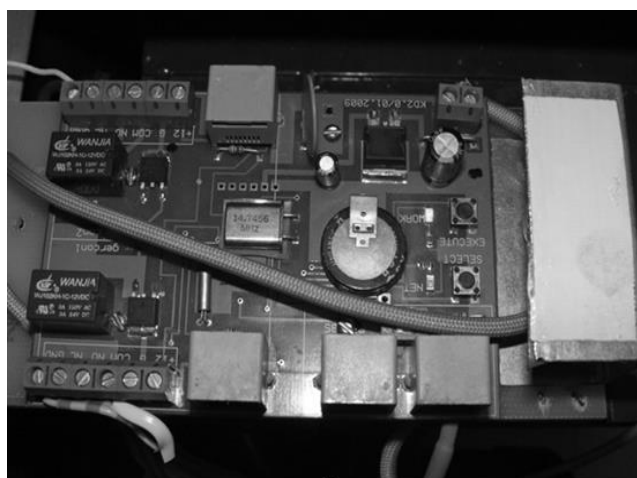


Рис. 3 Контроллер управления электроприводом положения рейки топливного насоса

Экспериментальное подтверждение оптимального положения топливной рейки состояло в проведении опытов по двум вариативным параметрам, имеющим десять состояний каждый, поэтому число возможных опытов составило 100, из которых выбраны наиболее вероятные режимы работы энергооборудования. Сравнительные данные экспериментальных и теоретических расчетов подтвердили, что общая экономия дизельного топлива при переводе дизельного двигателя на переменную скорость вращения для принятого объекта исследования составит около 21 %.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002.
2. Шолохова И.И., Сарсикеев Е.Ж. Моделирование рабочих характеристик дизельного двигателя с переменной частотой вращения // Актуальные проблемы энергетики АПК: Материалы V Международной научно-практической конференции.- Саратов, 19-22 Мая 2014. – Саратов: Буква, 2014 – С. 347 – 351.

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ****И.С. Токарев, Ю.Н. Ужастов**

Научный руководитель профессор Ю.В. Хрущев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия в нефтегазотранспортных системах большое распространение получили автономные электроэнергетические системы (ЭЭС), предназначенные для электроснабжения объектов нефтеперекачивающих и газокomppressorных станций. Целесообразность их использования обусловлена тем, что развитие нефтегазотранспортных систем опережает развитие магистральных электрических сетей, вследствие чего централизованное электроснабжение этих объектов часто не представляется возможным.

В качестве примера можно привести такие системы как нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток. В настоящее время ведется строительство магистрального газопровода Сила Сибири (Якутия – Дальний Восток), который также будет проходить по районам, где отсутствуют магистральные электрические сети, что приведёт к возрастанию количества автономных энергосистем в нефтегазотранспортных системах.

Как известно, одним из важных недостатков автономных энергосистем, применяемых в нефтегазотранспортной промышленности, является невысокий уровень надёжности их работы. Научно-практическим задачам повышения этого уровня уделено большое внимание [4]. Однако соответствующие инженерно-технические задачи и связанные с ними задачи научного анализа решены далеко не полностью.

В качестве полигона исследования определена автономная энергосистема Головной компрессорной станции (ГКС) «Сахалин», которая, в свою очередь, является объектом газотранспортной системы «[Сахалин – Хабаровск – Владивосток](#)», предназначенной для газоснабжения регионов Дальнего Востока. Задачей станции является обеспечение транспорта газа с острова Сахалин через Хабаровск до Владивостока. По настоящее время ГКС «Сахалин» является единственной станцией, обеспечивающей транспорт газа по данному газопроводу.

Генерация электрической энергии для объектов ГКС осуществляется на электростанции собственных нужд (ЭСН), включающей четыре энергоблока, связанных двухсекционной системой шин. Каждый энергоблок представляет собой электростанцию типа Звезда-ГП-1100ВК-02МЗ-02 [1] мощностью 1100 кВт, способную работать автономно. Энергоблоки оснащены газопоршневыми двигателями фирмы Cummins и генераторами фирмы Stamford. Энергоблоки осуществляют питание семи трансформаторных подстанций мощностью от 100 до 1600 кВА через закрытое распределительное устройство (ЗРУ) – 10 кВ. От наиболее мощной трансформаторной подстанции – 2х1600 кВА, осуществляется питание двух газотурбинных газоперекачивающих агрегатов ГПА-16М-10, мощностью 16 МВт каждый [6]. Управление объектами автономной энергосистемы осуществляется дистанционно, с автоматизированного рабочего места. В зависимости от сезонной нагрузки и режима работы ГКС в работе используются один или два генератора. При останове всех генераторов и потере питания от ЭСН, электроснабжение обеспечивает аварийная дизельная электростанция (АДЭС).

Согласно требованиям нормативной документации нефтегазовых организаций, и, в частности, ОАО Газпром, такие объекты как ГКС «Сахалин» должны иметь два независимых взаимно резервируемых источника электроэнергии [5, 7], а также отвечать требованиям ГОСТ 13109-97 по качеству электрической энергии [2].

В статье излагаются некоторые результаты разработки технических решений по обеспечению бесперебойности электроснабжения потребителей электрической энергии ГКС «Сахалин». Для этого проведён анализ работоспособности действующей схемы электроснабжения, технического состояния электрооборудования, алгоритмов работы устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты и выполнены соответствующие теоретические и практические исследования.

В результате анализа выяснилось, что согласно проекту генераторы ЭСН работают на неразделённую по секциям систему шин ЗРУ, образуя один источник электроснабжения. При этом в случае аварийного отключения одного из генераторов автоматика отключает всех потребителей электроэнергии энергосистемы, так как срабатывает автоматика быстрой разгрузки (АБР), которая отключает все ячейки в ЗРУ для того, чтобы на оставшийся в работе генератор не переключились все потребители, и он не остановился по перегрузке. Возобновление электроснабжения возможно только при ручном последовательном включении потребителей, что занимает очень много времени и весьма негативно сказывается на протекании технологических процессов ГКС. Выявились случаи остановов генераторов вследствие потери синхронизма при их включении на параллельную работу, что, в свою очередь, приводит к потере половины генерирующих источников энергосистемы и, соответственно, к усложнению технологических процессов транспортировки газа на материк.

В ходе инженерно-технических работ по обеспечению бесперебойности электроснабжения потребителей ГКС выполнены следующие мероприятия:

- перенастроены устройства релейной защиты и автоматики;
- устранены технические неисправности энергоблоков, допущенные заводом-изготовителем.

В результате в значительной мере устранены отмеченные причины остановов. В тех случаях, когда в работе остается один энергоблок, задача подключения всех элементов нагрузки к этому энергоблоку решается следующим образом:

- разделение секций ЗРУ путем отключения секционного выключателя (СВ), исключив при этом резкий наброс всей нагрузки на оставшийся в работе генератор;

- ступенчатое подключение потребителей на оставшийся в работе генератор по напряжению 0.4 кВ посредством секционных выключателей в КТП, согласно рассчитанным временам автоматического включения резерва (АВР), без срабатывания АВР;
- после введения в работу резервного генератора нагрузка точно так же, ступенчато, переходит на вновь введенный в работу энергоблок, и схема приобретает первоначальный вид с двумя независимыми, взаиморезервируемыми источниками энергии.

Одним из возможных вариантов формирования двух независимых источников питания в энергосистеме является перевод ЭСН на раздельную работу секций шин, то есть на работу при выключенном секционном выключателе в ЗРУ – 10 кВ и включенных СВ – 0.4 кВ на отдельных КТП. В этом случае вся электростанция, вместе с нагрузкой, делится на две части и образует автономную энергосистему, в которой задачи анализа и обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов требуют специального рассмотрения. Для решения этих задач автономная энергосистема может быть представлена в виде типовой двухмашинной модели ЭЭС (рис.1) [3].

Для проведения анализа устойчивости на первом этапе работы была детально изучена автономная энергосистема и произведен расчет ее статической и динамической устойчивости. Для этого разработана исходная упрощенная схема электрических соединений автономной энергосистемы ГКС «Сахалин», в которой все нагрузочные элементы на стороне 0.4 кВ объединены в эквиваленты, сформирована двухмашинная модель ЭЭС (рис. 1) и составлена её схема замещения. В последующих преобразованиях объединены генераторы Г1, Г3 в эквивалентный генератор ЭГ1, и генераторы Г2, Г4 в эквивалентный генератор ЭГ2. Реально в работе может находиться по одному генератору на каждой секции. Объединение образовавшихся двух подсистем осуществлено включением секционных выключателей на стороне 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций, от которых запитаны потребители, наиболее чувствительные к кратковременным нарушениям электроснабжения. Предложенная схема исключает потерю питания при останове одного из двух генераторов.

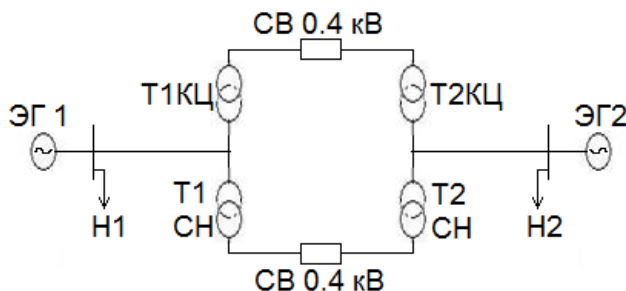


Рис.1 Двухмашинная модель ЭЭС

В свою очередь, предложенная схема ЭЭС КТ работы требует более глубокого изучения вопроса колебательной устойчивости.

По полученным результатам работы были сформированы предложения основных технических решений и требований, внесенные в разработку стандарта ОАО «Газпром» «Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом».

Результаты работы показывают необходимость проведения научно – исследовательских работ на этапе проектирования путем использования компьютерных моделей построения автономных энергосистем для расчета различных режимов работы с учетом их индивидуальных особенностей. Это обеспечит бесперебойную и безаварийную работы автономных энергосистем на производственных объектах, которые являются ответственными потребителями.

Литература

1. Выбор схем электроснабжения автономных объектов от электростанций собственных нужд. СТО Газпром 2-6.2-208-2008. Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2008. – 35 с.
2. Глухов В. А. Повышение надежности электроснабжения компрессорных станций с газотурбинным приводом: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2007. – 18 с.
3. ГОСТ 13109-97. МЭК354-91 Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартов, 1998. – 31 с.
4. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л. А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
5. Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом, СТО Газпром проект СТО Газпром 2-6.2-XXX-2013, Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2013. – 61 с.
6. Проект Электростанции Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211. 082.ЭВЭН.000.000.000. – ОАО «Звезда-Энергетика». - Санкт-Петербург, 2010 г.
7. Проект Магистрального газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток. ГКС «Сахалин». 4400/11-ГКС-0. – Гипрогазцентр. – Дзержинск, 2010.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, НИЗКОКАРБОНОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ В РОССИИ

А.А. Вазим, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поддержка Россией идеи устойчивого развития обозначило направление повышения конкурентоспособности экономики – путём снижения энергоёмкости ВВП. Вступление во Всемирную торговую организацию обозначило сроки и размер этого снижения – в течение 2007–2020 гг. на 40 %. Однако, несмотря на определенные достижения в последние годы, данный показатель все еще остается почти в 2,5 раза выше среднемирового уровня. При этом может оказаться, что данный размер снижения энергоёмкости ВВП в указанные сроки достигнут не будет. Так, Министр энергетики РФ А.В. Новак, на совещании 9 апреля 2014 года отмечал, что темп снижения энергоёмкости ВВП, 2011–2013 гг. по отношению к 2007 г., устойчиво ниже запланированных величин. В условиях, когда среди экспертов доминирует мнение о снижении энергоёмкости мирового хозяйства, такое отставание представляется как недостаточная эффективность экономики России. Так, руководитель Центра по эффективному использованию энергии И. А. Башмаков 16 октября 2013 г. в лекции на тему «Повышение энергоэффективности – главный энергетический ресурс» дал такую характеристику перспектив энергосбережения: «Высокая энергоёмкость – это не «цена холода»... Плановая экономика сделала СНГ «беременным» самым большим в мире потенциалом энергосбережения.» [1]

Дополнением к энергоэффективности может служить сокращение выбросов парниковых газов, основным среди которых является углекислый газ (CO₂).

Поэтому авторы отчета,[2] оценив величину эффекта повышения энергоэффективности, переходят к изучению затрат и определению эффективности. Здесь они вводят понятия финансово привлекательные инвестиции и экономически целесообразные инвестиции.

Финансово привлекательные инвестиции – это такие капиталовложения, которые приводят к экономии энергоресурсов и средств конечных потребителей-инвесторов (частных компаний, домохозяйств или бюджетных организаций). Т. е. если стоимость экономии единицы энергии (например, 1 кВтч) меньше стоимости приобретения дополнительной единицы энергии. Стоимость экономии единицы энергии зависит от первоначальных капитальных затрат; возможных дополнительных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание для достижения экономии энергии, и альтернативных возможностей инвестора, помимо повышения энергоэффективности (учитывается через ставку дисконтирования для инвестора). Ставка дисконтирования для домохозяйств принималась в размере 50%, а для институциональных инвесторов – 12%. Финансовую привлекательность инвестиций повышает рост тарифов.

Экономически целесообразные инвестиции – это такие капиталовложения, которые для индивидуальных инвесторов не целесообразны, но приводят к экономии энергоресурсов и денежных средств в России, такие инвестиции стоит делать в интересах страны. Этот вид инвестиций учитывает затраты на строительство новых генерирующих мощностей в стране, а также тем, что в них учтены внешние эффекты, как положительные, так и отрицательные. Самый большой внешний эффект, рассматриваемый в последующих разделах, – это снижение выбросов двуокиси углерода (CO₂), которое часто сопутствует инвестициям в повышение энергоэффективности. Ставка дисконтирования в этом случае равна 6%.

Дальнейшие исследования ЦЭНЭФ идут в разрезе именно последнего вида эффективности инвестиций – экономически целесообразных инвестиций. Тогда как идея данной статьи рассмотреть эффективность инвестиций в рост энергоэффективности за счет потери доходов граждан страны, за счет снижения темпов экономического роста.

Поэтому мы определяем следующие направления повышения конкурентоспособности экономики:

- снижение ресурсоемкости и энергоёмкости ВВП,
- снижение вредного воздействия на экологию.

Реализация выбранных направлений может включать следующие задачи:

- утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ),
- энергоэффективность и энергетический менеджмент,
- переход к низкоуглеродной энергетике.

Поддержка Россией идеи устойчивого развития обозначило направление повышения конкурентоспособности экономики – путём снижения ресурсоемкости и энергоёмкости ВВП, а также вредного воздействия на экологию. В связи с тем, в 2007 г. объем экономически эффективного использования попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) составлял около 50 %, то было принято решение довести объем утилизации ПНГ до 95 % с помощью штрафов и налоговых льгот. Первым решением Правительство РФ установило целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факелах не более 5%. [3] По предварительным итогам 2012 г. реализации данного постановления Правительство решило усилить репрессивную составляющую и повысить с

1 января 2013 г. штрафы за сжигание ПНГ. Были установлены повышающие коэффициенты в формуле расчета платежей с 4,5 в 2012 г., до 12 в 2013 г., до 25 в 2014 г. При отсутствии приборов учета коэффициент составит 120, независимо от объемов сжигания (в 2012 г. – 6). В результате ожидается рост в 2 раза ежегодных инвестиций в утилизацию попутного нефтяного газа и строительство перерабатывающих мощностей увеличатся до 50 млрд руб. Это позволит повышать уровень утилизации попутного нефтяного газа с 76,2 в 2012 г., до 78,8 в 2013 г., до 80 в 2014 г., до 95 % в 2015 г. [4]

Таблица 1

Уровень использования нефтяного (попутного) газа

	2012	2013		2012	2013
Российская Федерация	75,9	79,5			
Северо-Западный федеральный округ	61,7	61,5	Северо-Кавказский федеральный округ	97,9	97,9
Республика Коми	65,8	64,3	Республика Дагестан	2) ...	2) ...
Архангельская область	53,5	44,3	Республика Ингушетия	96,2	93,1
Ненецкий автономный округ	-	44,3	Чеченская Республика	92,8	88,5
Калининградская область	21,5	96,4	Ставропольский край	65,5	68,4
Южный федеральный округ	84,6	85,1	Уральский федеральный округ	87,0	91,2
Краснодарский край	86,7	87,3	Тюменская область	87,0	91,2
Астраханская область	99,5	99,3	ХМАО - Югра	-	90,9
Волгоградская область	99,3	99,3	ЯНАО	-	92,1
Приволжский федеральный округ	75,7	81,9	Сибирский федеральный округ	25,5	33,1
Республика Башкортостан	76,8	73,2	Красноярский край	1,2	3,0
Республика Татарстан	94,4	93,5	Иркутская область	11,0	28,5
Удмуртская Республика	35,2	44,7	Новосибирская область	42,4	54,6
Пермский край	72,8	78,6	Омская область	72,1	81,6
Оренбургская область	74,2	84,0	Томская область	72,7	81,1
Самарская область	72,4	75,7	Дальневосточный федеральный округ	90,2	96,5
Саратовская область	68,1	75,1	Республика Саха (Якутия)	96,7	97,5
Ульяновская область	-	71,9	Сахалинская область	88,5	96,2

Так, уже можно отметить успехи программы снижения выбросов ПНГ – российские нефтяные компании сократят сжигание ПНГ на 29% с 15,8 млрд куб. м. в 2013 г. до 11,2 млрд куб. м в 2014 г. При этом добыча ПНГ в 2014 году уменьшится всего на 3,9% до 71,5 млрд куб. м.[5]

Лидерами по утилизации, то есть по полезному использованию ПНГ, в 2013 г. среди вертикально-интегрированных нефтяных компаний стали «Сургутнефтегаз» (99,3%) и «Татнефть» (93,6%). Остальные компании утилизировали гораздо меньше ПНГ: «ЛУКОЙЛ» (87,8%), «Газпром нефть» (79,5%), «РуссНефть» (77,1%), «Славнефть» (76,6%), «Башнефть» (72,7%), «Роснефть» (63,6%).

Согласно данным Организации экономического сотрудничества и развития (далее – ОЭСР) энергоёмкость ВВП в мировой экономике в целом с 2002 по 2012 гг. снижается с 0,20 до 0,19 общего предложения первичной энергии на единицу ВВП, рассчитываемой как количество тонн нефтяного эквивалента (тнэ) на единицу ВВП (тысяча долларов США 2005 г.). Энергоёмкость ВВП России в этот же период снижается с 0,45 до 0,35. Для сравнения: в Китае снижение происходит с 0,32 до 0,27; в США с 0,20 до 0,16; в Европейском союзе с 0,14 до 0,12; стран ОЭСР с 0,16 до 0,14; в Японии с 0,14 до 0,11. См. табл. 1.[6]

При этом следует отметить, что снижение энергоёмкости ВВП происходило не во всех странах. Так в 2011 г. относительно 1990 г. в Бразилии этот показатель не изменился, а в Исландии он даже вырос на 65 %! Кроме того, в России динамика снижения энергоёмкости была лучше, чем в мире в целом, хотя и хуже стран-членов ОЭСР – до 74,5, 79,2 и 73,7 % соответственно.

Если сравнивать нашу страну с другими странами, сопоставимыми по величине ВВП, доходам на душу населения, то в 2011 г. мы достигли коэффициента 0,35, ЮАР – 0,29, КНР – 0,27, Индонезия – 0,21, Канада – 0,20, Индия – 0,19, Бразилия – 0,13. Коэффициент потребления тнэ на единицу ВВП у России несомненно высокий, но его превышение на 20 % относительно ЮАР, 30 % – КНР и 67 % для Индонезии может быть объяснен высокой долей энергоёмких отраслей группы «А», особенно добычи нефти в труднодоступных районах.

Если же сравнивать Россию со странами бывшего социалистического лагеря, то характеристика потребления тнэ в нашей стране может казаться просто расточительством: в Венгрии и Словении по 0,14, в Словакии и Польше по 0,15, в Чехии 0,1, в Эстонии – 0,23. Однако эти страны не сопоставимы с Россией ни по населению, ни по территории, ни по социально-экономической политике (восточно-европейские члены ЕС снисходительно смотрят на резкое сокращение производства и эмиграцию молодых кадров из страны). Поэтому, выбрав вектор на сокращение потребления первичной энергии, следует рассмотреть возможные резервы повышения энергоэффективности в отраслевом разрезе.

Общая логика следующая: определить отрасли, где экономия даст наиболее весомый эффект. Наиболее полно этот вопрос изучается Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). В их отчете «Энергоэффективность в России: скрытый резерв», подготовленном для Мирового банка, в Таблице Б.4 сведены показатели расхода первичной энергии в ТЭК на единицу произведенной энергии в 2005 г.[7] Благодаря этим показателям мы можем ранжировать семь основных источников первичной энергии (уголь, сырая нефть, нефтепродукты, природный газ, прочие твердые топлива, электроэнергия, тепло) по величине затрат одних источников энергии для получения других видов энергии. Например, для получения тепла от электронагревательных приборов нужна электроэнергия, для получения электроэнергии нужны уголь, природный газ или мазут (сырая нефть) и т. д.

Таблица 2

Производство первичной энергии тонн нефтяного эквивалента (тнэ) на единицу ВВП в 1990, 2002 и 2011 гг. по отдельным странам

	1990	2002	2011	2002 / 1990	2011 / 1990
Канада	0,28	0,24	0,20	85,7%	71,4%
Чехия	0,29	0,23	0,17	79,3%	58,6%
Эстония	0,61	0,26	0,23	42,6%	37,7%
Финляндия	0,25	0,24	0,20	96,0%	80,0%
Франция	0,16	0,15	0,13	93,8%	81,3%
ФРГ	0,17	0,13	0,11	76,5%	64,7%
Венгрия	0,21	0,17	0,14	81,0%	66,7%
Исландия	0,32	0,38	0,53	118,8%	165,6%
Италия	0,11	0,11	0,10	100,0%	90,9%
Япония	0,13	0,14	0,12	107,7%	92,3%
Мексика	0,15	0,13	0,13	86,7%	86,7%
Норвегия	0,15	0,12	0,12	80,0%	80,0%
Польша	0,33	0,19	0,15	57,6%	45,5%
Словакия	0,34	0,25	0,15	73,5%	44,1%
Словения	0,17	0,16	0,14	94,1%	82,4%
Испания	0,12	0,12	0,10	100,0%	83,3%
Швеция	0,22	0,19	0,15	86,4%	68,2%
Турция	0,12	0,12	0,11	100,0%	91,7%
Великобритания	0,16	0,12	0,09	75,0%	56,3%
США	0,24	0,20	0,17	83,3%	70,8%
ЕС-28	0,17	0,14	0,12	82,4%	70,6%
ОЭСР	0,19	0,16	0,14	84,2%	73,7%
Бразилия	0,13	0,14	0,13	107,7%	100,0%
КНР	0,70	0,32	0,27	45,7%	38,6%
Индия	0,30	0,24	0,19	80,0%	63,3%
Индонезия	0,27	0,27	0,21	100,0%	77,8%
Россия	0,47	0,45	0,35	95,7%	74,5%
ЮАР	0,32	0,31	0,29	96,9%	90,6%
Мир в целом	0,24	0,20	0,19	83,3%	79,2%

Больше всего резервы при производстве электроэнергии – 4,73. Это значит, что при экономии 1 млн тнэ электроэнергии в России суммарная экономия первичных энергоресурсов по всей энергетической цепочке составляет 4,73 млн тнэ. На втором месте по величине резервов – производство тепла. У него коэффициент равен 2,75. Для остальных пяти источников коэффициент колеблется около единицы, т. е. резервы экономии малы. Твердые виды топлива имеют коэффициент равный 1,0, природный газ – 1,03, уголь и сырая нефть по 1,07, нефтепродукты – 1,14.

В целом, по мнению специалистов ЦЭНЭФ, реализовав потенциал повышения энергоэффективности, Россия может сэкономить:

- 240 млрд м³ природного газа – важнейшего топливного источника в России;
- 340 млрд кВт·ч электроэнергии;
- 89 млн т угля;
- 43 млн т сырой нефти и ее эквивалента в виде нефтепродуктов.

Переход к низкоуглеродной энергетике. Современное антропогенное воздействие составляет 45-47 млрд. т CO₂ экв./год. Из них энергетический сектор обеспечивает около 30 млрд. т. CO₂ экв./год. Такой переход должен обеспечить снижение глобальных парниковых выбросов на 50-80% к 2050 году.[8]

На рисунке 1 мы видим увеличение выбросов CO₂ преимущественно странами, не входящими в ОЭСР. [9] Наблюдается смещение в топливном балансе в сторону от нефти и угля.

- Мировое потребление первичной энергии выросло на 45% за последние 20 лет, и, вероятно, вырастет еще на 39% за следующие 20 лет. Рост мирового энергопотребления в среднем будет составлять 1.7% в год в период с 2010 по 2030 годы, причем он слегка замедлится после 2020 года.

- Потребление энергии в странах, не входящих в ОЭСР, возрастет на 68% к 2030 году, демонстрируя средний рост в 2.6% в год начиная с 2010 года, и на эти страны будет приходиться 93% мирового роста энергопотребления.

- Энергопотребление в странах ОЭСР в 2030 году будет всего на 6% выше, чем сегодня, и рост в среднем будет составлять 0.3% в год до 2030 года. После 2020 года потребление энергии на душу населения в странах ОЭСР будет демонстрировать тенденцию к снижению (-0.2% в год).

- Топливный баланс будет меняться относительно медленно из-за длительного жизненного цикла активов, но доля природного газа и неископаемого топлива будет нарастать за счет угля и нефти. Наиболее быстрый рост будет отмечаться у возобновляемых источников энергии (включая биотопливо), которые, как ожидается, будут расти темпами в 8.2% в год в период с 2010 по 2030 годы. Среди ископаемого топлива газ будет демонстрировать самые высокие темпы роста (2.1% в год).

Мировые выбросы CO₂ в результате потребления энергии

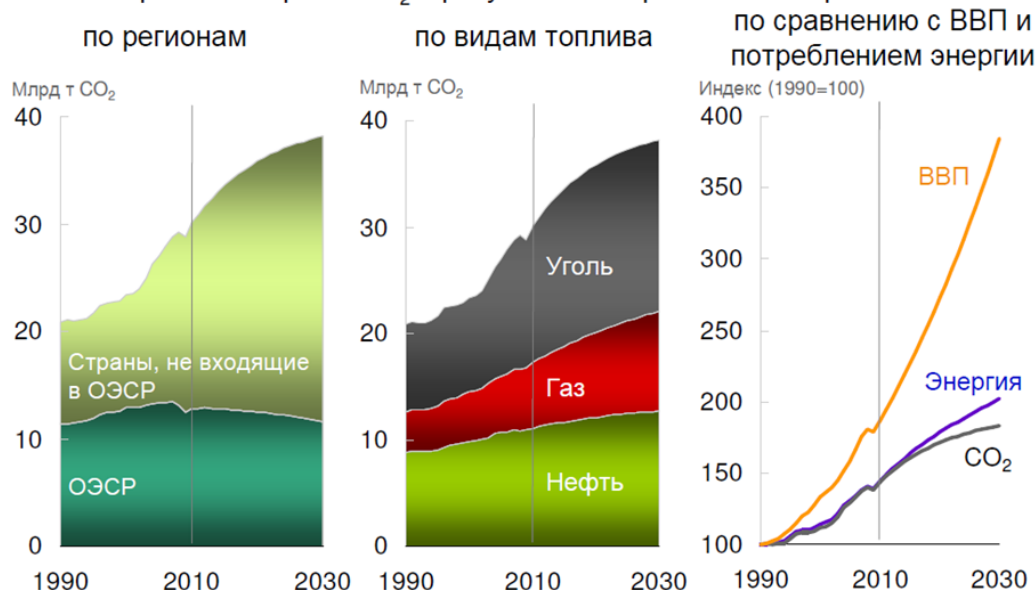


Рисунок 1. Мировые выбросы CO₂ в результате потребления энергии с 1990 по 2030 гг. по регионам, по видам топлива и в сравнении с ВВП и потреблением энергии

Газ и возобновляемые источники энергии окажутся победителями в этой гонке по мере того, как будут сближаться доли различных видов топлива (Рис. 2).

Стоимость перехода к низкоуглеродной экономике. По оценкам МЭА, сокращение в 2 раза парниковых выбросов в мировом энергетическом секторе (с 30 Гт в год до 14 Гт в год) потребует дополнительных инвестиционных средств в размере 45 триллионов долларов США за период до 2050 г. или 1,1 триллиона долл. США в год.

Для сравнения:

- Мировой ВВП составляет порядка 70 трлн. долл. США.
- Расходы на вооружение в мире составляют около 1,5 трлн. долл. ежегодно (2009 г.)
- Энергетическая политика и технология приводят к замедлению роста выбросов CO₂ от потребления энергии, но темпы замедления недостаточны для того, чтобы мир перешел на безопасный уровень углеродных выбросов.

- Результатом более активной политики может стать уменьшение выбросов CO₂ от использования энергии, начинающееся после 2020 г., причем более богатые страны сократят объем углеродных выбросов, а развивающиеся страны, скорее всего, снизят их интенсивность.
- Наибольшее сокращение выбросов во всем мире обеспечит по-прежнему электроэнергетика, во вторую очередь - газ.

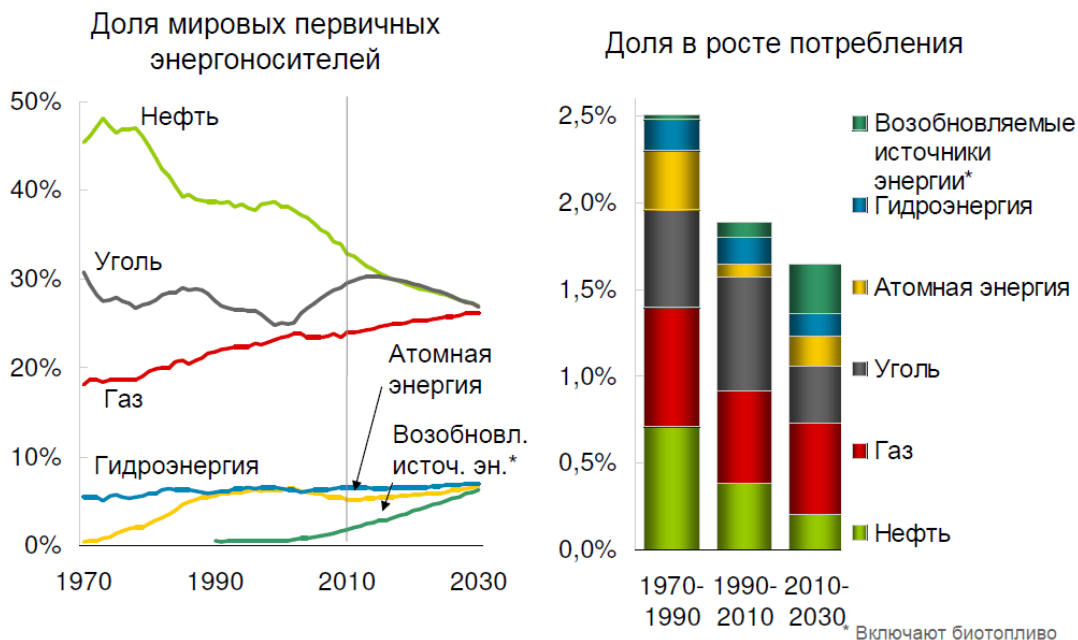


Рисунок 2. Структура использования первичных энергоносителей в мире с 1970 по 2030 гг.

Выводы:

Уровень утилизации попутного нефтяного газа будет повышаться с 76,2 в 2012 г., до 78,8 в 2013 г., до 80 в 2014 г., до 95 % в 2015 г. Лидерами будут крупные и крупнейшие нефтяные компании России.

Энергоемкость ВВП России в 2000–2008 гг. снижалась почти на 5% в год; однако таких же масштабов снижения выбросов CO₂ не наблюдалось.

Переход к низкоуглеродной экономике в России будет за счет увеличения доли природного газа.

Литература

1. Башмаков И. А. лекция на тему «Повышение энергоэффективности – главный энергетический ресурс» <http://energoberezhenie-dpo.ru/event/laureat-nobelevskoj-premii-bashmakov-i-vystupil-pered-slushatelyami-v-ramkah-obrazovatel'nogo-proekta-minenergo-rf/>
2. «Энергоэффективность в России: скрытый резерв» / Отчет подготовлен группой Всемирного банка в тесном сотрудничестве с Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). – С 159. seenef.ru/file/FINAL_EE_report_rus.pdf
3. Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. N 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». [Электронный ресурс]. [сайт]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_137666/ (дата обращения: 13.10.2014)
4. Фомченков Т. С выгодой не по пути [Электронный ресурс] // Российская газета – Спецвыпуск «Нефть и газ» № 6403 (131) [сайт]. URL: <http://www.rg.ru/2014/06/16/utilizaciya.html>
5. Шаповалов А., Ягова О. Нефтяной факел еще подымит [Электронный ресурс]. // Коммерсантъ. – № 85 от 16.05.2011.– с. 8. [сайт]. URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1640995>
6. OECD.org.statistics. Total primary energy supply per unit of GDP <http://dx.doi.org/10.1787/888933028045>
7. «Энергоэффективность в России: скрытый резерв» / Отчет подготовлен группой Всемирного банка в тесном сотрудничестве с Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). – С 159. seenef.ru/file/FINAL_EE_report_rus.pdf
8. Технологическая картина мировой энергетики до 2050 г <http://old.rgo.ru/wp-content/uploads/2011/02/Kartina-mira.pdf>
9. ВР: прогноз развития мировой энергетики до 2030 г. http://russland.ahk.de/fileadmin/ahk_russland/Dokumente/Veranstaltungen/2011/Vorstellung_BP-Energiejahresbericht/Broschure-BP-Energy-Outlook-2030_full_Rus.pdf
10. http://russland.ahk.de/fileadmin/ahk_russland/Dokumente/Veranstaltungen/2011/Vorstellung_BP-Energiejahresbericht/Broschure-BP-Energy-Outlook-2030_full_Rus.pdf

ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ОАО «РУССНЕФТЬ»

И.Е.Абылкаиров, Д.С. Калашникова

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Главным информационным источником проведения анализа финансового состояния предприятия является его отчетность.

Отчетность предприятия формируется с помощью специализированных бухгалтерских программ, связи с этим ошибки исключены.

Смысл экспресс-анализа – отбор небольшого количества наиболее существенных и сравнительно несложных в исчислении показателей и отслеживание их динамики.

Ценность экспресс-анализа состоит в том, что он может быть проведен на основе ограниченной информации, содержащейся в бухгалтерском балансе и в других формах отчетности, главным образом, в отчете о движении денежных средств и в пояснениях к бухгалтерскому балансу и отчету о прибылях и убытках. Экспресс-анализ может завершаться выводом о целесообразности или необходимости более углубленного анализа финансовых результатов и финансового состояния предприятия.

За опорные данные были взяты показатели годовой бухгалтерской отчетности с 2011 по 2013 гг., такие как: валюта баланса, внеоборотные активы, оборотные активы, собственный капитал (сумма акционерного, добавочного капиталов и резерва, связанного с присоединением), заемный капитал (сумма долгосрочных и краткосрочных обязательств), собственный капитал (разность оборотных активов и краткосрочных обязательств).

Таблица 1

Обобщающие показатели экспресс-анализа в тыс. руб.

Наименование показателей	2011	2012	Изменен ие, (4 – 3)	Темп роста, %	2013	Изменение, (7 – 4)	Темп роста, %
1. Валюта баланса	262581565	252040725	10540840	96,0	186313972	-65726753	73,9
2. Внеоборотные активы	194024924	189022454	-5002470	97,4	120036127	-68986327	63,5
3. Оборотные активы	68556641	62979392	-5577249	91,9	66277845	3298453	105,2
4. Собственный капитал	30936381	36460305	5523924	117,9	14794041	-21666264	40,6
5. Заемный капитал	231645182	215580220	16064962	93,1	171519931	-44060289	79,6
6. Собственный оборотный капитал	8423675	-5613224	14036899	-66,6	-5466115	147109	97,4
7. Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	30831381	36365305	5533924	117,9	14689041	-21676264	40,4

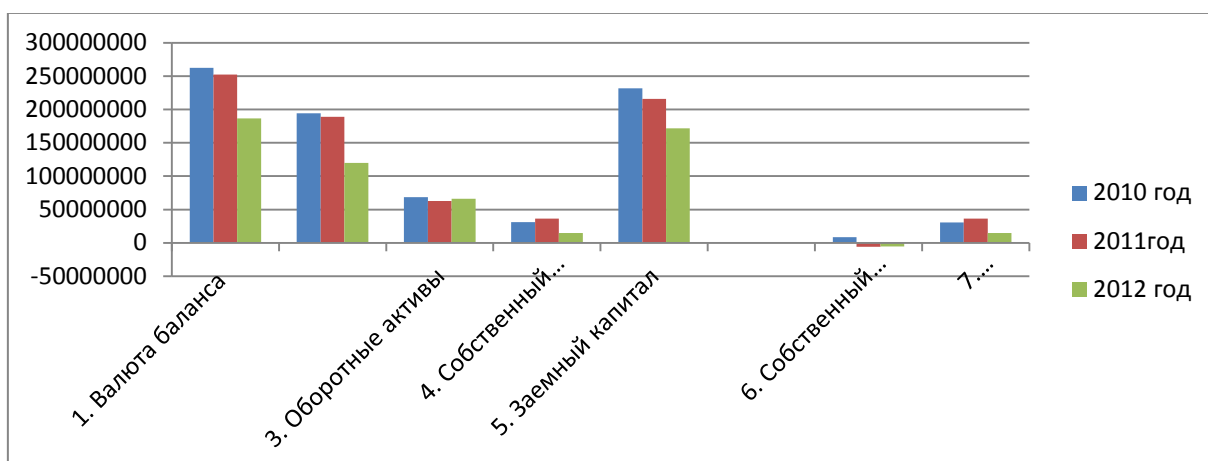


Рис. 1 – Обобщающие показатели ОАО «РуссНефть», тыс.руб.

Исходя из обобщающих показателей финансового состояния ОАО «РуссНефть», мы можем сделать следующие выводы. За период 2011–2013 гг. снижение валюты баланса оценивается отрицательно, так как означает сокращение хозяйственной деятельности предприятия, которое непосредственно связано с падением спроса на продукцию, не хватка сырья и материалов на производство продукции, уменьшение его имущества. Так же происходит с внеоборотными активами, что говорит нам об сокращении инвестиций в геологоразведку. По уровню собственного капитала к заемному можно сказать, что предприятие в большей степени, точнее в 92% зависит от заемных средств, в частности это составляет краткосрочные обязательства.

Компания обязана своевременно уплачивать проценты по кредитам, своевременно погашать полученные кредиты. И это не зависит от уровня прибыли. Если компания не погашает кредиты, она может разориться, в то время как дивиденды и прочие выплаты акционерам производятся только после того, как совет директоров их объявит.

Происходит ухудшение собственного оборотного капитала, что составило темп роста -16%, такое отрицательное значение показывает, что полученная отрицательная величина представляет собой «разрыв» или превышение текущих пассивов над текущими активами. В этом случае для того, чтобы расплатиться по текущим долгам, необходимо реализовать часть внеоборотных активов и именно на сумму полученного «разрыва».

Проведя экспресс-анализ ОАО «РуссНефть», мы можем сделать следующий вывод о том, что данная компания является финансово-неустойчивым предприятием по ряду причин, подтверждающие это. Компания неликвидная и неплатежеспособная, сильно зависит от кредитов и займов. Имеет небольшую долю нераспределенной прибыли.

ОАО «Русснефть» — единственная крупная нефтяная компания России, созданная не в ходе приватизации государственных нефтедобывающих предприятий в начале 1990-х, а в результате консолидации активов других компаний. Создание компании происходило при финансовой поддержке крупной швейцарской трейдинговой компании *Glencore*.

В 2012 году НК «РуссНефть» продолжила реализацию проектов, направленных на повышение уровня эффективного использования попутного нефтяного газа (ПНГ), а также программ добычи природного газа, газопереработки и газотергетики. В числе наиболее значимых реализованных газовых проектов 2012 года – разработка проектно-сметной документации для строительства и реконструкции 117 объектов; строительство межпромыслового газопровода Шапшинской группы месторождений.

Литература

1. Официальный сайт ОАО «Русснефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.russneft.ru>, свободный.
2. Бердникова Т.Б. Анализ и диагностика финансово – хозяйственной деятельности предприятия, Учебное пособие: - М.: Инфра – М, 2007. – 77с.
3. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.
4. Зубарева В.Д. и др. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М.: ГТА – Сервис, 2000. – 368 с.
5. Ковалев В.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. – М.: Проспект, 2005. – 421 с.
6. А. В. Антошкина А. П. Добровинский /ТПУ 2013/ Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятий».

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ЭКОНОМИК РОССИИ И НОРВЕГИИ ОТ
ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Э.Г. Акперов

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из крупнейших производителей нефти в мире является Россия, она занимает третье место по объемам добычи после Соединенных Штатов Америки и Саудовской Аравии. Российский нефтяной комплекс формируют одиннадцать крупных компаний, которые добывают 90,8% от общего объема добычи нефти в стране, и сто тринадцать мелких компаний, с объемом добычи 9,2%. К крупнейшим мировым компаниям относится ОАО «Роснефть».

Норвегия является крупнейшей по доказанным запасам нефти страной среди стран Западной Европы, ее запасы оцениваются в 1,4 миллиардов тонн и считаются огромнейшим. В день в Норвегии добыча достигает 3,4 миллионов баррелей. Большая часть из них – около 3 миллионов баррелей в сутки поставляется на экспорт. Основные запасы нефти Норвегии располагаются на шельфовых месторождениях Северного моря. Крупнейшей норвежской нефтяной компанией является государственная компания Statoil ASA [3].

Таким образом, нам представляется интересным в рамках нашего исследования сравнение зависимости экономик России и Норвегии от добычи нефти.

Анализ факторов экономического роста России и Норвегии позволяют выделить как минимум четыре сходные черты в условиях развития.

1. Идентичные географические и климатические условия.
2. Высокий уровень обеспеченности природными ресурсами.
3. Экспортная ориентация экономики страны. Большие запасы природных ресурсов определили экспортно-сырьевую ориентацию стран. Так Норвегия занимает 2-ое место в мире по экспорту газа после России и 6-ое – по экспорту нефти. Но при этом следует отметить, что экспортная ориентация Российской экономики в большей степени связана с тем, что экспорт является основным источником пополнения бюджета. В то время как экспортная ориентация норвежской экономики в большей степени связана с узостью внутреннего рынка [4].

4. Схожие демографические проблемы. Для России и Норвегии характерна низкая плотность заселения в ряде регионов страны.

5. Нехватка высококвалифицированного персонала в ряде отраслей экономики стран. В Норвегии из-за высокой стоимости рабочей силы фирмам выгодно нанимать специалистов, имеющих среднее образование и экономить на затратах по оплате труда. В России, как известно, ощущается нехватка рабочих профессий.

Несмотря на схожесть проблем и факторов экономического роста, имеется ряд существенных различий в моделях, а главное в результатах экономического развития.

1. Более бережное отношение к имеющимся ресурсам в Норвегии с целью обеспечить будущее поколение.

2. В отличие от России Норвегия экспортирует не сырую нефть, а продукты переработки нефти, что позволяет получить максимальную добавочную стоимость.

3. Высокая степень диверсификации промышленности Норвегии.

4. Значительный вклад в экономику Норвегии вносит малый и средний бизнес (доля малых и средних предприятий в Норвегии 99,6 % в России 20%).

5. В Норвегии молодые компании имеют множество преференций и возможностей финансирования со стороны государства.

Для проведения анализа влияния нефти на экономику России и Норвегии использовались такие показатели развития экономики, как ВВП, добыча нефти, экспорт нефти и доля экспорта нефти от ВВП [1], так как эти страны являются экспортоориентированными, то и зависимость экономики этих стран от нефти будет определяться ее экспортом (табл.1, табл.2).

Таблица 1

Показатели развития норвежской экономики

Макроэкономические показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
ВВП (млрд. долларов США)	313,9	315,4	319,7	329	331
Добыча нефти (млн. тонн)	108,7	98,8	93,8	87,2	83,2
Экспорт нефти (млрд. долларов США)	54,1	58,2	69,2	74,1	69,5
Экспорт нефти (% ВВП)	17,2	18,4	21,6	22	20,9

Источники: Центральное статистическое бюро Норвегии, BP Statistical Review[6] [1].

Проанализировав статистические данные, приведенные выше можно сделать вывод, что зависимость экономики России от нефти сильно преувеличена, Россия не сидит на, так называемой, «нефтяной игле». Учитывая, что Россия добывает в среднем в 5 раз больше чем Норвегия. Доля экспорта нефти в ВВП очень мала от 8 до 9 %. Чего нельзя сказать о Норвегии, доля экспорта нефти в ВВП которой составляет от 17 до 22 %.

экспорт нефти на душу населения в Норвегии в 2012 году составил 177,9 баррелей на душу населения, что в 14 раз превышает Российский экспорт, который за тот же период составил 12,6 баррелей на душу населения.

Таблица 2

Показатели развития российской экономики

Макроэкономические показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
ВВП (млрд. долларов США)	1222,6	1524,9	1904,8	2017,5	2096,7
Добыча нефти (млн. тонн)	500,8	511,8	518,5	526,2	531,4
Экспорт нефти (млрд. долларов США)	100,6	135,8	181,8	181	173,7
Экспорт нефти (% ВВП)	8,1	9,1	9,6	9	8

Источники: Всемирный банк, Центральный банк Российской Федерации, BP Statistical Review [1] [2] [5].

Для наглядности отобразим зависимости экономик Норвегии и России от экспорта нефти графически (рис.1).

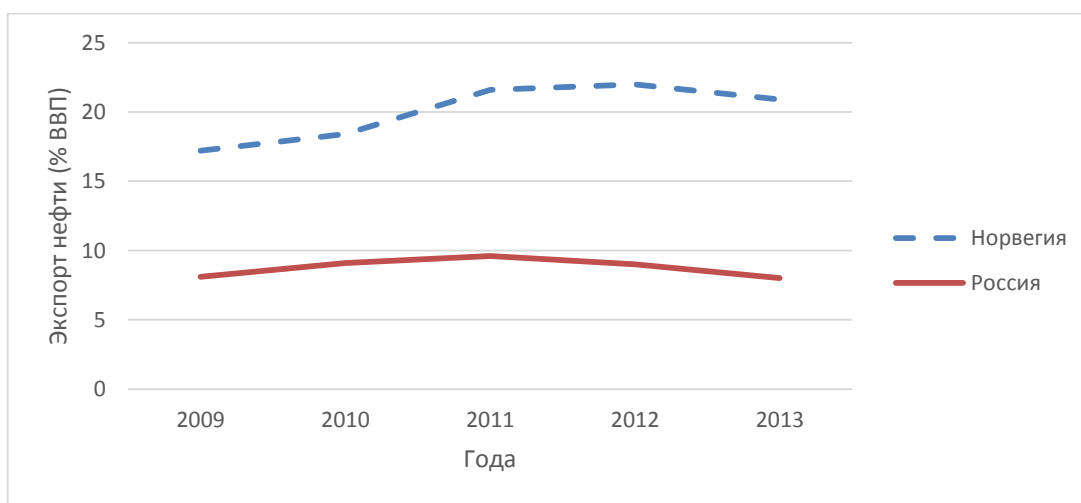


Рис. 1 График зависимости экспорта нефти на период с 2009 по 2013 года в Норвегии и России

Резюмируя вышеупомянутое отметим, что в отличие от Норвегии зависимость экономики России от углеводородного сырья не значительна и не падение цен на нефть, а низкий уровень диверсификации производства может стать причиной рецессионных процессов в экономике. С учетом наметившихся тенденций развития мировой экономики и обострившихся торговых отношений Россия имеет все возможности для успешного перехода от экспортоориентированной сырьевой модели к импортозамещающей, так как имеется значительный внутренний спрос, богатые природные ресурсы и технологии. В связи с этим довольно интересным представляется экономический опыт Норвегии, учитывая, что данная страна имеет ряд сходных с Россией черт в начальных условиях и факторах экономического роста.

Литература

1. Британская нефтегазовая компания: Статистический обзор мировой энергетики 2014 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 11.01.2015).
2. Всемирный банк [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD> (дата обращения 8.01.2015).
3. Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rusnorge.com/archives/3357> (дата обращения: 25.12.2014).
4. Управление экономическими системами: электронный научный журнал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.uecs.ru/index.php?option=com_flexicontent&view=items&id=3227 (дата обращения: 27.12.2014).
5. Центральный банк Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit_statistics/crude_oil.htm&pid=svs&sid=vt1 (дата обращения: 8.01.2015).
6. Центральное статистическое бюро Норвегии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ssb.no/211247/exports-of-crude-oil-natural-gas-and-natural-gas-condensates-unadjusted-and-seasonally-adjusted-figures.nok-million> (дата обращения: 10.01.2015)

ГАЗИФИКАЦИЯ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ): СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Д.Д. Алексеев

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для формирования в регионе соответствующей энергетической базы, необходимо повысить темпы социально-экономического развития Дальнего Востока и Восточной Сибири.

Начала формирования в восточных регионах новых центров газовой промышленности и расширению Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на восток произошло благодаря существенным запасам газа в Иркутской и Сахалинской областях, Республике Саха (Якутия), Красноярском крае и многообещающей потребности в природном газе в странах Азиатского-Тихоокеанского региона (АТР) и на востоке России. [4]

Добывные потенциалы Дальнего Востока и Восточной Сибири позволяют гарантированно удовлетворять спрос на природный газ в этих регионах на ближайшие 40 лет, также обеспечивать поставку газа на экспорт страны Азиатского-Тихоокеанского региона и российским потребителям.

Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР разработана в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 16.07.2002 N 975-р. [3]

В настоящее время во исполнение Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года Президентом Республики Саха (Якутия) разработана и реализуется государственная программа Республики Саха (Якутия) «Газификация населенных пунктов и обеспечение надежности газового хозяйства Республики Саха (Якутия) на 2012-2016 годы». Изучив государственную программу газификации населенных пунктов Республики Саха (Якутия) были выделены следующие его положительные и отрицательные стороны (табл 1). [1]

Таблица 1

Анализ текущего состояния газификации населенных пунктов Республики Саха (Якутия)

Сильные стороны	Слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> - наличие достаточных ресурсов природного газа; - наличие достаточного количества республиканских подрядных организаций, имеющих значительный опыт работ в области газификации; - наличие республиканских проектных организаций, имеющих значительный опыт в проектировании газопроводов; - наличие утвержденной Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Саха (Якутия). 	<ul style="list-style-type: none"> - низкая плотность населения (очаговый характер расселения) и соответственно удаленность объектов газоснабжения от источников сетевого газа что обуславливает высокие капитальные затраты на газификацию; - значительная сезонность проведения строительно-монтажных работ по газификации, обусловленная климатом; - значительный износ объектов транспортировки природного газа; - локальность и изолированность газотранспортных систем (сезонная неравномерность газопотребления, отсутствие внутри крупного потребителя); - отсутствие внешнего источника инвестирования.

Основополагающими задачами государственной программы выступают:

- Техническое перевооружение также модернизация отопительных котельных с внедрением последних энергосберегающих технологий;
- Государственная поддержка развития систем газоснабжения создана с целью улучшения социально-экономических условий жизни населения, также создание условия для развития экономики РС(Я) с учетом экологической и энергетической безопасности;
- Увеличение/ расширение зона газификации;
- Увеличение роста уровня газификации производственных объектов сельского хозяйства, жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и прочих организаций, которые расположены на территории РС(Я);
- Перевод котельных на газовое топливо благодаря оптимизации топливного баланса;
- Модернизация и реконструкция газотранспортной системы, обеспечение надёжности газоснабжения

По географическому охвату и по доле, приходящейся на душу населения, Республика Саха (Якутия) занимает лидирующие позиции в дальневосточном регионе по уровню газификации и использованию природного газа в народном хозяйстве. Уровень газификации природным и сжиженным газом составляет 28,7% в т.ч: в городах и п.г.т -30,6%, в сельской местности 24,66%. На территории РС(Я) запасы газа по категориям С1+С2 составляют 2 542,7 млрд. м3. Суммарная ежегодная добыча газа в республике находится на уровне 1,6 млрд. м3, газового конденсата – на уровне 70-75 тыс.т. Имеющихся запасов и прогнозируемых ресурсов газа достаточно для долгосрочного удовлетворения внутренних потребностей республики.

Для реализации данной государственной программы было начато строительство нескольких магистральных газопроводов:

- строительство 4-го этапа магистрального газопровода «Средневилюйское ГКМ – Мастах – Берге – Якутск» (3-я нитка);
- строительства магистрального газопровода Майя – Тюнгилю – Борогонцы;
- строительства магистрального газопровода Булгунняхтах – Улахан-Ан;
- продолжалась газификация сел, расположенных вдоль магистрального газопровода Кысыл-Сыр – Мастах – Берге – Якутск;
- завершено строительство магистрального газопровода Майя – Табага – Чурапча – Ытык-Кюель до с. Табага;
- завершено строительство резервной нитки подводного магистрального газопровода через р. Лена.

Проанализировав состояние функционирования газотранспортных систем Республики Саха (Якутия) были выявлены потенциалы программы и возможные неблагоприятные ситуации при ее реализации (табл 2). [1]

Таблица 2

Анализ возможных ситуаций при реализации государственной программы газификации населенных пунктов Республики Саха (Якутия)

Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> - привлечение ОАО «Газпром» к газификации населенных пунктов республики; - оптимизация топливно-энергетического баланса в районах, доступных для сетевой газификации (газификация объектов сельского хозяйства и перевод котельных на газ); - улучшение экологической ситуации и условий жизни населения в районах, доступных для сетевой газификации. 	<ul style="list-style-type: none"> - наличие вероятности технологических инцидентов на объектах добычи и транспортировки газа; - финансовые кризисы, снижающие активность экономической деятельности в реальном секторе экономики; - значительный рост цены на газ в связи с тем, что газификация населенных пунктов не приводит к адекватному росту газопотребления.

Таким образом, в перспективе данный проект даст толчок промышленному развитию, позволит более интенсивно развивать экономику. Газификация способствует созданию новых рабочих мест, улучшению финансового состояния предприятий, снижению затрат республиканского и местного бюджетов на отопление объектов социальной сферы и жилого фонда, затрат на индивидуальное отопление газифицированных частных домовладений, увеличению доходов Государственного бюджета Республики Саха (Якутия).

Литература

1. Закон Республики Саха (Якутия) от 20.12.2006 №824-III «О Государственной целевой программе «Газификация населенных пунктов Республики Саха (Якутия) в 2012-2016 годах и основные направления газификации до 2020 года».
2. Распоряжение Правительства РФ от 18.11.2011 N 2074-р (ред. от 26.12.2014) «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 года».
3. "Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона" (утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 N 340)
4. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года.
5. Целевые программы развития регионов: рекомендации по совершенствованию разработки, финансирования и реализации / Под ред. В.Я. Любовный и др. - М., 2008.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОЛОТ НОВОГО КЛАССА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ТВЕРДЫХ И КРЕПКИХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Ф.Р. Алиев

Научный руководитель: доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

До недавнего времени для бурения в твердых, крепких горных породах широко использовали шарошечные долота, которые показывали неплохую работу при разрушении горных пород и в процессе их повсеместного применения подвергались различным модификациям, усовершенствованиям. Но и эти наработки ученых не приносили желаемого результата. В наши дни сервисными компаниями широко используются буровые долота с поликристаллическими алмазными резаками. В последнее десятилетие широкое применение при бурении скважин получили долота, армированные алмазными поликристаллическими резаками и импрегнированные буровые долота. Применение такого породоразрушающего инструмента позволило значительно повысить механические скорости бурения по сравнению с использовавшимися ранее шарошечными долотами. Однако эффективность их использования при разбуривании крепких и очень крепких горных пород ограничивается низкой механической скоростью бурения и быстрым износом инструмента, что в свою очередь

ведет за собой большие затраты сервисных компаний. Кроме того, данные долота сложны в технологическом исполнении, что обуславливает их высокую стоимость. Поэтому актуальность приобретают разработки альтернативных способов разрушения крепких и очень крепких горных пород. Наиболее перспективным из них является гидромониторно-абразивный способ разрушения, при котором на забой скважины можно передавать большую гидравлическую мощность, при этом скорости проходки возрастают в 2-3 раза по сравнению со стандартными долотами. Следует отметить, что данный способ легко вписывается в существующую технологию бурения, так как струя может быть сформирована из жидкости, подаваемой на забой для промывки скважины. В данной же работе сравним буровое долото нового класса с существующими на сегодняшний день породоразрушающими инструментами и покажем на сколько экономически эффективно использовать долото гидромониторно-абразивного действия.

Реализация данного способа возможна за счет использования долот особенной конструкции.

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета разработан шароструйный способ бурения с применением шароструйно-эжекторных буровых снарядов, который отвечает всем требованиям при строительстве скважин [2]. В основу разработки был положен принцип разрушения горной породы за счёт непрерывной циркуляции породоразрушающих частиц на забое, осуществляемой при помощи струйного аппарата, приводимого в действие потоком промывочной жидкости. На рис. 1 изображена схема работы такого аппарата. Принцип действия следующий: рабочая жидкость, подводимая к аппарату с большой скоростью, проходит камеру подвода рабочей жидкости 1, ускоряется в сопле 2 и на выходе из него истекает с большой скоростью в камеру смешения 3. При этом в пространстве, окружающем выход сопла с внешней стороны, образуется зона разряжения. В корпусе аппарата выполнены впускные окна 4, через которые благодаря разрежению происходит всасывание рабочей жидкости со взвешенными шарами 6 и частицами шлама 7 из затрубного пространства. Далее двухфазная смесь проходит через камеру смешения, поступает в диффузор 5 и ударяется о разрушаемый материал 8, осуществляя разрушение.

Обширные исследования шароструйного бурения проводились в середине прошлого столетия, их анализ позволил выделить ряд преимуществ шароструйного бурения:

- возможность реализации на забое скважины большой мощности;
- значительная продолжительность рейса, которая будет ограничиваться лишь износостойкостью шароструйного аппарата;
- простота конструкции шароструйного аппарата;
- отсутствие необходимости в создании высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент;
- возможность бурения с малой частотой вращения породоразрушающего инструмента (а также без вращения), что позволяет уменьшить износ бурильных труб, упростить условия для проходки направленных скважин.

Детально проанализировав используемый породоразрушающий инструмент, можно сказать о следующих выявленных преимуществах и недостатках буровых долот. Данные занесены в сводную таблицу №1.

Наиболее подробно изучив используемый породоразрушающий инструмент, выявили, что экономически целесообразным инструментом для строительства скважины является шароструйно-эжекторный буровой снаряд. Результаты сравнений данного снаряда с аналогами показывает, что оно способно пробурить большее расстояние до износа, а следовательно, высокую механическую скорость, а также имеет меньшие затраты на изготовление. Выявленные данные занесены в таблицу №2.

Простой математический расчет показывает, насколько экономически эффективно применение данного долота. Необходимое количество породоразрушающего инструмента определили исходя из проходки на долото при бурении интервала 1000 м, а расходы на один спуск/подъем для изношенного долота из суточной аренды буровой установки, которая в среднем составляет 500 тыс. руб. Из этого следует, что затраты на бурение интервала 1000 м сокращаются в четверо по сравнению с долотом PDC и вдвое по сравнению с шарошечным долотом. Данные экономического анализа занесены в таблицу 3.

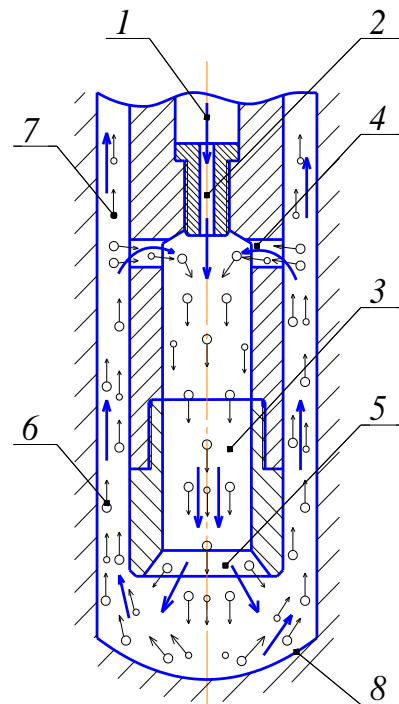


Рис. 1. Схема работы шароструйного аппарата:

- 1) камера подвода рабочей жидкости;
- 2) сопло; 3) камера смешения;
- 4) впускные окна; 5) диффузор;
- 6) шары; 7) частицы шлама;
- 8) разрушаемый материал

Таблица №1

Сравнительный анализ используемых буровых долот

Долото	Долото долота с поликристаллическими алмазными резами	Шарошечное долото	Шароструйно-эжекторный буровой снаряд
Преимущества	1)Высокая износостойкость и работоспособность; 2)Отсутствие опор движущихся частей; 3)Высокая стойкость режущих элементов.	1)Потребление небольших крутящих моментов. 2)Наиболее управляемы при интенсивном наборе параметров угла	1) Простота исполнения конструкции. 2)Высокая износоустойчивость 3)Экологическая безопасность (использование технической воды в качестве промывочной жидкости)
Недостатки	1)Односторонний износ алмазосодержащей пластинки по сегменту ее контакта с породой. 2)Непригодность к использованию при бурении с продувкой. 3) Высокая стоимость.	1)Наличие движущихся частей. 2)Малая производительность. 3)Низкая износостойкость	1)Большая вероятность прихвата буровой колонны при внезапной остановке циркуляции промывочной жидкости. 2)Повышенный износ насосного оборудования, циркуляционной системы. 3)Невозможность бурения в пластичных слабосцементированных породах

Таблица №2

Сравнение шароструйно-эжекторного бурового снаряда с аналогами

Долото	Долото долота с поликристаллическими алмазными резами	Шарошечное долото	Шароструйно-эжекторный буровой снаряд
Проходка на долото, м	210	90	400
Механическая скорость, м/ч	14	8	10
Стоимость, тыс. руб.	750	125	70

Таблица 3

Сравнительный анализ используемых долот

Долото	Долото долота с поликристаллическими алмазными резами	Шарошечное долото	Шароструйно-эжекторный буровой снаряд
Стоимость одного долота, тыс. руб.	750	125	300
Необходимое количество долот	5	12	3
Стоимость всех долот, тыс. руб.	3750	1500	900
Расходы на 1 спуск/подъем для смены изношенного долота	100	100	100
Количество необходимых спусков/подъемов	5	12	3
Расходы на спуск/подъем, тыс. руб.	500	1200	300
Суммарные расходы, тыс. руб.	4250	2700	1200

В заключении необходимо отметить, что дальнейшая разработка и патентование других более эффективных конструкций подобных долот, а также грамотный расчет всех необходимых технических и технологических параметров сможет вывести данный способ разрушения горных пород на лидирующие позиции, займет большую долю на рынке используемых долот.

Литература

1. Алиев Ф.Р. Анализ результатов исследования влияний физико-механических свойств горных пород на эффективность работы различных типов породоразрушающих инструментов // Проблемы геологии и освоения недр: труды Семнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 288 – 290.
2. Ковалев А.В., Алиев Ф.Р., Горбенко В.М., Якушев Д.А. Лабораторный стенд для исследования процессов абразивного разрушения горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: труды Шестнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2013. – С. 263–266.

**ОСНОВНЫЕ ФОНДЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ КАК ГЛАВНЫЕ РЕСУРСЫ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА**

К.Н. Ахмадеев

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Факторы (ресурсы) производства - ресурсы, необходимые для производства товаров и услуг. В нефтегазовой отрасли наиболее приоритетным фактором являются основные фонды. Средства труда, представляющие собой наиболее дорогостоящую часть средств, производства и обслуживающие большое число производственных циклов в течение длительного времени называются основными фондами. Их стоимость переносится частями на добываемую или изготавливаемую продукцию. В нефтегазодобывающей промышленности на долю основных фондов приходится 96-97 % от всей суммы производственных фондов. Для упрощения учета, отчетности и начисления амортизации основных фондов в их состав не включаются: 1) предметы, функционирующие в процессе производства менее одного года (независимо от их стоимости); 2) спецодежда, обувь, мелкий инвентарь и т.п., независимо от срока службы (т.е. предметы небольшой стоимости). Не относятся к основным фондам приборы, средства автоматизации и лабораторное оборудование, приобретенное для центральных заводских лабораторий. Одна из главных задач промышленности - повышение эффективности и качества общественного производства и значительное увеличение отдачи капитальных вложений и основных фондов, являющихся материальной базой производства и важнейшей составной частью производительных сил страны. Основные фонды участвуют в процессе производства длительное время, обслуживают большое число производственных циклов и, постепенно изнашиваясь в производственном процессе, частями переносят свою стоимость на изготавливаемую продукцию, сохраняя при этом натуральную форму. Эта особенность основных фондов делает необходимым их максимально эффективное использование. В условиях быстрого технического прогресса происходит постоянное совершенствование техники, создаются новые, более высокопроизводительные виды механизмов и аппаратов, заменяющих старую технику. Срок использования (срок службы) основных фондов в производственном процессе приобретает все большее значение как с точки зрения технического прогресса, так и с точки зрения более правильного высокоэффективного использования тех капитальных вложений, которые затрачиваются на создание новых основных фондов.[1]

Мы мало что производим сами для нефтегазодобычи по многим причинам, в том числе потому, что нефтяники предпочитают закупать импортное оборудование. И вот результат: один из крупнейших нефтесервисных холдингов Halliburton еще в мае приостановил сотрудничество с компанией «Газпром бурение», принадлежащей попавшему в санкционный список США Аркадию Ротенбергу. Другие крупные игроки сервисного рынка — Caterpillar, Baker Hughes, Weatherford — тоже оценивают последствия санкций против России для их бизнеса, и, по обрывочным сведениям, некоторые поставки уже прекратились. Weatherford недавно продала «Роснефти» оборудование, но, что будет дальше, никто не говорит. Все российские нефтяные компании сейчас принялись искать альтернативу западному оборудованию для разведки, бурения, добычи и даже хранения нефти. В частности, представитель «ЛУКОЙла» сообщил, что сейчас компания анализирует, на что можно заменить оборудование, поставлявшееся западными компаниями. По данным Минэнерго, при добыче нефти и газа доля импортной техники составляет до 24%, в нефтегазопереработке и нефтехимии — до 35 (при производстве сжиженного природного газа — около 100%), в добыче угля — 31–100%; в электроэнергетике импортируется до 45% газовых турбин, более 50% трансформаторов, до 30% гидротурбин. В список запрещенного для поставок из США и Европы оборудования входят буровые платформы, детали для горизонтального бурения, подводное оборудование, морское оборудование для работы в условиях Арктики, программное обеспечение и оборудование для гидравлического разрыва пласта, дистанционно управляемые подводные аппараты, насосы высокого давления, а также химические реактивы. Кстати, при добыче сланцевых углеводородов используется до 500 различных химикатов, большинство из которых производится в США.

«На сухопутных месторождениях работает много отечественных буровых установок», — говорит Василий Богоявленский. — Если европейские компании не будут их поставлять, то они могут быть закуплены в Китае. «ЛУКОЙл» сам строит свои платформы для морской добычи на заводе металлоконструкций в Калининграде. Эти платформы уже несколько лет добывают нефть на шельфе Балтийского моря. На шельфе Печорского моря успешно работает терминал «Варандей», построенный в Калининграде». Наземные буровые установки в России производят Федор Катамчин, начальник конструкторского бюро Волгоградского завода буровой техники, сообщил что их предприятие делает буровые не хуже западных: «Наши буровые применяют

все российские, и не только российские, нефтяные компании. Но они при этом покупают еще и западные буровые установки. Наш завод давно соответствует жестким требованиям заказчика. Нам хорошо известны их спецификации по каждому проекту. Стоит признать, что иностранные компании в чем-то делают улучшения. Например, по комфортности бурения для персонала, где-то по цене». Как сообщил источник в «Роснефти», российские буровые установки их вполне устраивают, но они недовольны условиями поставок. Поэтому нефтяники предпочитают иметь дело с Китаем, который делает полные копии американских буровых, но намного быстрее, чем россияне. Хотя китайские чаще ломаются. «Наши предприятия могут, например, выпускать установки для выделения и сжижения гелия, — говорит **Вячеслав Кулагин**, руководитель Центра изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН. — Но когда их требуется сразу десять, то быстрее и дешевле закупить западные. “Совкомфлот” делает танкеры для сжиженного газа, но не может строить сразу несколько. Их “Ямал СПГ” заказывает в Южной Корее». Глубоководные буровые установки для добычи в морях и тем более в морозной Арктике в России сейчас не делают, хотя в принципе могут. «Я еще в 1977 году участвовал в производстве первого в СССР устьевого подводного оборудования для морской и шельфовой добычи, это было на питерском заводе ГПО “Баррикады”, — говорит Федор Камчатин. — Мы сделали его и поставили на Каспий. Но потом открылись двери на Запад, и все было загублено. Но сделать морские буровые, если к нам обратятся, мы можем: все оборудование есть, а чего нет, докупим».[2] Номенклатура по импортозамещению составляет несколько тысяч видов позиций. Работа в этом направлении вроде бы ведется. В «Роснефти» есть департамент локализации техники и технологий, руководит которым вице-президент компании. Для сахалинских проектов «Роснефть» и в самом деле закупает на внутреннем рынке много машин, судов, даже деталей для буровых (списки выставляются на сайте). В компании вообще заявляют, что стремятся к стопроцентному импортозамещению, но это, видимо, планы на далекую перспективу. Относительно активно работает с российскими машиностроителями «Газпром нефть», чья система закупок считается наиболее эффективной в нефтяной отрасли (но в основном по замещению оборудования для переработки нефти). Активизировалась и работа профильного департамента Минпромторга РФ, который регулярно собирает поставщиков нефтегазового комплекса и выносит их проблемы на обсуждение в правительство страны. Минэнерго планирует актуализировать энергостратегию РФ до 2035 года с учетом санкций, в ней будут отражены вопросы замещения импорта, выпуска технологий для нефтянки и меры финансово-кредитной поддержки.[3] Однако вызывает вопросы координация этой политики. «Мы как раз сейчас ищем точки роста и входа в нефтегазовую отрасль, — сообщил “Эксперту” Роман Кондратьев, генеральный директор ООО “Завод буровых технологий”. — Но нефтяные компании, в первую очередь государственные, не идут на контакт. Кроме того, нет готовых проектов по новому буровому оборудованию, которые должны выполнить проектные институты по техническому заданию заказчика». Генеральный директор «Нефтегазмаша» Сергей Шарапов приводит печальный пример Тульского оружейного завода, который сделал буровое долото (один из важных элементов буровой, применяется как связующая деталь для погружения трубы в грунт) и представил его ведущим нефтяным компаниям. Сейчас в основном используют американские долота, ведь российские и китайские часто ломаются, а менять их дорого, поскольку для этого приходится, по сути, демонтировать буровую. «Но тульские оружейники умудрились сделать долото, которое дешевле американского на треть, а главное, намного прочнее, что показали стендовые испытания, — рассказывает Шарапов. — Нефтяники отказались их даже испытать на буровой. Туляки потом все равно доказали, что их долото надежнее американского, получили все заключения, но инженер одной из нефтяных компаний все равно уперся и отказался их внедрять. Ведь сэкономленными деньгами с ним не поделятся, а ответственность огромная, так зачем рисковать?» Предприятие Сергея Шарапова сделало насосное оборудование для буровых, которое бесперебойно работает 1000 часов, в то время как китайские насосы — всего 400 часов, а американские — 700. Но нефтяники отказались покупать их более дешевые насосы. «Проблема — в качестве менеджмента, — говорит Шарапов. — «Инженерам старой закалки еще интересно внедрять отечественное, а там, где пришли молодые, все начинают закупать западное. Снабженцам выгодно покупать ненадежное китайское оборудование, чтобы оно часто ломалось».[4]

Литература

1. Официальный сайт Федерального образовательного портала. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ecsosstan.hse.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт центральной деловой газеты Санкт Петербурга. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dp.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
3. Официальный сайт ООО «Томскбурнефтегаз». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tbng.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
4. Официальный сайт группу предприятий STREICHER. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.streicher-drillingtechnology.de/>, свободный – Загл. с экрана.

ПУТИ СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ю.Е. Ахметшина, П.Ю. Компанец, Ю.А. Ромашова

Научный руководитель доцент О.В. Пожарническая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Себестоимость производства и реализации продукции, издержки производства – важнейшие финансовые показатели деятельности предприятия. Прибыль предприятия зависит от величины себестоимости и реализации продукции. Снижение себестоимости приводит к уменьшению цены готовой продукции, а это, в свою очередь, способствует минимизации затрат в тех отраслях, где применяется данная продукция.

Правильная оценка издержек предприятия и верный расчет себестоимости имеет большое значение для стабильного развития предприятия. Затратами на производство называют потребленные в процессе производства материальные, трудовые и финансовые ресурсы предприятия за отчетный период времени.

Большая часть затрат связана с производством и реализацией продукции, однако предприятие также осуществляет расходы на воспроизводство материальной базы, на социально-культурные мероприятия и др.

Себестоимость геолого-разведочных работ – это затраты разведочных предприятий на выполнение работ, выраженные в денежной форме. Различают следующие виды себестоимости:

- сметную стоимость;
- плановую себестоимость;
- фактическую себестоимость геолого-разведочных работ.

Сметная стоимость исчисляется на основе технического проекта, а также при помощи существующих норм и расценок. Плановая себестоимость меньше сметной стоимости на сумму плановых накоплений и величину планового снижения затрат на производство геолого-разведочных работ в конкретный период. Фактическая себестоимость представляет собой сумму фактических затрат геологоразведочного предприятия на производство заданного объема работ.

Затраты, включенные в себестоимость нефтегазоразведочных работ:

- заработная плата производственных рабочих и инженерно-технических работников и начисления на нее
- полевое довольствие; стоимость материалов и электроэнергии;
- амортизация основных средств;
- услуги собственных, вспомогательных производств, а также работы, предоставленные сторонними организациями;
- расходы по производственному транспорту;
- затраты по управлению и обслуживанию производства.

Нефтегазовый комплекс (НГК) составляет ключевой сектор в экономике страны, обеспечивающий наибольший вклад в национальный экономический рост.

Источниками прибыли предприятия НГК являются как изменение цены и экономия на текущих затратах, так и обновление технологической базы. Возможности обеспечения конкурентоспособности предприятия за счет изменения цены или снижения издержек кратковременны и носят предельный характер. Достижение долгосрочного конкурентного преимущества затрагивает предприятие в целом и всегда связано с инновациями – внедрением интеллектуальной продукции.

В нефтегазовом бизнесе роль инноваций постоянно усиливается. Инновация представляет собой эффективное средство конкурентной борьбы, так как способствует созданию новых потребностей, снижению себестоимости продукции, притоку инвестиций, повышению имиджа, расширению рыночного пространства, увеличению рыночной доли.

Снижение себестоимости на предприятиях нефтегазовой отрасли напрямую связано с инновациями и с внедрением новых видов продукции в условиях жесткой конкуренции за рубежом и внутри страны, повышению конкурентоспособности в условиях рынка сбыта путем сокращения постоянных затрат на производстве, с достижением технологической конкурентоспособности, охраны окружающей среды и ресурсосбережением, внедрением технологических разработок, дающих двойной эколого-экономический эффект. Практика доказывает, что для успешной конкуренции, отечественным компаниям необходимо разрабатывать и осваивать собственные технологии, способствующие достижению лидерства по стратегическим направлениям деятельности.

Снижение себестоимости на предприятиях НГК можно осуществлять по различным направлениям, в частности, это:

1. Геолого-разведочные работы (ГРП) – повышение эффективности ГРП за счет разработки и применения новых методов поиска и разведки нефтегазовых объектов (геологических, геохимических, аналитических, геофизических), обеспечивающих прирост запасов нефти и газа.

2. Строительство скважин – увеличение проектных дебитов, сокращение удельных затрат в результате разработки и применения новых технологий, оборудования, различных составов (реагентов) и др., используемых при строительстве скважин.

3. Совершенствование разработки нефтяных и газовых месторождений, повышение нефтеотдачи пластов. Ключевыми показателями этого направления являются максимальное увеличение проектных коэффициентов извлечения нефти (КИН), повышение интенсивности выработки запасов (кратности), увеличение дебитов скважин. Проблема улучшения данных показателей для предприятия важна в связи с тем, что основная

часть невыработанных и перспективных запасов категории С1 приходится на долю трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ).

4. Технология добычи, транспортировки и подготовки нефти и газа. Инновационная деятельность в этом направлении должна быть направлена на улучшение основных показателей – себестоимости, дополнительной добычи, повышении экологической безопасности промышленных объектов:

- Дополнительная добыча – может быть достигнута за счет разработки и внедрения новых технологий, технических средств, оборудования, направленных на увеличение межремонтного периода (МРП), межотчетного периода скважин; в процессы подготовки нефти и газа и др.

- Повышение экологической безопасности промышленных объектов обеспечивается за счет комплекса мероприятий, направленных на сокращение выбросов в атмосферу, повышения надежности промышленного оборудования, разработку и внедрения новых способов утилизации отходов и др.

Также одним из способов снижения себестоимости является обеспечение максимальной эффективности переработки нефти, газа, газового конденсата, маркетинговой и сбытовой деятельности осуществляется за счет глубины переработки углеводородов, увеличения доли выхода светлых нефтепродуктов, активного перехода на производство продукции нефтехимии, практической реализации исследований в газохимии.

Снижение себестоимости на предприятиях нефтегазовой отрасли невозможно без постоянного совершенствования форм организации и методов управления инновационными процессами, способствующих снижению риска потери конкурентоспособности и собственности предприятия.

Эффективным путем снижения себестоимости является «стратегия интегрального роста». Стратегия интегрального роста предполагает активный рост компании за счет поглощения других участников рынка при условии продолжения традиционной деятельности. Это могут быть также активы или услуги других предприятий. Наиболее частым вариантом применения стратегии этого типа является приобретение производственных мощностей конкурента.

Стратегию интегрального роста в нефтегазовом бизнесе, как правило, выбирают успешные компании, т.к. важнейшим условием его реализуемости является финансовая стабильность.

Подводя итог, отметим, что важны как учет издержек и расчет себестоимости производства и реализации продукции, так и активная деятельность, направленная на снижение данных затрат и, следовательно, удешевление продукции.

Изучение особенностей формирования расходов, методов их учета в современных условиях функционирования нефтегазодобывающей отрасли и их влияния на осуществление финансовых операций дает основания предполагать, что от выбора метода учета, организации учета расходов во многом зависят объем получаемой прибыли, а также эффективность кругооборота денежных средств.

Затраты имеют огромное значение для предприятия. В условиях рыночной экономики управленческий учет издержек производства на предприятии должен отвечать современным требованиям аналитической детализации и обобщения издержек производства для получения необходимой и достоверной учетно-отчетной информации собственниками и руководителями предприятий с целью оперативного управления производством, себестоимостью продукции и продажными ценами.

Литература

1. Экономика, организация и управление предприятием. Учебное пособие: экономика предприятия. Сергеев И.В. 2012г.
2. Экономика предприятия : учебное пособие / Н.А. Сафронов [и др.]. под ред. проф. Н.А. Сафронова. - М.: Юрист, 2002.

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ И СМЕТНОГО НОРМИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ю.С. Баитова

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Переход на рыночные отношения повлек за собой реформирование всей системы ценообразования в строительстве. Потребовалось совершенствовать сметно-нормативную базу, методы расчета стоимости готовой строительной продукции.

В настоящее время в России при формировании стоимости строительной продукции основным элементом определения рыночной цены является сметно-нормативная база системы ценообразования. Она основана на системе базисных цен в строительстве. Ежегодно издается большое количество сборников с отражением средних цен строительной продукции за текущий год.

Сметные нормативы - общее название комплекса правил, ценообразования и цены, совместимых в индивидуальные сборники. Положениями и правилами, которые служат основой для определения сметной стоимости строительства, содержат необходимые требования

Рассматривается набор ресурсов, установленных на получение строительных, монтажных или других работ, в соответствии со сметной нормой.

Согласно МДС 81-35.2004 сметные нормативы составляют следующие виды:[1]

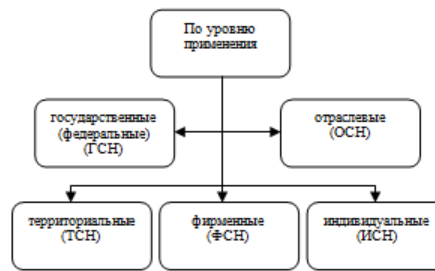


Рис. 1– Сметные нормативы

1) К ОСН относятся сметные документы, задействованные для строительства, производимый в рамках соответствующей отрасли и, как правило, в отдельных районах, для которых они созданы. Государственные сметные норматив не должны противоречить или дублировать их.

К ТСН относятся документы, введенные для строительства, осуществляемые на территории Российской Федерации и, утверждаются администрацией субъекта Российской Федерации.

К фирменным сметным нормам и собственной нормативно-правовой базы относятся сметные документы, принимая во внимание фактические условия конкретной компании (производитель работ). Как правило, эта структура основана на ГСН, ОСН, ТСН с учетом специфики и подготовки подрядчика.

ИСН за единицу и технические условия разрабатываются в тех случаях, когда ни одна из существующих коллекций в расчетных норм и расценок отдельных стандартов для технологических проектов, предусмотренных в работе и конкретных условий производства работ со всеми осложняющих факторов. Они утверждаются инвестором (заказчиком) в составе рабочего проекта. При применении индивидуальных норм и расценок, повышающих коэффициенты влияния условий производства работ не производится.

Отраслевая, территориальная и фирменная нормативные базы основываются на нормативах государственного уровня. Они принимают во внимание конкретную отрасль, территорию и специализацию подрядчика (фирмы).

Все вместе государственные, отраслевые, территориальные, и индивидуальные оцениваются соотношением форм сметной-нормативной (нормативная информация) базы «системы ценообразования и оценки в строительстве». Эта система не включает в себя свободные (рынок) и регулируемые цены и тарифы для изготовления изделий технического назначения и услуги.

2) по структуре и степени укрупнения:

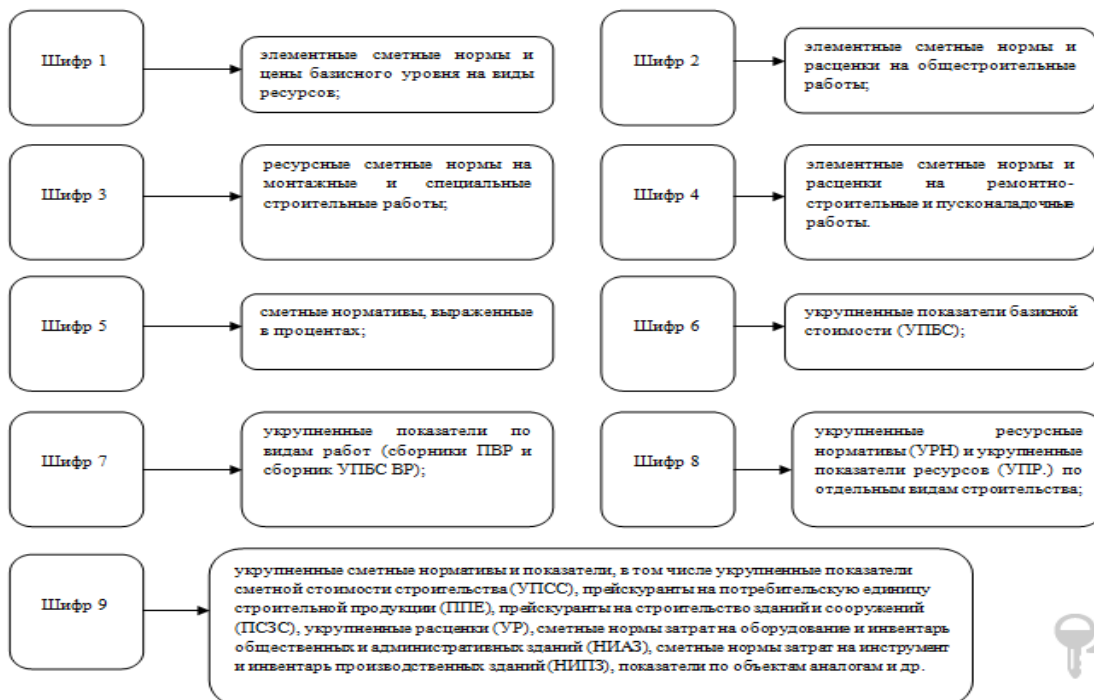


Рис.2– Сметные нормативы

По степени укрупнения все сметные нормативы подразделяются на две группы:

- элементные сметные нормы (ЭСН) и единичные расценки (ЕР);
- укрупненные сметные нормы (УСН) и показатели (УСП).

УСН и УСП назначаемые для определения цены строительной продукции на начальном этапе инвестиционного процесса. УСН и УСП применяются для составления инвесторских смет, при разработке технико-экономического обоснования строительства объекта, составления бизнес планов, для определения предварительной стоимости для подрядных торгов, при экономических расчетах для выбора наиболее эффективного проекта и т.п. [2]

Они позволяют определить простой и доступный способ стоимости объектов и видов деятельности на основе структурных и других параметров зданий и сооружений интегрированных единиц или объемов работ.

Состав основных документов государственного оценке и нормативно-правовой базы ценообразования и оценочной оценки для составления сметы показано на рис.3

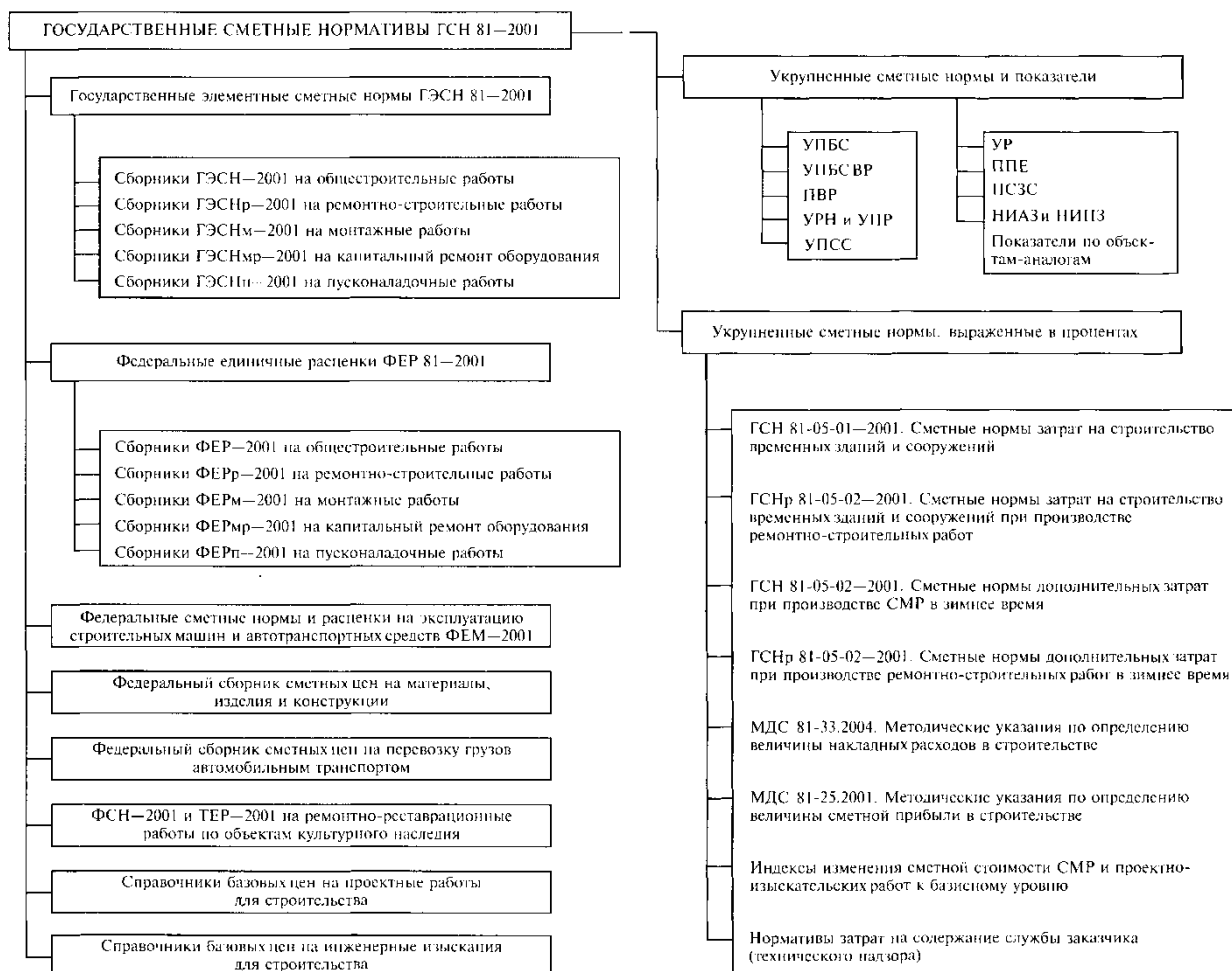


Рис.3– Сметно-нормативная база государственного уровня

Существующая система ценообразования в строительстве регулируется федеральными, региональными и отраслевыми нормативно-правовыми и методическими документами. В соответствии с нормативно-методическими документами, сборниками сметных норм и нормативов - определяются правила и порядок стоимости строительства на федеральном, отраслевом и региональном уровнях. Серьезные разногласия и противоречия существуют между отраслевыми, федеральными и региональными документами. Эти разногласия в основном связанные с разными представленными методологиями ценообразования в строительстве.

Для того чтобы определить стоимость строительства объектов в текущих ценах используются подходящие индексы, совершенствование которых осуществляется региональными и отраслевыми центрами сметного ценообразования в строительстве. Для расчета текущих цен с помощью этих показателей используются базисно-индексный и ресурсно-индексный методы расчета стоимости строительства. Стоит отметить, что нормативно-правовая база, позволяет рассчитать сметные затраты труда, машиноёмкость и потребность в материальных ресурсах, которая необходима для последующих расчетов стоимости прямых затрат ресурсным или ресурсно-ранжирным методами.

Детальные или укрупненные данные в составе базисного проекта, обоснования инвестиций в строительство, бизнес-план, проект и (или) рабочий проект являются основой определения стоимости проекта. В дополнение к нормативно-правовой базы для оценки элементарных видов работ. Необходимо разработать

прейскуранты норм и нормативов потребности во всех видах ресурсах и их стоимости в текущих ценах в рублях (иностранной валюте) по объектам-представителям. Создание файла данных является объективно нужным вопросом, содержащей конкретные показатели трудоемкости, машиноемкости и материалоемкости, а также стоимости объектов-представителей на единицу мощности строительной продукции, хотя оно и является трудоемкой. Одним из главных направлений, оценивающих стоимость строительства объектов, является улучшение нормативно-правовой базы, обеспечивающей формирование инвесторских смет, а также повышение конкурсной документации, бизнес-планов, документации по взаиморасчетам за выполненные работы. Подрядчики капитального строительства нуждаются в новой нормативной базе, необходимой для заключения контрактов, взаиморасчетов за выполненные работы, подготовки конкурсных предложений, планирования и оперативного управления ходом строительства объектов, оценки себестоимости подрядных работ.

Для определения объема капитальных вложений (по каждому инвестиционному проекту), который является основным инструментом, существуют методологии и нормативные базы для мониторинга оценки стоимости разных типов объектов. К примеру, для нефтегазового строительства это такие группы объектов, как промышленные сооружения, объекты наземной инфраструктуры, линейная часть магистральных трубопроводов, наземные сооружения трубопроводов.

Нормирование в нефтегазовом строительстве предназначено для повышения эффективности инвестиций, надежности и долговечности зданий и сооружений, экономии материальных, энергетических, трудовых и финансовых ресурсов, рационального использования земель и других видов природных ресурсов, охране окружающей среды, а также для установления требований, создающих здоровые и безопасные условия труда и быта на проектируемых предприятиях, в зданиях и сооружениях.

Литература

1. Официальный сайт Библиотеки Гостов и нормативов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ohranatruda.ru/>, свободный – [1]
2. Официальный сайт Федерального центра ценообразования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.faufccs.ru/>, свободный – [2]
3. Официальный сайт Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/>, свободный.
4. Организация строительного производства: Под.ред. А.Б. Бадагуев.: Изд-во Альфа-пресс – 2013.
5. Нормативно-правовая база формирования отчетности нефтегазовых предприятий в России: статья/ Под. ред. В.Т. Чаа. – Московского финансового-правового института – 2009.

СОСТОЯНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ

О.О. Березина, А.В. Копылов

Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

«...По-прежнему, несмотря на уже принимаемые меры, значительная часть этого ресурса используется нерационально, имею в виду попутный газ. Около четверти добываемых объемов просто сжигаются в факелах. 24,6 процента, или 16,2 миллиарда кубических метров. Страшно сказать, это больше, чем потребление некоторых европейских стран в год»[1].

Из-за сжигания попутного нефтяного газа в атмосферный воздух происходит выброс огромного количества загрязняющих веществ, таких, как: железо, магний, диоксид углерода, канцерогены и многие другие. При этом основными компонентами, попадающими в атмосферу, являются диоксид углерода и активная сажа. По экспертным оценкам до 12 процентов от общего объема загрязнений в России составляют выбросы загрязняющих веществ на факельных установках.

Устойчиво высокие концентрации загрязняющих веществ в атмосфере неблагоприятно влияют на здоровье населения и объекты животного мира. Выбросы диоксида углерода вызывают парниковый эффект, определяющий глобальное изменение климата. Кроме того, сжигание газа сопровождается тепловым и химическим загрязнением с разрушением почвы в радиусе от 100 до 350 метров от факела. В среднем в Российской Федерации за год от факельных систем происходит выброс порядка 400 тысяч тонн загрязняющих веществ. Основными являются оксид углерода, с его возможными производными – 64%, сажа – 13%, оксид азота – 10% диоксид серы – 7%. Помимо этих веществ, при сгорании в атмосферу поступают выбросы более 100 различных элементов, включая такие опасные для жизнедеятельности человека как ртуть, мышьяк, магний[4].

Чтобы избежать негативного воздействия сжигания попутного нефтяного газа на окружающую среду следует рационально подойти к решению этой проблемы. И правительство России разработало стратегию развития топливно-энергетического комплекса.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации является одним из основополагающих документов по развитию топливно-энергетического комплекса, выполнение данного документа является одним из приоритетных направлений деятельности, как органов государственной власти, так и недропользователей[2]. Повышение энергоэффективности и переход к рациональной модели потребления ресурсов являются одними из приоритетов в модернизации нашей экономики. В Энергетической стратегии России отдельно выделено направление по

рациональному использованию попутного нефтяного газа. В стратегии предусмотрено создание благоприятной экономической среды, которая включает в себя стимулирование экологического бизнеса и снятие основных инфраструктурных, технологических и нормативно-правовых барьеров. Одновременно стратегия предполагает систему перспективных регламентов, стандартов и норм, которая приведет к ужесточению контроля за соблюдением экологических требований и даст возможность для гармонизации норм российского и международного экологического законодательства.

Поддержка стратегических инициатив стимулирует разработку, внедрение и дальнейшее совершенствование системы экологического аудита и мониторинга, а так же увеличение производства высококачественных продуктов переработки попутного газа с улучшенными экологическими характеристиками. Реализация стратегии в данном вопросе происходит в 3 этапа и включает в себя снижение удельных показателей выбросов, обеспечение уровня эмиссии парниковых газов и устанавливает коэффициент утилизации попутного нефтяного газа на уровне 95%.

За 2013 год в России по данным Министерства энергетики было сожжено и рассеяно 16 миллиардов кубометров попутного нефтяного газа, при этом за трехлетний период было сожжено и рассеяно порядка 45 миллиардов кубометров. В Российской Федерации до настоящего времени попутный нефтяной газ продолжают считать сопутствующим продуктом при добыче нефти. К нему не относятся как к полноценному сырью, как к нефти или природному газу. Кроме того, на него не распространяются акцизы и налог на добычу полезного ископаемого. В соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации попутный нефтяной газ – это единственное сырье, на которое установлена нулевая ставка по налогу на добычу полезных ископаемых. Уровень рационального использования за 2011-2013 год сохраняется примерно на одной отметке равной 75-76 %, при этом стоит отметить, что несмотря на все предпринимаемые меры по повышению уровня рационального использования, абсолютная величина сожженного и рассеянного попутного нефтяного газа возросла с 15,5 до 16,8 миллиардов кубометров[3].

Вместе с тем необходимо отметить, что с вступлением в силу постановления Правительства РФ от 8 ноября 2012 года № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа», учтен ряд существующих проблем[1]. Основной целью постановления является побуждение недропользователей к сокращению загрязнения атмосферного воздуха при сжигании попутного нефтяного газа и его рационального использования.

Сделав определенные выводы можно обозначить некоторые предложения для Росприроднадзора по рациональному использованию попутного нефтяного газа:

- Необходимо провести инвентаризацию и актуализацию реестра факельных установок по сжиганию попутного нефтяного газа и свечей рассеивания;
- Законодательно установить определение «попутный нефтяной газ» и его отнесения к полезным ископаемым, при этом пересмотреть порядок ценообразования государством на попутный нефтяной газ;
- Разработать ряд предложений направленных на повышение эффективности надзора за оснащением нефтегазодобывающих предприятий средствами измерений и учета данных об объемах добываемого, используемого и сжигаемого попутного нефтяного газа, а также инструментального контроля качества добываемого попутного нефтяного газа на всех этапах его движения - от добычи до переработки и реализации[5].

В связи с нарастанием общемировой проблемы сжигания попутного нефтяного газа достоверный, прозрачный учет и контроль за соблюдением программ по утилизации и использованию попутного нефтяного газа играет важную роль не только на уровне государства, но и на глобальном уровне. Осуществлению постоянной глобальной оценки объемов сжигания попутного нефтяного газа способствует отслеживание при помощи спутниковых данных, позволяющих решать широкий спектр задач связанных с данной проблемой.

На данный момент, с каждым годом наблюдается положительная динамика по добыче и рациональному использованию ПНГ в России. В 2014 году коэффициент полезного использования ПНГ в России составил 80%, при общем объеме добычи 74.4 млрд м³. Прогноз на 2015 г. предусматривает снижение показателя до 71.5 млрд м³. Основная часть извлекаемого попутного газа (86.7%) в прошлом году пришла на ВИНКи («Роснефть», «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть»).

Только к 2013 г. наметился перелом этой негативной тенденции – на факелах вместо 17.1 млрд м³ (2013 г.) было сожжено 15.8 млрд м³ (21.2% от объема добычи). По мнению экспертов, прогноз на 2015 г. обещает дальнейшее улучшение ситуации – сжигание 14.6% добытого газа. Однако целевой показатель полезного использования в 95% по-прежнему остается лишь в перспективе. Прошедший год показал, что далеко не все недропользователи стремятся быть социально-ответственными. К примеру, лидер по рациональному использованию ПНГ – «Новатэк» - достиг уровня 93.1%, то независимые производители утилизировали всего 61.8% от объема добытого газа[6], что обусловлено в основном экономическими причинами[7,8]. Одной из основных причин такого положения дел в том, что освоение нефтяных и газовых месторождений месторождений в России ведется на значительном удалении от объектов электроэнергетики, дорог, при отсутствии внешней газотранспортной инфраструктуры.

Таким образом, меры принимаемы Правительством РФ, позволили значительно сократить объемы сжигания попутного нефтяного газа, в целом по стране.

Тем не менее данная проблема остается актуальной, для предприятий, которые только вводят месторождения в разработку, и утилизация попутного нефтяного газа сопряжена с высокими затратами, на которые не готовы мелкие организации. Для решения этой задачи необходимы дополнительные законодательные меры, для поддержания конкурентоспособности данных предприятий.

Литература

1. «Заседание Комиссии по вопросам стратегии и развития ТЭК и экологической безопасности», Официальный сайт Президента России www.kremlin.ru/news
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 №1715-р «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного воздуха на факельных установках»
3. Специализированный журнал «Бурение и Нефть», «Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России». 2010 г. Вып. 14(29). С. 14-15.
4. Использование попутного газа в России // Отчет по энергетике, Всемирный банк, январь 2009 г. 136 с. http://www.cenef.ru/file/FINAL_EErus.pdf
5. «Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России» Ежегодный обзор, выпуск 4, Москва 2012. С. 8-13.
6. Доклад директора департамента углеводородного сырья в России «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» г-н Гатунок, от 23 марта 2015г.
7. Цибульникова М. Р. Дуда К. С. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа в Томской области // Проблемы геологии и освоения недр : труды XVIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2014 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР) ; Общество инженеров-нефтяников, международная некоммерческая организация, Студенческий чептер ; под ред. А. Ю. Дмитриева. — Т. 2. — С. 654-656. Электронный ресурс: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/313.pdf>
8. Цибульникова М. Р., Шарф И. В. Эколого-экономические аспекты утилизации попутного нефтяного газа. Современные проблемы науки и образования : научный журнал. — 2014. — № 2. — [8 с.]. [Электронный ресурс]: <http://elibrary.ru/item.asp?id=21471460> <http://www.science-education.ru/116-12817>

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МУН В УСЛОВИЯХ ТОМСКОЙ
ОБЛАСТИ**

Д.Н. Борзенкова

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство высокопродуктивных залежей Томской области находятся на поздней или заключительной стадии разработки, которая характеризуется повышенной обводненностью извлекаемой продукции и низким значением коэффициента извлечения. Также, существует проблема изменения структуры извлекаемых запасов. Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к высокообводненным пластам, актуализирует проблему извлечения остаточных запасов.

Повышение нефтеотдачи и вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти является приоритетным направлением в нефтедобывающей отрасли. [1,2]

Перспективным направлением успешной доразработки таких месторождений является широкомасштабное применение современных методов увеличения нефтеотдач (МУН).

Поиск эффективных МУН это достаточно сложная задача, требующая систематизации данных с целью более полного обоснования выбора конкретного МУН в зависимости от геологических и производственных характеристик месторождения, а также залежи..

По причине высокой стоимости всех современных методов увеличения нефтеотдачи пласта внедрение МУН на практике необходимо осуществлять на основании анализа, который позволяет решить вопросы о технической осуществимости и экономической рентабельности МУН на конкретном месторождении.[2]

В связи с этим, целью данной работы являлась аналитическая оценка эффективности применения современных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области.

Как известно, в основном все месторождения Томской области разрабатываются с применением системы заводнения, поэтому применяемые МУН направлены на выравнивание профиля приемистости. Проведенный в работе анализ мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов показал, что на месторождениях Томской области используются в основном физико-химические методы, разработанные под конкретные условия коллекторов, либо с использованием местных химических реагентов (Рис.1)

Эффективность технологий, применяемых на анализируемых месторождениях, с различными геолого-физическими свойствами, определялась по результатам суммарной дополнительной добычи нефти по участку воздействия. За 2006 год наиболее эффективными оказались технологии с применением сшитых полимерных систем, так как дополнительная добыча составила 12,6 тыс.т. Суммарная дополнительная добыча, с применением модифицированных полимерно-дисперсных системам (МПДС) составила 201,27 тыс.т. за весь исследуемый период. Также, высокую эффективность показала технология, применяющая модифицированные сшитые полимерные системы (МСПС) и химический реагент РВ-3П-1. Дополнительная добыча составила 197,25 тыс.т и 101 тыс.т. соответственно. Применение технологий воздействия на пласт термогелевыми и гелеобразующими системами в результате опытно-промышленных испытаний показали низкие значения суммарной дополнительной добычи. Следовательно, можно сделать вывод, что данные технологии не применимы для месторождений Томской области.

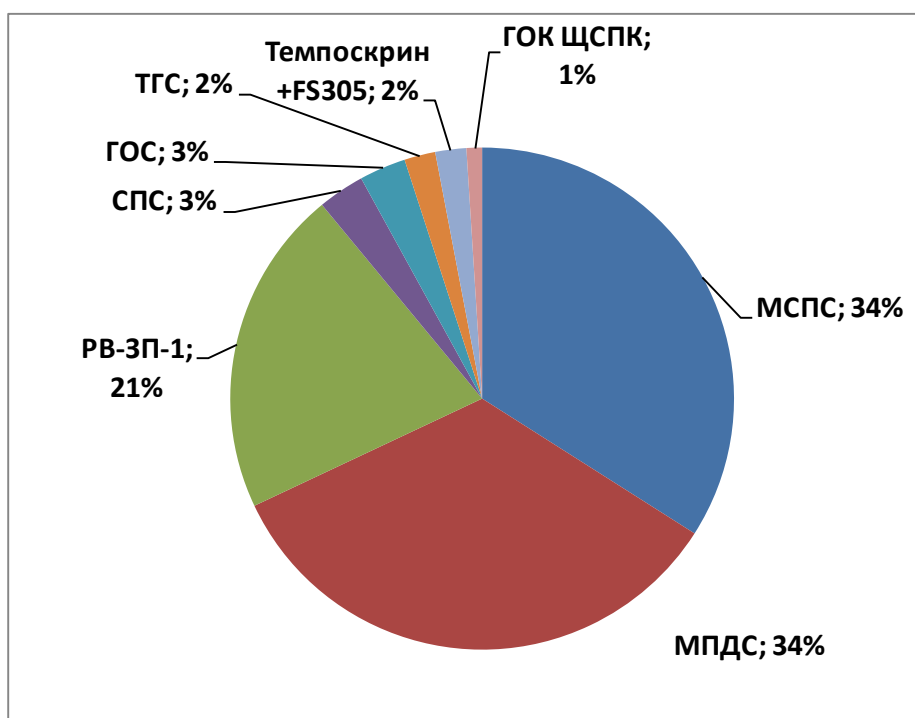


Рис.1 Диаграмма применимости физико-химических МУН на месторождениях Томской области

В ходе работы был проведен анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи за период 2006-2009 гг., на месторождениях Томской области. Всего было проанализировано 13 месторождений и осуществлена 321 обработка скважин (рис.2).

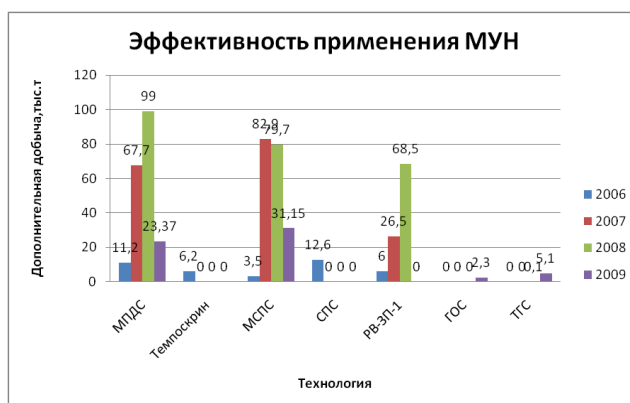


Рис.2 Анализ эффективности применения МУН за период 2006-2009 гг.

В ходе проделанной работы было выявлено, что в основном по месторождениям Томской области применяются потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Анализ результатов опытно-промышленных испытаний также показал, что данные методы воздействия являются не только технологически, но и экономически эффективными, так как позволяют получать высокие показатели суммарной дополнительной добычи.

Литература

1. Земцов Ю.В., Кулагин С.Л. Эффективность химических технологий повышения нефтеотдачи юрских пластов месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство : ежемесячный научно-технический и производственный журнал. — М., 2011. — № 8. — С. 58-60
2. Иванов Б.Н., Е.Л. Древницкая, Н.А. Общий базис основных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство : ежемесячный научно-технический и производственный журнал. — М., 2010. — № 3. — С. 80-82.

ОБЩЕСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ В ПРИРОДООХРАННОМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РОССИИ

В.С. Бучельников, К.Ю. Михайлова

Научный руководитель ассистент Д.В. Салата

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важными проблемами российского общества являются вопросы обеспечения благоприятной окружающей среды, состояние которой во многом предопределяется уровнем соблюдения теми или иными субъектами требований, содержащихся в эколого-правовых нормах. Для осуществления этих задач на различных уровнях осуществляется экологический контроль.

В основном законе страны закреплена обязанность каждого сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам (ст. 58 Конституции РФ). Воплощение в жизнь данной нормы происходит, в том числе посредством проведения субъектами права экологического контроля. В соответствии со ст. Федеральным законом «Об охране окружающей среды» - экологический контроль является системой мер по предотвращению, выявлению, пресечению нарушений природоохранного законодательства, обеспечению соблюдения природопользователями требований нормативов и нормативных документов в области охраны природы[1].

В зависимости от субъекта, осуществляющего экологический контроль, в Российской Федерации выделяются:

- государственный экологический контроль;
- производственный экологический контроль;
- общественный экологический контроль;

В настоящее время наиболее проработанным и устоявшимся остается государственный экологический контроль, представляющий собой меры, проводимые органами государственной власти Российской Федерации и ее субъектов, направленные на предупреждение, выявление и пресечение нарушений международных принципов и норм, федеральных законов и иных нормативных правовых актов, обеспечение соблюдения субъектами хозяйственной и иной деятельности требований, в том числе нормативов и нормативных документов, в области охраны окружающей среды. Данный вид контроля осуществляет Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор).

Производственный экологический контроль - непосредственная деятельность предприятий, организаций, учреждений по управлению воздействием на окружающую среду на основе описания, наблюдения, оценки и прогноза источников воздействия и отходов.

Общественный контроль в области охраны окружающей среды (общественный экологический контроль) осуществляется в целях реализации права каждого на благоприятную окружающую среду и предотвращения нарушения законодательства в области охраны окружающей среды. Его осуществляют общественные и иные некоммерческие объединения (общественный экологический контроль) в соответствии с их уставами, а также гражданами в соответствии с законодательством.

Участие общественности в контроле обусловлено правом каждого на качественную среду. Такие права должны закрепляться на законодательном уровне. Однако лишь в некоторых из сфер природоресурсного законодательства они более или менее являются понятными с практической точки зрения. Так, например, из смысла ст. 39.1 Земельного кодекса РФ следует, что граждане вправе при решении вопроса о предоставлении земельного участка для строительства вправе проводить сходы и референдумы, после которых принимается положительное или отрицательное решение. Однако в настоящее время общественный контроль на должном уровне недостаточно развит и практически не используется, чем объясняется его низкая эффективность.

На наш взгляд, основной проблемой в области осуществления экологического контроля является отсутствие в законодательстве четкого определения общественного контроля и мероприятий, которые он должен включать в себя, отсутствует описание порядка осуществления такого контроля. И если порядок проведения и цели государственного или производственного контроля прописан в соответствующих нормативно-правовых актах, то в статьях, посвященных общественному контролю, указано только то, что это деятельность граждан или общественных и некоммерческих организаций, и при этом отсутствуют акты, регулирующие осуществление общественного контроля.

Из мирового и отечественного опыта становится ясно, что без участия общества и его институтов невозможна эффективная охрана окружающей среды. Например, в Канаде, в соответствии с законом «Об экологической оценке», у граждан страны существует возможность участвовать в федеральной системе экологической оценки. Общественность может принимать участие в детальной экологической оценке, являющейся обязательной для проектов со значительной потенциальной угрозой для окружающей среды; посредническом процессе - добровольном процессе переговоров, на котором независимый нейтральный посредник помогает заинтересованным сторонам решить разногласия. В данном процессе могут принимать участие граждане, прямо заинтересованные, либо затрагиваемые проектом; принимать участие в работе экспертной комиссии, которая организует открытую дискуссию и обмен мнениями с общественностью, проводит общественные слушания. По результатам работы готовится отчет по экологической оценке, который передается Министру окружающей среды. Также общественность может принимать участие в отборе проектов (скрининге), в ходе которого происходит ознакомление с отчетами по отбору проекта, оценивается его качество, принимаются замечания до того, когда Канадским агентством по экологической политике будет принято окончательное решение по проекту. Для того, чтобы обеспечить участие общественности в данных мероприятиях, существует Программа финансирования общественного участия [6].

В России в настоящее время общественность фактически отчуждена от органов власти, которым гораздо проще без её вмешательства принять нужное им решение [5].

Не имея возможности в настоящей статье проанализировать все существующие формы общественного экологического контроля, остановимся на примере общественного контроля в области охраны атмосферного воздуха

В целях наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, комплексной оценки и прогноза его состояния, а также обеспечения органов государственной власти, органов местного самоуправления, организаций и населения текущей и экстренной информацией о загрязнении атмосферного воздуха Правительство Российской Федерации, органы государственной власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления организуют государственный мониторинг атмосферного воздуха и в пределах своей компетенции обеспечивают его осуществление на соответствующих территориях Российской Федерации, субъектов Российской Федерации и муниципальных образований (ст. 23 ФЗ «Об охране атмосферного воздуха») [3].

Как и в других законодательных актах в области природоресурсного права, контроль над состоянием атмосферного воздуха, согласно ст. 24-26 ФЗ «Об охране атмосферного воздуха», может осуществляться по трем направлениям: государственному, производственному и общественному. В данном законе в этой же главе прописаны права и обязанности государственных инспекторов по охране атмосферного воздуха, а также суть мониторинга за состоянием атмосферного воздуха на предприятии. Функции, права и обязанности общественного контроля в законе не отражены.

Нормы Закона «Об охране атмосферного воздуха», также как и другого специального природоресурсного законодательства, не раскрывают процедуру проведения общественного контроля, также как и его формы. При таких обстоятельствах гражданам и иным общественным объединениям следует руководствоваться общими законами (Конституцией РФ, Уголовным кодексом, Гражданским кодексом РФ и др.) и прибегать к следующим формам общественного контроля:

1. Обращение в правоохранительные органы и органы прокуратуры с заявлениями о проверке законности действий, решений органов государственной власти и органов местного самоуправления, юридических и физических лиц, о привлечении виновных лиц к юридической ответственности
2. Проведение общественной экологической экспертизы
3. Обращение в суд с исками о признании незаконными действий и решений органов государственной власти, органов местного самоуправления, юридических лиц
4. Обращение в уполномоченные органы государственного экологического контроля с заявлениями о проведении внеплановых проверок на предприятиях
5. Проведения экологических референдумов, шествий, митингов, пикетов
6. Совершение иных действий, не противоречащих действующему законодательству [3].

Из перечисленных форм контроля следует, что общественный контроль не участвует непосредственно в выявлении нарушений, а лишь передает жалобу на рассмотрение соответствующим органам государственной власти. Инициаторы общественного контроля лишены возможности посещать предприятия для выявления нарушений, контролировать процесс проверки. Также у общественного контроля нет полномочий влиять на работу потенциального источника загрязнения, что означает, что объем поступающих в атмосферу загрязняющих веществ контролю не подлежит, что косвенно может привести к нарушению права гражданина на благоприятную окружающую среду.

При таких обстоятельствах очевидно, что лишь декларированный в законе об охране окружающей среды «общественный экологический контроль» нуждается в дополнении и наиболее подробном законодательном регулировании. Также полагаем, что законодательному регулированию должен быть подвергнут общественный экологический контроль во всех сферах общественных отношений, возникающих в процессе использования разных природных ресурсов. Для этого необходимо в нормах специального природоресурсного законодательства (лесного, водного, горного и др.) внести изменения и принять нормы, которые будут четко устанавливать права и обязанности субъектов общественного экологического контроля, а также саму процедуру участия общественности при оценке воздействия на окружающую среду отдельного природопользователя в процессе использования соответствующего природного ресурса.

Литература

1. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» //СПС КонсультантПлюс
2. Конституция Российской Федерации (с учетом поправок, внесенных Законами Российской Федерации о поправках к Конституции Российской Федерации от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) //СПС КонсультантПлюс
3. Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 29.12.2014) "Об охране атмосферного воздуха" (04 мая 1999 г.) // СПС КонсультантПлюс
4. Земельный кодекс РФ (ЗК РФ) от 25.10.2001 N 136-ФЗ// СПС КонсультантПлюс
5. Асенова О.В. Право и промышленная экология// Законодательство и экономика, 2009. - №1. – С. 55-58
6. Процедуры общественного участия в принятии экологически значимых решений в разных странах [электронный ресурс] URL: <http://refdb.ru/look/2164627.html> (дата обращения: 25.04.2015)

ЗАВИСИМОСТЬ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭКОНОМИКИ ОТ НЕФТЯНЫХ ДОХОДОВ

И.Н.Валиев, Т.С. Глызина

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Столица Азербайджанской Республики, город Баку быстро изменился из небольшого поселка в процветающий город. Сейчас в мировой нефтедобычи доля Азербайджана чуть больше 1%, тем не менее, изменения в стране заметны невооруженным глазом. Азербайджан является крупным производителем нефти и природного газа. По данным МЭА на 2013 год, Азербайджан располагает 0,6 % доказанных запасов газа в мире и 0,4 % – нефти. Регулирующие функции в нефтегазовой сфере выполняет Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (ГНКАР). В вопросах транспортировки нефти и природного газа Азербайджан придерживается политики многовекторности маршрутов транспортировки.

Государственный нефтяной фонд Азербайджанской Республики был создан указом президента Гейдара Алиева в 1999 году (фактически начал действовать в 2001 году).

Деятельность Нефтяного Фонда направлена на решение важных задач, стоящих перед страной, посредством накопления и рационального управления денежных средств, получаемых в результате выполнения соглашений, заключенных в сфере разведки и разработки нефти и газа и самой деятельности Фонда:

Во-первых, сохранение макроэкономической стабильности в стране, обеспечение финансово-налоговой дисциплины, одновременно уменьшение зависимости от нефтяных доходов и обеспечение развития ненефтяного сектора. Во-вторых, финансирование важных общенациональных проектов в связи с социально-экономическим прогрессом страны. В-третьих, с учетом таких природных ресурсов как нефть и газ, равное распределение получаемого от них дохода среди поколений и накопление запасных денежных средств для будущих поколений

Одним из самых перспективных месторождений является Азери-Чираг-Гюнешли. На данном месторождении сейчас добывается 90% нефти в Азербайджане. Рассмотрим прогноз по уровню добычи энергоресурсов в Азербайджане.

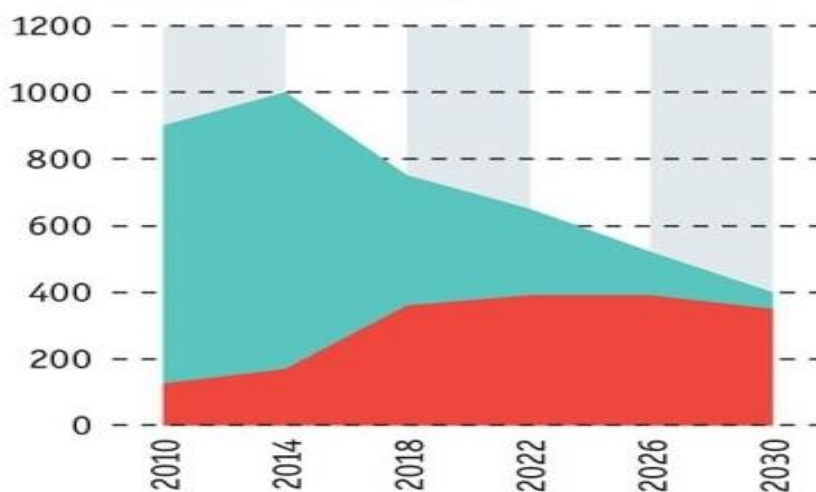


Рис.1 Прогноз по уровню добычи энергоресурсов в Азербайджане

На (рис.1) синим цветом выделены объемы добычи нефти на меторождениях Азери-Чираг-Гюнешли, млн.бarr. в сутки. Красным цветом выделены объемы добычи газа на месторождении Шах-Дених, млн. barr.нефтяного эквивалента в сутки.

В 2011-2013 гг. в Азербайджанской Республике наблюдался пик добычи нефти, и до 2024 года будет происходить её постепенное снижение. Поэтому зависимость бюджета от нефтяного сектора в будущем может стать причиной возникновения проблемы финансирования. Снижение доходов может значительно увеличить дефицит бюджета, и на последующих этапах для восполнения этой пустоты государство может стать перед выбором внешнего долга, либо снижения расходов. Зависимость страны от нефтяного сектора наблюдается и во внешнеэкономической деятельности. В 2008-2011 гг. внешнеторговый оборот Азербайджана увеличился в 7.7 раз, в том числе экспорт – в 13.2 раз, импорта – в 2раза. В настоящее время инвестиции, направленные в нефтяной сектор, составляют 60,1%, а в ненефтяной сектор – 38,9% от общих инвестиций.

Таким образом, краткий анализ экономики Азербайджана дает основание говорить о том, что зависимость экономики от нефтяного сектора возросла.

Отметим, что в последнее время процессы, происходящие в мировой экономике (глобальный финансовый кризис, резкое снижение цены на нефть) указывает на то, что одним из важнейших и актуальных вопросов, стоящих перед правительством, является уменьшение зависимости экономики страны от нефтяного сектора.

В настоящее время основным экспортным нефтепроводом Азербайджана является нефтепровод имени Гейдара Алиева Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД). Строительство трубопровода длиной 1 768 км было завершено в 2005 году. Первая нефть достигла турецкого порта Джейхан 28 мая 2006 года. По информационно-аналитическим материалам МЭА, РЭА, интернет-портала www.azerbaijans.com, сдачи в эксплуатацию БТД по 30 мая 2012 года из порта Джейхан на мировые рынки было отправлено 185,9 млн тонн азербайджанской нефти. Акционерами корпорации БТД, созданной для строительства и эксплуатации нефтепровода, являются компании BP (30,1 %), ГНКАР (25 %), Chevron (8,9 %), STATOIL (8,71 %), ТРАО (6,53 %), Eni (5 %), TOTAL (5 %), ПТОСНУ (3,4 %), ConocoPhillips (2,5 %) и Amerada Hess (2,36 %).

С 2010 года Азербайджан прорабатывает новые маршруты транспортировки природного газа, добываемого на месторождении «Шахдениз-II». В 2010 году в Бухаресте подписан проект AGRI (Azerbaijan – Georgia – Romania interconnector). Проект, преимуществом которого является малое количество стран-транзитеров, считается выгодным маршрутом для выхода на рынки ряда европейских стран. Стоимость проекта AGRI, подразумевающего транспортировку азербайджанского газа через Грузию в Румынию, в зависимости от объема транспортируемого газа составит 2–4 млрд евро. Запланирована транспортировка природного газа в объеме от 2 до 8 млрд куб. м

27 июня 2012 года Президент Азербайджанской Республики и Премьер-министр Турции подписали контракт по Транс-Анатолийскому трубопроводу (TANAP). Контракт предполагает транспортировку в Турцию 16 млрд куб. м природного газа, из которых 6 млрд куб. м будут направлены на обеспечение внутренних потребностей страны, 10 млрд куб. м будут доставлены через турецкую территорию на европейские рынки. Проект TANAP может быть осуществлен за 6 лет и обойдется в 7 млрд долларов. Диаметр трубопровода составит 1,4 м. В 2023 году пропускную мощность трубопровода планируется увеличить до 23 млрд куб. м, а в 2026 году – до 31 млрд куб. м.

К концу 2012 года между Азербайджаном и Консорциумом были достигнуты соглашения относительно мероприятий по стабилизации добычи нефти на месторождениях «АЧГ». Они включали бурение новых эксплуатационных скважин в проекте «АЧГ» и строительство платформы Западный Чираг. Добыча нефти по проекту «АЧГ» в период 2007–2013 годов составляла 75–80% от её добычи в Азербайджане.

Основная проблема в разработке месторождений «АЧГ» — падение дебитов нефти в добывающих скважинах. Для поддержания давления в разрабатываемых пластах в них закачивают попутный нефтяной газ и воду.

Состояние разработки месторождений «АЧГ» представлено на диаграмме.

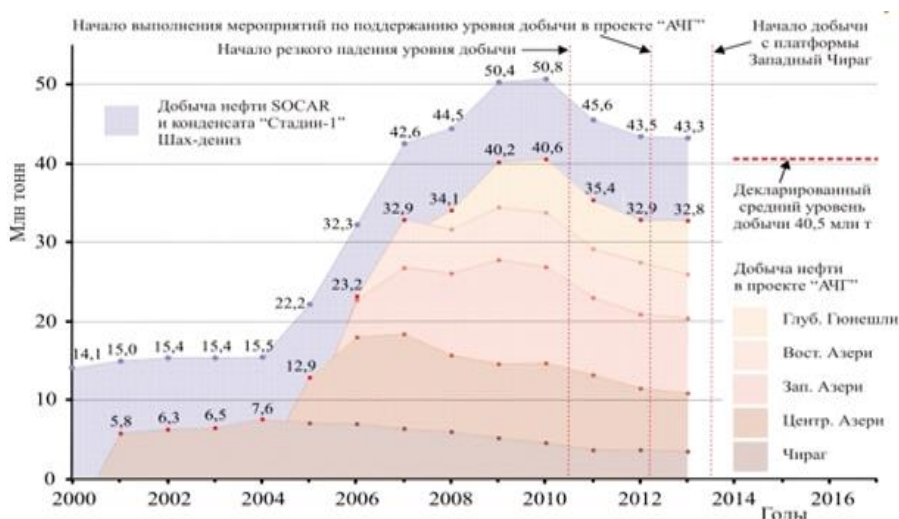


Рис.2 Структура добычи нефти в 2000-2013 г.

В 2013 году по проекту «АЧГ» добыто примерно 32,8 млн т нефти. Операционные затраты Консорциума на промысле составляют примерно \$760 млн. Это стоимость 1,0 млн т нефти. Итого, стоимость всей прибыльной нефти \$23,5 млрд. Из них Консорциум получил \$7,1 млрд (BP — \$2,2 млрд), Азербайджан — \$16,4 млрд.

Чтобы уменьшить зависимость экономики страны от нефтяного сектора целесообразно осуществление следующих мероприятий:

1) Повысить эффективность туристического потенциала в стране. Несмотря на то что в стране увеличилось число туристических предприятий, ассортимент предлагаемых туристических продуктов отстает от мировых стандартов. Для развития туристического сектора необходимо принятие ряд мер:

- довести существующие туристические объекты до уровня международных стандартов;
- подготовить и внедрить прогрессивные методы и стандарты в области туристических услуг;
- расширить международные сотрудничества в подготовке кадров со странами, имеющими богатый опыт в области туризма;

2) Создать агентства, играющие роль посредника в привлечении зарубежных инвесторов. Основная задача для создания агентств – установить контакты с зарубежными инвесторами, которые желают вложить инвестиции в страну, оказать содействие в налаживании связей для выхода местных компаний на зарубежные страны.

3) Определить направления развития ненефтяной промышленности. Для этого необходимо:
– восстановить существующие в стране отрасли промышленности и создание новых предприятий;
– подготовка квалифицированных кадров;

Таким образом, вышеприведенный анализ позволяет сделать вывод, что сегодня Азербайджан выделяется уровнем зависимости экономики от нефтяного сектора.

В настоящее время правительство реализует различные программы и концепции, связанные с более эффективным использованием запасов в нефтяном секторе. Повышение эффективности нефтедобычи, эффективная эксплуатация новых месторождений, применение инноваций в добывающей промышленности являются одними из основных задач. Важными условиями для достижения поставленных целей является полное использование всех экономических, социальных и политических ресурсов, создание условий для усиления потенциала республики.

Литература

1. Статистические показатели Азербайджана 2013. Статистический сборник: – Баку, 2013.
2. Пашаджанов А.А. Уменьшения зависимости Азербайджанской экономики от нефтяных доходов в современных условиях // Российское предпринимательство, 2011. — № 5 Вып. 2. — С. 189-195.
3. С.И. Чернявский Десять лет истории Азербайджана [Электронный ресурс] 2003-2013 годы: монография / С.И. Чернявский. – М.: ФЛИНТА, 2013. – 416 с.
4. РБК. Азербайджан, нефть, сверхдоходы, инвестиции, бюджет [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://rbcdaily.ru/magazine/business/562949988484706> (дата обращения: 12.12.2014)
5. Нефтяная стратегия. Государственный Нефтяной Фонд Азербайджанской Республики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.azerbaijans.com/content_780_ru.html (дата обращения 17.12.2014)
6. http://www.oilfund.az/az_AZ/about_found/struktur.asp

ПРОЕКТНЫЕ РИСКИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В.Р. Воробьева

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Идентификация и анализ риска имеют чрезвычайно важное значение в качестве необходимого управления стадии принятия решений в нефтяной промышленности. Под определением анализа рисков следует понимать такие факторы как выявление, определение специфичности, выделение особенностей реализации, в том числе определение размеров потенциальных экономических ущербов. Серьезной проблемой является изучение изменений в риске с течением времени, а также степень родства различных факторов риска. Без анализа рисков не возможно обеспечить эффективное и целевое управление рисками.

Государство при рыночной экономике не несет ответственности по обязательствам предприятия. Владельцы ответственны за неэффективное использование ресурсов, руководства и персонала предприятия. Работа любого предприятия, в том числе нефти и газа, в рыночной среде подвергается многим рискам. Одни из которых являются общими для предприятий в различных отраслях промышленности, другие из них характеризуются специфическими особенностями отрасли. Цель оценки рисков, дать как можно больше необходимой информации для потенциальных партнеров, чтобы они могли на основании этих данных принять те или иные целесообразные решения об участии в проекте и заблаговременно предпринять меры по защите от возможных финансовых убытков.

Особенности перехода к экономике, организованной на основе рыночной саморегуляции, и меняющиеся условия внешней и внутренней среды отраслей, а так же отдельных компаний, требуют постоянного совершенствования методов оценки и экспертизы инвестиционных проектов.

Риск это вероятность неблагоприятной ситуации и ее последствий в ходе реализации проекта. Часто предприятия подвергаются риску потери части ресурсов, неполучении доходов, появлении дополнительных расходов, не входящих в планируемые. Наличие риска понижает эффективность проекта, и, следовательно, процент эффективности инвестиционного портфеля целиком.

Другие отрасли промышленности, в отличие от нефтяной и газовой, не имеют такого количества специфических особенностей как:

- высокие зависимость и критерии экономической эффективности экологических условий, уровня использования проверенных и извлекаемых ресурсов углеводородов;
- изменение структуры масштабных инвестиций, увеличение репродуктивной промышленности для компенсации снижения запасов на старых месторождениях;
- нефтяные проекты долгосрочной перспективы;

- высокая капиталоемкость добычи нефти, потребность в больших начальных инвестициях, длительный период восстановления первоначального капитала и другие.

Разработка дизайна нефтяных и газовых месторождений основывается на геолого-геофизической информации об объекте. В начале любого проекта, этой информации никогда не хватает, что приводит к неопределенности в принятии инвестиционных решений в условиях риска. Эти особенности нефтегазовой промышленности оказывают влияние на формирование проектных рисков. Инвестиционные проекты есть все виды рисков. Кроме того, в нефтяной и газовой промышленности есть конкретные типы, такие как риск неразведанных месторождений, риск открытия убыточных месторождений, связанные с неточными определениями геолого-промысловых характеристик объекта разработки, связанные с условиями завершения продаж проекта. В нефтяной и газовой промышленности также высока вероятность риска, связанного с возникновением форс-мажорных обстоятельств.

Проект охватывает три различных периода, которые непосредственно связаны с достижением КПД[1], рассчитанные для общей оценки риска проекта, выделяют риск на каждом этапе отдельно. Реализация любого проекта включает в себя прохождение им последовательности шагов, в том числе подготовительных, инвестиционных (строительство зданий, приобретение и монтаж оборудования) и в рабочем состоянии.

Первым объектом оценки рисков, являются в разработке списка (спецификации) риски[3]. Вторая задача - определение удельного веса каждого из рисков во всей их полноте. Эта оценка может быть проведена на основе экспертных оценок.

Каждый специалист, работающий самостоятельно, предоставляет список рисков на всех этапах проекта и предлагает оценить вероятность их возникновения, руководствуясь следующей рейтинговой системой:

0 - не существует риска;

25 - Ситуации риска не может произойти;

50 - о возможности ситуации риска ничего определенного нельзя сказать;

70 - Ситуации риска могут произойти;

100 - опасные ситуации обязательно придет.

Тогда подвергаются испытаниям для оценки их двух противоречивых правил:

I. Максимальная допустимая разница между оценками двух экспертов по любому фактору (не превышающая 50), что исключает допустимые различия в оценках экспертов, вероятность индивидуальной оценки риска:

$$\max|a_i - b_i| \leq 50 \quad [5],$$

где a_i и b_i оценки двух экспертов

II. Весь набор рисков должен быть согласован мнением всех экспертов; если мнения экспертов расходятся, различия суммируются по модулю и результат делится на количество проектных рисков.

Нефть и нагнетательные скважины занимают наибольший удельный вес в составе основных средств и нефтегазовых компаний имеют прямое влияние на эффективность добычи нефти. В настоящее время многие нефтяные компании сталкиваются с проблемой добурения проекта скважин на месторождениях с целью разработки остаточных запасов и достигнуть утвержденных значений коэффициента извлечения нефти. Еще одна частая причина добурения - недостаток финансовых ресурсов.

Строительство новых скважин обходится дорого. Средняя стоимость скважины в ценах 2004 года составляет около 7 млн.рублей[4]. Такие высокие затраты, конечно, должны быть поддержаны соответствующими экономическими расчетами, принимая во внимание все риски, связанные с некоммерческими организациями. Любое событие, особенно крупное, требует значительных инвестиций, которые должны быть соизмеримы с доходами, полученными в будущем.

Анализируя риски на местном уровне, следует принимать во внимание политическую ситуацию в стране, оценки рисков, связанных с терроризмом. Данные показывают достаточно высокий уровень страха экспертов в оценке этих рисков.

Технические специалисты риска оцениваются практически то же самое. Это опасное явление выделение газа, и возможность разлив вполне вероятно, в ходе операции также. Тем не менее, превентивные меры, предпринятые привело к оценке этих рисков, как маловероятно.

После определения вероятности для простого проектных рисков проводится оценка интегрального риска целый портфель. Чтобы сделать это, вы должны сначала сделать оценку для каждого из этапов предварительной рассчитать простую риск. Например, на этапе эксплуатации - финансовой, экономической, технической, социальной, социально-экономических и опасно.

Для каждого риска может быть разработана собственная система весов. Это предполагает, что все риски, связанные с таким же приоритетом имеют одинаковый вес.

В России в настоящее время нет последовательной теории оценки проектных рисков, весь анализ основывается на обобщении практических результатов, а отечественной практики инвестиционной деятельности в условиях рыночной экономики не хватает. Поэтому, рекомендуется использовать комплексный подход к оценке рисков инвестиционных проектов. Это позволит использовать различные подходы и методы устранения недостатков, и путем сравнения результатов, полученных разными методами, принять более обоснованное решение.

Учитывая существующие и новые проекты по добыче нефти и газа, компании принимают решения о дальнейшем пути развития, основываясь на вероятностных методах анализа инвестиционных проектов и связанных с ними рисков.

Реальные опционы являются важным инструментом для стратегического и финансового анализа, традиционные подходы, такие как расчет ЧДД. Это своего рода наглядная презентация корпорации, так как данный портфель имеет определенный индикатор ЧДД, который создает статическую картину инвестиций и инвестиционных возможностей.

Литература

1. Булатов А.И. Долгов С.В. Спутник буровика (2 тома) – М.: Недра, 2006.
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин- Терминологический словарь: Справочник, 2007.
3. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 2005.
4. Журналы Бурение и нефть, Нефтегазовое хозяйство 2010-2012г.г.
5. Тенденции реального сектора в экономике [Электронный ресурс].- Режим доступа: http://www.budgetrf.ru/Publications/mert_new/2012/MERT_NEW201209281117/MERT_NEW201209281117_p_005.htm -, свободный.
6. Официальный сайт ОАО «НК «Роснефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
7. Официальный сайт ОАО «Газпром нефть». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/>, свободный – Загл. с экрана.

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

Р.Р. Галимуллин

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Время, которое может проработать скважина, с каждым годом постепенно уменьшается, начиная со дня ее запуска. Требуется разработать и внедрить новую инновационную технологию, которая будет наименее затратной и максимально выгодной для предприятия. Нефтяные компании уделяют значительное внимание инновационным решениям. В частности, ОАО «Томскнефть» ВНК ежегодно применяет новые экономичные методы для увеличения срока службы скважин на своих месторождениях.

В настоящее время ОАО «Томскнефть» ВНК эксплуатируется 21 месторождение. Месторождения «Томскнефти» являются одними из старейших в стране. Для них характерна высокая степень выработанности и обводненности. Одним из самых крупнейших месторождений в ОАО «Томскнефть» ВНК является Советское месторождение, которое было открыто в 1962 г. и введено в эксплуатацию в 1966 г.

Самая старая работающая скважина ОАО «Томскнефть» ВНК находится на Советском месторождении (Александровский район). Скважина под порядковым номером 27Р проработала уже 48 лет (является абсолютным рекордом для предприятия) и на сегодняшний день дает около 7 тонн нефти в сутки.

Инновации используются во всех сферах производственной деятельности: от транспорта нефти до уборки помещений. При этом основная масса нововведений сосредоточена в сфере добычи нефти и направлена на оптимизацию процесса и снижение себестоимости. Для уменьшения затрат, увеличения срока наработки на предприятии применяется новое коррозионностойкое, износостойкое оборудование, которое позволяет увеличить межремонтный период.

В настоящее время в нефтяной компании «Томскнефть» реализуется пилотный проект «Белая скважина». Название "Белая скважина" исходит из того, что пилотные установки выполнены сплавом, состоящим из хрома, который в чистом виде является белым. Этот проект был внедрен в середине 2013 года. Сущность проекта состоит в применении внутри скважины оборудования с различными прочностными характеристиками, которое позволяет исключить отказы в работе скважины за весь указанный срок. У насосно-компрессорных труб (НКТ) – это подвеска, а для погружного оборудования - электродвигатель, насос и кабель. Добавка позволяет защитить «железо» от коррозии. В двух скважинах на Северном месторождении оборудование работает без отказов уже почти год. Еще пять комплектов планируют использовать на Лугинецком месторождении. Эти месторождения выбраны не случайно: они относятся к категории сложных, с агрессивной средой. Обычные трубы там приходят в негодность через шесть месяцев. На сегодняшний день две «белые скважины» исправно работают на таком достаточно сложном месторождении, как Северное. В 2015 году проект завершится и будут сделаны окончательные выводы по дальнейшему использованию этих технологий в целях увеличения наработки и продления межремонтного периода.

Преимуществом проекта «Белая скважина» является уникальность для отечественного рынка топливно-энергетического комплекса в силу своего комплексного подхода к добывающим предприятиям. Эффект синергии, который достигается благодаря набору активов в группе, позволяет клиенту существенно экономить на обслуживании скважин, повышая ее рентабельность. При этом приоритетным направлением реализации проекта является сложный фонд скважин, с повышенным содержанием солей и иных отложений.

На данный момент у него не наблюдается существенных недостатков, которые могли бы привести к отказу от данного инновационного решения.

В результате реализации проекта срок службы в агрессивной среде оборудования, изготовленного из металла с 3-процентным включением в его состав хрома, по прогнозным оценкам, увеличивается с года до двух лет.

Другим инновационным решением для увеличения срока службы скважин в ОАО «Томскнефть» ВНК стало использование импортных труб НКТ с повышенным содержанием хрома. Их применение на Чкаловском месторождении позволило увеличить наработку скважинного оборудования в четыре раза. На данный момент оборудование работает без сбоев, и дает положительный экономический эффект.

Таким образом, от реализации данных инновационных решений достигается следующий экономический эффект: в компании «Томскнефть» ВНК в 2013 по управлению добычи нефти и газа за счет внедрения новых технологий и оборудования было сэкономлено свыше 50 миллионов рублей, а прибавка в добыче нефти составила 15 тысяч тонн.

На данный момент показатель средней наработки оборудования на отказ уже превышен в 1,5 раза.

Эти технологии в последствии можно применять на новых месторождениях Западной Сибири, которые к времени их освоения уже будут проверены на практике.

Литература

1. Афанасьева В. Я., Линник Ю. Н., «Нефтегазовый комплекс: производство, экономика, управление», 2014.
2. «www.tomskneft.ru» - Официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК
3. Жильцов В.В. «Информационные технологии в проектировании скважины» 2013 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://books.academic.ru/book.nsf/56948768/%D0%98%D0%BD%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5+%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8+%D0%B2+%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B8+%C2%AB%D0%B8%D0%BD%D1%82%D0%B5%D0%BB%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%83%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D0%B9%C2%BB+%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D1%8B>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

Т.С. Глызина, И.Е. Чаплин

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в трубопроводном транспорте нефти уделяется весьма колоссальное внимание вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережением. Можно заметить, что в настоящее время актуальной темой большинства исследований является анализ эффективности использования существующих, а также разработка и внедрение новых, более современных энергосберегающих технологий. Связано это с тем, что потребление энергетических ресурсов с каждым годом не уменьшается, а цена на них только непрерывно растет, а большие расходы на энергетические ресурсы вынуждают повышать себестоимость продукции. Чтобы избежать этого, необходимо проводить модернизацию производственных процессов с внедрением энергосберегающих технологий.

Одним из способов решения данной проблемы в трубопроводном транспорте нефти является применение противотурбулентных присадок (ПТП), которое является целесообразным при решении следующих задач [1]:

- снижение энергопотребления без изменения производительности магистрального нефтепровода (МН);
- увеличение пропускной способности без необходимости возведения лупингов, дополнительных нефтеперекачивающих станций;
- повышение надежности эксплуатации магистрального нефтепровода в связи с уменьшением рабочих давлений при неизменной производительности магистрального нефтепровода;
- снижение давления для проведения ремонтных работ без остановки перекачки при неизменной производительности.

Целью данной работы является определение экономической эффективности технологического процесса перекачки нефти с ПТП, которая может быть получена в двух случаях:

1) за счет увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода. В этом случае экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти будет определяться увеличением массы перекаченной нефти без увеличения выходного давления на нефтеперекачивающей станции на лимитирующем участке;

2) за счет перекачки нефти со снижением рабочего давления при постоянном объеме, например, при проведении ремонтных работ. В этом случае экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти будет определяться снижением энергопотребления при неизменной пропускной способности магистрального нефтепровода.

Промышленное применение ПТП при перекачке нефти на конкретном участке трубопровода должно быть основано на технико-экономических исследованиях, учитывающих стоимость и эксплуатационные свойства применяемых ПТП, подтвержденных результатами опытно-промышленных испытаний на этом же трубопроводе. [2]

Определим экономическую эффективность технологического процесса перекачки нефти с ПТП «FLO МХА» для обоих случаев применительно к конкретному участку магистрального нефтепровода, параметры которого, необходимые для данного расчета, отражены в таблице 1.

Таблица 1

Технико-экономические параметры МН и ПТП

Протяжённость участка магистрального нефтепровода, км	Стоимость ПТП «FLO МХА», тыс. руб./т	Массовая доля ПТП, ppm	Тариф на перекачку нефти, руб./т·км	Тариф на потребляемую электроэнергию, руб/кВт·ч	Капитальные затраты на оборудование по вводу ПТП, млн. руб.	Нормативное число часов работы трубопровода в год с ПТП, ч
133,634	14	2,8	0,274086	1,027	5,2	8400

Пример 1.

Экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти будет определяться увеличением массы перекаченной нефти без увеличения выходного давления на нефтеперекачивающей станции на лимитирующем участке. Принимаем, что масса перекаченной нефти без использования ПТП равна 50 млн.т. и что масса перекаченной нефти при использовании ПТП увеличивается на 4 млн.т. Дополнительные затраты, связанные с применением ПТП, будут складываться из затрат на приобретение ПТП, затрат на оборудование по вводу ПТП и затрат на дополнительную электроэнергию, потребляемую оборудованием по вводу ПТП.

Таким образом, экономический эффект применения ПТП будет определяться как дополнительная тарифная выручка за перекачку дополнительного объема нефти составляющая 83 млн. руб. за вычетом дополнительных затрат, связанных с применением ПТП, которые составили 11 млн. руб.

В этом случае экономический эффект применения ПТП составит 72 млн. рублей в год.

Пример 2.

Экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти будет определяться снижением энергопотребления при неизменной пропускной способности магистрального нефтепровода, принятой как и в 1 случае 50 млн. т./год.

В данном случае экономический эффект определяется разностью затрат на перекачку нефти без применения ПТП и затрат на перекачку с применением ПТП, что способствует снижению энергопотребления и увеличению дополнительных затрат, связанных с применением ПТП. В этом случае экономический эффект применения ПТП составит 5,7 млн. рублей в год.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение ПТП «FLO МХА» при перекачке 50 млн.т. нефти по магистральному нефтепроводу протяженностью 133,634 км, позволит увеличить объем перекаченной нефти на 4 млн.т. и тем самым увеличить прибыль на 71 млн. рублей в год. Также применение ПТП «FLO МХА» при перекачке нефти со снижением рабочего давления, например, при проведении ремонтных работ, позволяет перекачать тот же объем нефти, но с меньшими затратами электроэнергии, что позволяет достичь экономического эффекта в размере 5,7 млн. рублей в год.

Литература

1. Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинов Е.С., Бархатов А.Ф. Особенности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013. – №3. - С. 12-17.
2. Настепанин П.Е., Бархатов А.Ф. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2014. – №3. - С. 18-26.

СИСТЕМЫ МОТИВАЦИИ ТРУДА ПЕРСОНАЛА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Е.А. Гончаров

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность темы связана с необходимостью разработки эффективной модели мотивации персонала для повышения производительности труда и эффективности системы управления организацией в целом.

К сожалению, несмотря на динамичное развитие нефтегазовой промышленности, нефтегазовая отрасль испытывает ряд проблем, одна из которых связана со значительным изменением кадрового состава в организации. В первую очередь, это обусловлено высокой текучестью кадров (Таблица 1)[1].

Таблица 1.

Показатели движения персонала в нефтегазовой отрасли РФ за период с 2008 по 2013 гг [2].

Наименование показателя	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Среднесписочная численность работников (тыс. чел.)	516,45	500,7	508,2	484,9	477,7	465,6
Принято на работу (тыс. чел.)	246,3	207,8	204,3	128,5	160,5	177,4
Выбыло работников (тыс. чел.)	261,7	205,9	232,8	193,5	171,4	171,4
Коэффициент полного оборота (%)	98,4	82,6	86,0	066,4	69,5	74,9
Коэффициент оборота по приему (%)	47,7	41,5	40,2	26,5	33,6	38,1
Коэффициент оборота по выбытию (%)	50,7	41,1	45,8	39,9	35,9	36,8

Как видно из таблицы, коэффициент текучести кадров на предприятиях нефтегазовой промышленности чрезвычайно высок. В среднем за период коэффициент составляет 41,7%. Однако, данный показатель имеет тенденцию незначительного снижения (с 50,7% в 2008 году показатель снизился до 36,8% к 2013 году).

В настоящее время существует ряд основных причин, которые связаны с добровольным увольнением сотрудников из организации:

1. Недовольство работников продолжительностью рабочего дня. Как правило, на предприятиях нефтегазовой отрасли 12-часовой рабочий день.

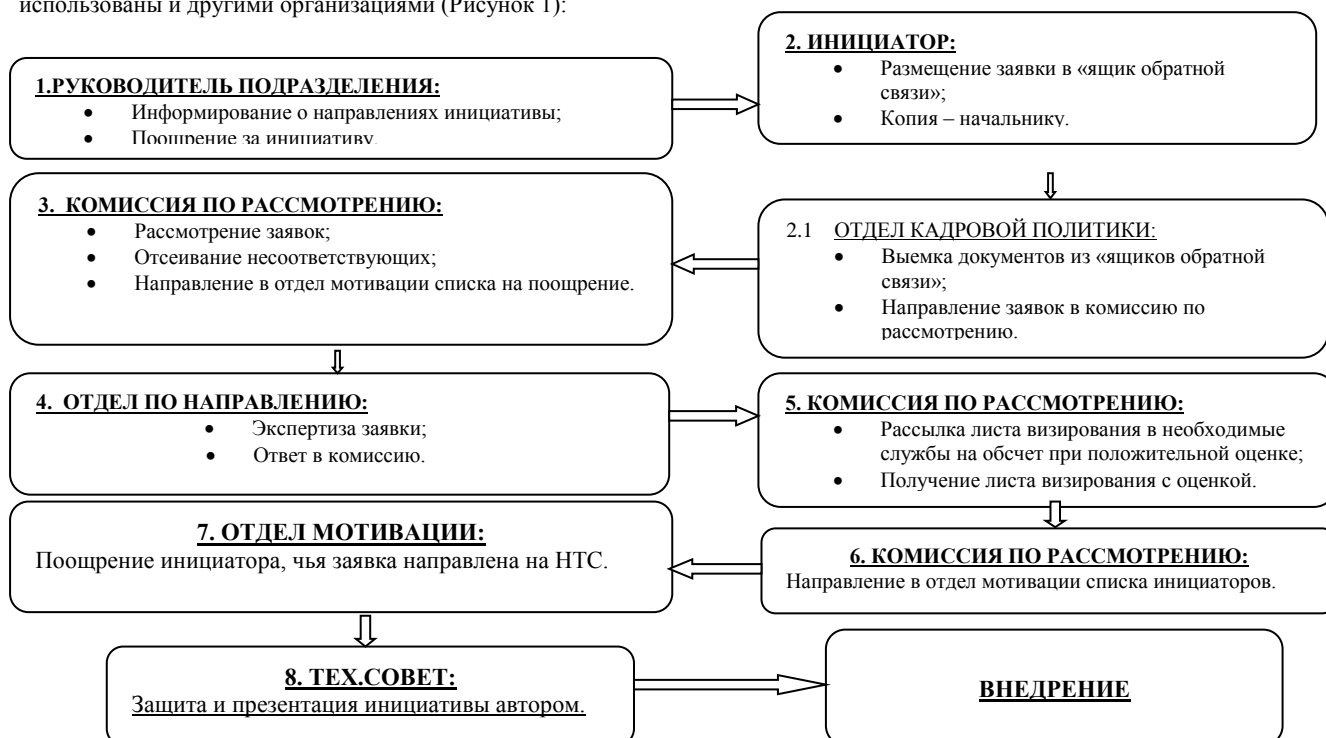
2. Корпоративная культура, предполагающая жесткую дисциплину и соблюдение предписаний как в выполнении трудовых обязанностей и ведении дела, так и во внешнем виде, манере общаться и жизненных ценностях. В таких условиях сложно достичь самовыражения [4].

Так же можно выделить и положительные стороны системы мотивации персонала, например высокие ставки оплаты труда, регулярность выдачи заработной платы, применение комплексной социальной системы [1].

В последнее время в нефтегазовых организациях внедряли систему стимулирования творческой инициативы сотрудников. Проведены научно-технические конференции молодых специалистов, в которых участники представляют инновационные проекты с целью дальнейшего внедрения их в производство [3]. Инициативы сотрудников поддерживаются и поощряются.

Кроме того, разрабатываются комплексные программы, ориентированные на создание в организациях инновационного климата, благоприятствующего свободному, творческому поиску и реализации нововведений.

Можно выделить в комплексных программах следующие интересные моменты, которые могут быть использованы и другими организациями (Рисунок 1):



Инициативное предложение может быть подано любым работником организации по установленной форме с кратким описанием нововведения, его целесообразности, в двух экземплярах. Один экземпляр заявки инициативного предложения инициатор помещает в «ящик обратной связи», второй экземпляр передает начальнику подразделения, в котором работает, для сведения.

3. Выемка документов из «ящика обратной связи» производится еженедельно сотрудниками отдела кадровой политики, которые передают указанные документы в комиссию по рассмотрению, в которую входят: заместитель директора по кадровой политике и правовому обеспечению, финансовый директор, технический директор.

3. При поступлении в комиссию заявки на инициативное предложение регистрируются, рассматриваются, выявляется направление инициативного предложения:

- экономия ресурсов (денежных, материальных, трудовых);
- внедрение механизмов и приспособлений, облегчающих труд;
- улучшение рабочих процессов;

Заявки на инициативное предложение направляются для рассмотрения начальникам отделов, где может быть внедрено инициативное предложение, для проведения экспертизы и анализа целесообразности внедрения. Комиссией формируется список данных инициаторов и направляется в отдел мотивации персонала для поощрения инициатора.

4. Отдел, в который была направлена заявка, в двухнедельный срок проводит экспертизу заявки, формирует ответ в комиссию по рассмотрению на целесообразность (нецелесообразность) внедрения инициативы.

5. В случае признания целесообразности внедрения инициативы, комиссия по рассмотрению формирует лист визирования с включением в него необходимых заинтересованных во внедрении подразделений.

6. При согласовании заявки необходимыми подразделениями комиссия по рассмотрению готовит материалы по данной инициативе для обсуждения на научно-техническом совете, о чем уведомляет инициатора до начала совета.

7. Комиссия по рассмотрению формирует список инициаторов в отдел мотивации персонала, направленное для обсуждения на научно-технический совет.

8. Инициатор (или группа инициаторов) в установленный срок подготавливает презентацию с обоснованием целесообразности внедрения инициативы на научно-техническом совете.

Вышеуказанный комплекс мероприятий, позволит повысить трудовое стимулирование работников, таким образом, предоставит возможности продвижения по службе наиболее инициативным работникам, приумножит их роль в участии в управлении предприятием.

Таким образом, внедрение программ по совершенствованию систем мотивации персонала, увеличат эффективность деятельности организации, помогут внедрить проактивную политику в отношении персонала и оставаться нефтегазовым предприятиям одними из самых привлекательных работодателей на рынке.

Литература

1. Levine Bridge: Нефтегазовая отрасль. – URL: <http://www.levinebridge.com/ru/practice/oilandgas> (дата обращения: 19.12.2013).
2. Российский статистический ежегодник: Прием и выбытие работников по видам экономической деятельности / В.Л. Соколин и др. – М., 2006–2013. – 161 с.
3. Литти С. Return mobile идей: материальное стимулирование // Справочник по управлению персоналом, 2012. – № 8.
4. Самые распространенные причины увольнения. – URL: optelov.org/samye-rasprostranennye-prichiny-uvolneniya/

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Ю.А. Горн

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

30 июля 2014 года были введены ограничительные политические и экономические меры, в отношении России и некоторых российских граждан и компаний, которые, по мнению международных организаций и отдельных государств, имеют отношение к дестабилизации ситуации на Украине. 12 сентября санкции были ужесточены, введения ряда новых ограничений.

В результате введенных санкций западные компании не могут оказывать российским структурам нефтесервисные услуги. Так же установлен запрет на инвестирование инфраструктуры и оказание страховых услуг, запрещен ввоз оборудования и технологий для добычи углеводородного сырья. Под санкции попали крупные нефтегазовые компании, ООО «Трансойл», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть».

В ответ на ограничения, органы государственной власти РФ и крупные компании проводят планомерные работы в области импортозамещения. Комиссию по проблемам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности, возглавляет Президент России В.В. Путин. Министерство промышленности и торговли РФ совместно с Министерством энергетики РФ подготовили программу по импортозамещению в нефтяной отрасли России. По мнению некоторых специалистов, зависимость

нефтяных компаний России от импорта носит критический характер. С учетом скрытого импорта часть импортного оборудования и обеспечения в общем составляет 80%. А по отдельным позициям, таким как оборудование для шельфовых проектов или программное обеспечение, достигает 90%, данная тенденция хорошо видна на рисунке 1. Наибольшая зависимость нефтегазовых компаний заметна от импорта насосно-компрессорного оборудования, оборудования для геолого- и сейсморазведки, программно-аппаратных комплексов и систем автоматизации, оборудования и технологий для морского бурения. [2]

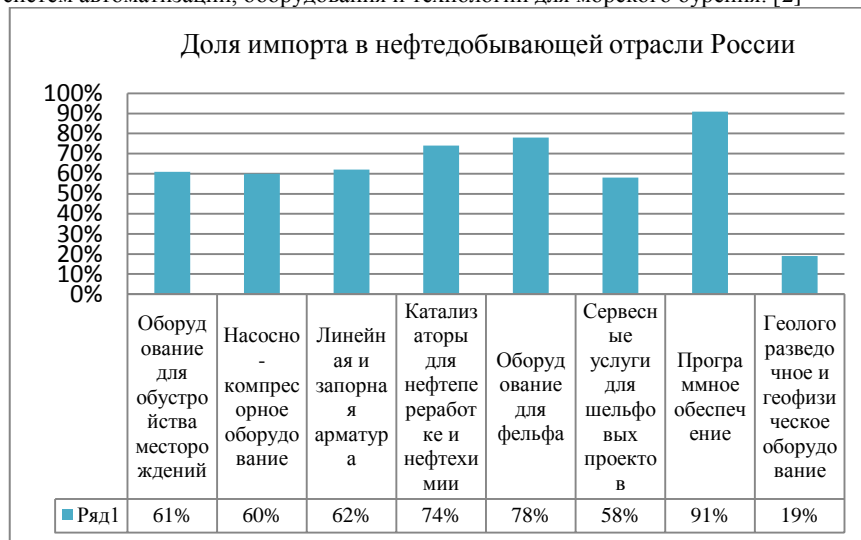


Рис. 1 - Доля импорта в нефтедобывающей отрасли России [6]

18 декабря 2014 года Европейский союз ввел санкции против Крыма, запретив экспорт товаров и технологий для разведки и добычи нефти и газа.

В настоящее время, согласно прогнозам союза производителей нефтегазового оборудования, из 45 категорий можно будет заменить только 5: системы очистки бурового раствора, фонтанную арматуру для обустройства скважин, бурильные и породоразрушающие инструменты, присадки для производства нефтепродуктов, оборудование для транспортировки СПГ. [1]

Те страны, которые не вводили санкции против России, могли бы прийти на помощь российским компаниям, как альтернативные зарубежные поставщики. В документах Министерства промышленности и торговли РФ, говорится о поставщиках из Китая, Южной Кореи, Сингапура, Индии, стран Латинской Америки. Необходимое оборудование также есть в Объединенных Арабских Эмиратах, Саудовской Аравии и Израиле, однако эти страны не могут быть альтернативными, так как они поддерживают санкции против России.

Министерство промышленности и торговли РФ подготовило список зарубежных организаций, которые могли бы быть на месте американских и европейских поставщиков. В нем упоминаются три компании из Южной Кореи (Daewoo, LHE и KwangShin), которые могли бы выступить поставщиками компрессоров и пластинчатых теплообменников, по одной компании из Индии (Indore Composite), которые могли бы поставлять реагенты, Белоруссии (компания "Нафтан") могли бы выступать поставщиками присадок и Сингапура (NuStar) как поставщик подводного оборудования. [4]

Китайские производители занимают большинство позиций в качестве альтернативных поставщиков, в общей сложности этот список насчитывает несколько десятков компаний. Но в настоящее время сложилась ситуация, когда российская валюта потеряла половину своей стоимости по отношению к доллару, что делает невыгодным импорт нефтегазового оборудования из Китая. Таким образом, у российских заводов по производству нефтегазового оборудования появляется возможность расширения своей доли на рынке.

Нефтегазовые компании так же разрабатывают и реализуют программы по импортозамещению. Компания ООО «Газпром комплектация» реализует программу содействия ОАО «Газпром» российским предприятиям в освоении новых видов продукции в рамках программы импортозамещения. Сформированы совместные рабочие группы, призванные содействовать максимальному использованию научного, технологического и производственного потенциала регионов России в интересах развития нефтегазовой отрасли. Планируется продолжить работы по созданию отечественных аналогов, начатые на российских предприятиях в предыдущие годы, а также привлечь научно-производственный потенциал ранее незадействованных предприятий. [3]

Совместные усилия предприятий в нефтегазовой отрасли и представителей власти смогут привести к реализации оптимальной программы по импортозамещению в российской промышленности. Это могло бы оказать положительное влияние на внутренний рынок страны, стимулируя развитие российской нефтегазовой отрасли и поднять её на качественно новый уровень, что привело бы к росту общей конкурентоспособности отечественных предприятий. Сегодня необходимо опираться на внутренние источники, поставщиков оборудования из России.

Литература

1. Союз производителей нефтегазового оборудования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://www.derrick.ru/>
2. Министерство промышленности и торговли РФ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://minpromtorg.gov.ru/>
3. ООО «Газпром комплектация». [Электронный ресурс]. – Режим доступа. http://komplektatsiya.gazprom.ru/about/working/import_substitution/
4. РБК ежедневная деловая газета. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://www.rbcdaily.ru/industry/562949992671578>
5. Газета.ru. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://www.gazeta.ru/business/2014/09/12/6211749.shtml>
6. Доля импорта нефтегадобывающей отрасли России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. http://yandex.ru/images/search?text=%D0%B4%D0%BE%D0%BB%D1%8F%20%D0%B8%D0%BC%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82%D0%B0%20%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B5%D0%B4%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D0%B2%D0%B0%D1%8E%D1%89%D0%B5%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BB%D0%B8%20%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8&img_url=http%3A%2F%2Fwww.tru.st.ua%2Ffiles%2Fphoto%2Fsource%2F000042872-dolya-importa-v-neftedobyvayuschej-otrasli-rossii.jpg&pos=0&rpt=simage&uinfo=sw-1680-sh-1050-ww-1630-wh-884-pd-1-wp-16x10_1680x1050&pin=1

МЕТОДЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ

И.С. Гривцова, Т.С. Глызина

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Долгосрочные программы развития ОАО «АК «Транснефть» одной из основных целей предполагают развитие, техническому перевооружение, а также ремонт объектов системы магистральных трубопроводов. В 2014 году было заменено 1,5 тыс. км трубопровода и еще 700 км составило новое строительство [1]. Финансирование деятельности компании включает как заемные, так и собственные источники. Немаловажный фактор, который влияет на величину прибыли компании, представляет собой действующие тарифы на перекачку нефти и нефтепродуктов.

Цель исследования – рассмотреть методы формирования тарифов на транспортировку нефти магистральными трубопроводами.

Материалы и методы исследования

Объектом данного исследования выступили действующие тарифы на услуги по транспортировке нефти.

Результаты исследования и их обсуждение

Российское законодательство в сфере тарифообразования выделяет три уровня нормативных документов, регулирующих область транспортировки нефти магистральными трубопроводами:

- уровень федеральных законов;
- уровень подзаконных актов;
- уровень ведомственных методических документов органа регулирования естественных монополий – Федеральной службы по тарифам.

Рассмотрение вопроса о правовом регулировании тарифа на транспортировку нефти следует начать с Федерального Закона от 17 августа 1995 года №147 «О естественных монополиях». Данный закон относит деятельность по транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам (МН) к естественной монополии. В соответствии со ст. 6 ФЗ «О естественных монополиях» в ведении Правительства РФ находится утверждение порядка государственного регулирования тарифа на услуги предприятий-монополистов, правил государственного регулирования, а также перечня субъектов, относимых к естественным монополиям, стоимость услуг которых подлежат государственному регулированию.

Деятельность по установлению тарифа либо его предельного уровня на услуги по транспортировке нефти и нефтепродуктов осуществляется на федеральном уровне и находится в ведении Федеральной службы по тарифам.

Основным подзаконным актом является Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2007 г. № 980 «О государственном регулировании тарифов на услуги субъектов естественных монополий по транспортировке нефти и нефтепродуктов». Оно устанавливает «Правила государственного регулирования тарифов или их предельных уровней на услуги субъектов естественных монополий по транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам», а также «Перечень услуг субъектов естественных монополий в сфере транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, тарифы на которые регулируются государством».

На уровне ведомственных методических документов сфера транспортировки нефти регулируется Положением об определении тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам, утвержденным приказом ФСТ от 17 августа 2005 года №380-э/2. Согласно Положению транспортировка нефти представляет собой процесс ее перемещения по магистральным трубопроводам и включает в себя такие операции, как:

- перекачка нефти по магистральному трубопроводу;
- выполнение заказа и диспетчеризация поставок нефти;

- перевалка, слив/налив, прием/сдача нефти.

Величина тарифа на транспортировку нефти рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{(тариф)}} = ТВ_{\text{(тарифная выручка)}} / \Gamma_{\text{(грузооборот)}}, \text{ где}$$

ТВ – объем средств, который необходим для работы ОАО «АК «Транснефть» в течение года;

Г – оборот транспортируемой нефти, который формируется по заявкам компаний, добывающих нефть.

В работе были рассмотрены следующие методы установления тарифа на транспортировку нефти:

- а) метод экономически обоснованных расходов (Затраты +);
- б) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала (РАВ);
- в) метод индексации тарифов.

Метод Затраты +

Правилами государственного регулирования тарифов при расчете тарифа по этому методу и оценке обоснованности расходов предприятия, закладываемых в тариф, учитываются следующие факторы:

- прогнозируемая прибыль субъекта естественной монополии от услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов;
- их потребность в средствах с целью развития производства, выплаты дивидендов и уплаты процентов по заемному капиталу;
- прогнозируемые индексы изменения цен на товары, работы или услуги, которые потребляются для оказания услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов;
- возможные капитальные вложения субъекта естественной монополии, а также источники их финансирования;
- прогнозный показатель инфляции на период действия рассчитываемого тарифа.

Базовый показатель для этого метода составляет плановая тарифная выручка. За счет нее покрываются обоснованные расходы, связанные с оказанием услуг и уплатой налогов, а также обеспечивается необходимый размер прибыли.

Расчет плановой тарифной выручки осуществляется в соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 17 августа 2005 г. N 380-э/2 г. Москва "Об утверждении "Положения об определении тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам".

Таблица 1

Сравнение методов формирования тарифа

Методы установления тарифа	Недостатки метода	Достоинства метода
Затраты плюс	вероятность скачкообразных изменений тарифа в различные периоды; трудность в прогнозировании величины тарифа; возможность субъективности органов, регулирующих тариф, при принятии решения об изменении величины тарифа.	оперативный учет расходов текущего периода, включая незапланированные расходы на финансирование проектов, осуществляемых в соответствии с распоряжениями Правительства РФ; изменение тарифа после завершения крупных проектов строительства нефтепроводов, входящих в систему ОАО «АК «Транснефть» коррелируется с уровнем инфляции.
РАВ	значительная степень субъективности параметров, от которых зависит НВВ в прогнозном периоде; в виду сложности учета стоимости уже имеющегося заемного капитала вероятность дефицита денежных средств в случае увеличения ставок процента (при применении плавающей ставки) в момент при погашении суммы заемных средств. Отсутствие финансовых средств для погашения незапланированных расходов в текущем периоде.	рост тарифа плавный, не имеет резких колебаний, возможность ежегодно корректировать тариф на объективные отклонения; возможность прогнозирования тарифа с достаточной точностью в среднесрочной перспективе; использование метода легко администрировать и контролировать; операционные расходы регулируются на основе метода аналогов; необходимая валовая выручка и инвестиционные программы коррелируются с уровнями надежности; получение инвестором гарантированного дохода в соответствии с рыночными условиями [2].
Индексация	несоответствие изменений действительных цен, затрагивающих отдельные компании, изменениям тарифов, которые позволяют индексацией	простота использования форма стимулирующего регулирования защита грузоотправителей от чрезмерного увеличения тарифов [3].

Суть метода RAB заключается в праве инвестора на получение с вложенного капитала дохода в размере справедливой по мнению участников рынка процентной нормы, а также возврата инвестированного капитала до конца инвестиционного периода.

Величина тарифа при данном методе определяется с учетом необходимой валовой выручки (НВВ) в соответствии с Приказом ФСТ России от 26 июня 2008 года №231-э «Об утверждении Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала».

Данная методика по большей части рассматривает расчет тарифа на электроэнергию, так как метод RAB для расчета тарифа на транспортировку нефти в данный момент не применяется.

Конкурентный тариф может устанавливаться в случае, если маршрут можно сопоставить с альтернативными способами транспортировки нефти. Тариф устанавливает предельные максимальные ставки, либо соотносится со стоимостью транспортировки альтернативным маршрутом, которая рассчитывается посредством методов рыночного ценообразования. При установлении данного тарифа также не должен нарушаться принцип равнодоступности.

Метод индексации применяется в случае изменения условий хозяйствования субъекта естественной монополии и отклонении в рамках прогнозируемого уровня инфляции объема выручки от плановых показателей. Индекс изменения тарифа определяется регулирующим органом на основании обращения субъекта естественной монополии.

Главным недостатком метода является неизбежное несоответствие изменений действительных цен, затрагивающих отдельные компании, изменениям тарифов, которые позволяют индексацией. Это обусловлено тем, что метод индексирования устанавливает верхний уровень для тарифа, основываясь на средних по промышленности ценах, а не ценах, специфичных для транспорта посредством трубопровода.

В результате сравнения рассмотренных методов формирования тарифа можно сделать вывод о том, что метод индексации является наиболее предпочтительным. Он имеет преимущество перед методами Затраты плюс и RAB, поскольку является более простым. Данный метод позволяет изменять тариф минуя этап детального изучения затрат каждой конкретной компании, осуществляющей транспортировку нефти посредством трубопровода. Метод RAB обеспечивает плавный рост тарифов, дает возможность более точного прогнозирования роста тарифов, однако в данный момент в сфере транспортировки нефти он не применяется. На сегодняшний день переход к данному методу представляется достаточно сложным. К достоинствам индексирования можно так же отнести тот факт, что в рамках этого метода больший упор делается на наращивание производительности, нежели регулирование, основанное на стоимости обслуживания. Метод стимулирует трубопроводные компании к эффективной работе, так как связывает изменения тарифа и изменения как оперативных так и инвестиционных затрат. Тем не менее, данный метод имеет следующее ограничение: он не может быть использован при первоначальном установлении тарифа на вводимые в эксплуатацию трубопроводы.

Таблица 2

Изменение тарифа на транспортировку нефти и уровня инфляции

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Изменение тарифа на транспортировку нефти, %	19,4	15,7	15,9	9,9	5,5	5,5	0
Уровень инфляции по данным Росстата (ИПЦ), %	13,3	8,8	8,8	6,1	6,6	6,5	11,4

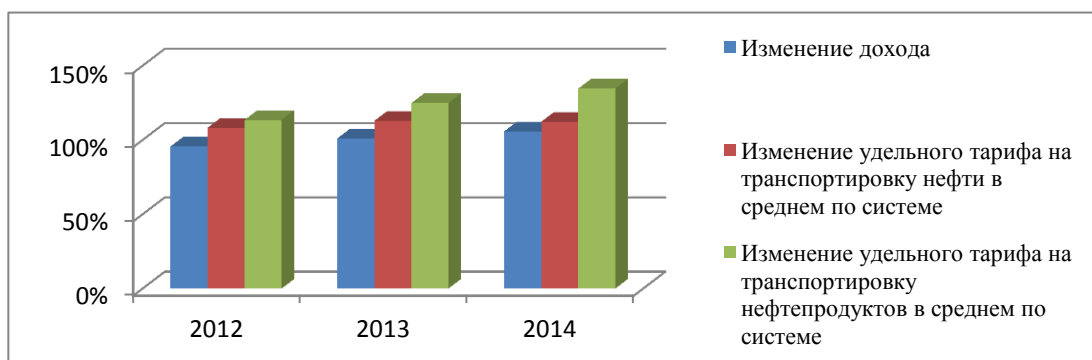


Рис. 1 Изменение дохода ОАО «АК «Транснефть» в соотношении с изменением тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов

С 2012 года имеет место отставание роста уровня тарифа на транспортировку нефти от роста уровня инфляции. К 2015 году это отставание составило 13%. Немалое влияние на величину отставания оказало решение Правительства РФ не проводить в 2014 году индексирования тарифов на транспортировку нефти. Предполагалось, что такая мера даст положительный эффект на рост экономики страны. При этом предполагаемое значение индекса потребительских цен (ИПЦ) не превысило бы 4,6%. Как видно из таблицы 2 в виду того что уровень инфляции в 2014 году составил 11,4% поставленная цель не была достигнута. В то же

время выпавшие за три года доходы Транснефти составили 56 млрд. руб.[4]. Однако при рассмотрении инфляции за 2014 год необходимо учитывать влияние упавшей в этот период цены на нефть, резкое падение стоимости национальной валюты, а также влияние антироссийских санкций на экономику страны. В российской практике решение о заморозке тарифов принимается не впервые. Постановление Правительства РФ от 13 октября 1995 года №997 предписывало заморозить тарифы естественных монополий сроком до 1 января 1996. В совокупности с тем, что рост тарифов до первого полугодия 1997 года включительно не должен был превышать прирост оптовых цен производителей промышленной продукции, заморозка тарифа позволила снизить инфляцию вдвое. В 1996 году ее величина составляла 21,8%, тогда как в 1997 году – 11,0%.

На рисунке 1 представлено изменение дохода ОАО «АК «Транснефть», а также изменение тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов в процентном отношении к базе соответствующих значений за 2011 год. На протяжении периода с 2012 по 2014 гг. рассматриваемые величины имели тенденцию к росту. Прослеживается корреляция между изменением доходов компании и тарифов на услуги по транспортировке нефти. Рост доходов в 2014 году, несмотря на заморозку тарифов, в первую очередь объясняется ежегодной корпоративной программой мероприятий, направленных на снижение имеющихся затрат.

Выводы

1. Из рассмотренных методов установления тарифа на транспортировку нефти наиболее простым в использовании является метод индексации.
2. Во избежание выпадающих доходов нефтетранспортных компаний при использовании метода индексации необходима корреляция изменения тарифа с уровнем инфляции.

Литература

1. Степовой. В. Программа на завтра. // Трубопроводный транспорт нефти, 2015. - №2.- С.14-19.
2. Тарифное регулирование как фактор инвестиционных возможностей монополий трубопроводного транспорта нефтепродуктов, Шарф И.В. , Глызина Т.С. , Очиров С.Э. // Фундаментальные исследования, 2013. – № 11–8. – С. 1689-1692;
3. Сериков. Об использовании индексирования при формировании тарифов. // Трубопроводный транспорт нефти, 2007.- №8.- С.17-21.
4. Гончарова Н, Серикова И. Об эффекте заморозки. // Трубопроводный транспорт нефти, 2015. - №1.- С. 20-26.
5. Сериков, В поисках источника финансирования. // Трубопроводный транспорт нефти, 2013. - №4. - С. 6-17

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

М.С. Гулевич

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топливо-энергетический комплекс (ТНК) - это один из важнейших жизнеобеспечивающих секторов экономики страны, и от положения в нем во многом зависит стабильность и последовательность проводимых экономических реформ.

На сегодняшний день один из важнейших и актуальных тем в нашей стране – тенденции развития рынка нефти, проблемы и способы ее урегулирования.

Не секрет, что положение рынка нефти, является одним из важнейших индикаторов разразившегося в 2008-2010 гг. кризиса, что тем самым придает огромное значение вопросу о цене нефтяной и газовой промышленности, рычага в международной экономике.

Именно природные богатства России определяют ее место в международной торговле. Запасы нефти и газа позволяют России не только обеспечивать внутренние потребности страны в энергоресурсах, но и продавать значительную их долю за рубеж.

Как и на любой другой товар или услугу, цена на нефть, в условиях экономической торговли определяется соотношением спроса и предложения. Если предложение падает, цены растут до тех пор, пока спрос не будет равным предложению. [1]

На международном рынке существуют некие стандартные сорта нефти, связанные либо с основным месторождением, либо с группой месторождений, для того чтобы упростить экспорт. К примеру, для Российской Федерации это тяжелая нефть Urals и легкая нефть Siberian Light.

Можно отметить, что цены определяют такие базовые виды нефти как: Light Sweet Crude Oil ; WTI; Brent Crude Oil (ICE) — нефтяная смесь Северного моря; OPEC Reference Basket of crudes — нефтяной картель ОПЕК.

Ряд условий влияющих на себестоимость нефти:

- глубина залеганий нефтяных месторождений;
- природные климатические условия;
- качество и современность оборудования;
- отдаленность месторождения от морских путей;
- отдаленность месторождения от основного рынка потребителей.

На формирование цены нефти на мировом рынке оказывает влияние такие факторы как:

- рост мировой экономики (в первую очередь ВВП);
- курсы валют;

- инфляция;
- климатические условия;
- запасы нефти в резервуарах;
- решение ОПЕК;

Себестоимость нефти в России достаточно высокая. Это объясняется тем, что климатические условия в местах добычи крайне сложный, месторождения имеют удаленность от основных потребителей, а также изношенность оборудования.

В краткосрочной перспективе спрос на нефть малоэластичен. Например, редкий владелец автотранспорта, из-за роста цен на бензин, начнет ездить в метро или автобусах. Отсюда вывод, что рост цен в малой степени влияет на спрос.

Если рассматривать в среднесрочной перспективе (от 5 до 10 лет), то ситуация совсем другая. Рост цен на нефть побуждает потребителей покупать более дешевые, с низким расходом топлива автомобили, а компаний – инвестировать в изобретение с более экономичным двигателем. Делаем вывод о том, что сокращение добычи нефти приводит к росту цен лишь в первые годы, а далее ситуация возвращается, цены на нефть падают.

При долгосрочной перспективе (десятки лет) спрос неуклонно будет увеличиваться за счет приумножения количества автотранспорта и им подобной техники.

Уплата за пользование природными ресурсами в Российской Федерации составляют довольно многочисленную группу налогов, сборов и иных обязательных платежей. Их применение используется в добывающих отраслях, естественно это нефтяная и угольная. И представляют собой уплату за добычу или использование природных ресурсов. Для недропользователей, одним из наиболее важных платежей в государственный бюджет является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Этот налог регулирует правоотношения между государством, компаниями и индивидуальными предпринимателями, которым был предоставлен участок недр. Также он является центральным элементом системы налогообложения природных ресурсов. Порядок расчета и величина НДПИ влияет как на экономику отдельных предприятий, так и на всю экономику России в целом. [2]

Величина налога определяется по следующей формуле:

$$\text{Сумма НДПИ} = \text{ПИ}_н * 470 * \text{Кц} * \text{Кв} * \text{Кз} * \text{Кд} * \text{Кдв}. (1)$$

Кц - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть,

Кв - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр,

Кз - коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр,

Кд - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти,

Кдв - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья,

470 – налоговая ставка.

Почти каждый год государственное законодательство по данному налогу, вносит изменения, касающийся ставки. (Рис. 1)

Согласно действующему законодательству, ставка НДПИ на газовый конденсат утверждена в размере 590 рублей за тонну в 2013 году, 647 рублей - в 2014 году, 679 рублей - с 1 января 2015 года за 1 тонну добытого газового конденсата из всех видов месторождений углеводородного сырья. Ставка НДПИ на газ составляла 582 рубля в 2013 году, а с 1 января 2014 года равна 622 рублям за тысячу кубометров. В 2014 году базовая ставка НДПИ на нефть повышается на 4,9% - до 493 рублей с 470 рублей за тонну. В 2015 году ставка будет увеличена еще на 7,5% - до 530 рублей. В 2016 году ставка окажется на уровне 559 рублей за тонну, то есть вырастет на 5,5%.

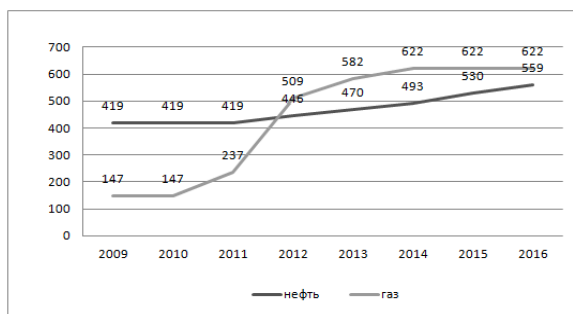


Рис. 1. Изменение ставок НДПИ при добыче нефти (руб./т) и газа (руб./1000м³)

Таким образом, в среднесрочной перспективе ставки при добыче нефти и газа имеют тенденцию к незначительному увеличению, что предусмотрено министерством финансов с целью повышения уровня экономического развития страны.

НДПИ является одним из прибыльных для России, поэтому тут стоит грамотно планировать налоговую ставку, ведь при неправильной раскладке потери могут понести не только компании, которым необходимо его уплачивать, но и само государство. [3]

Налог на добычу полезных ископаемых распределяется между бюджетами различных уровней. Рассмотрим, какую же роль занимают поступления по данному налогу среди всех налоговых доходов федерального и консолидированного бюджета субъектов РФ (таблица 1).

Таблица 1.
Доля НДС в налоговых доходах федерального и консолидированного бюджета субъектов РФ

Показатель	2009		2010		2011		2012		2013, отчет на 1 сентября	
	Федеральный бюджет	Консолидированный бюджет субъектов РФ	Федеральный бюджет	Консолидированный бюджет субъектов РФ	Федеральный бюджет	Консолидированный бюджет субъектов РФ	Федеральный бюджет	Консолидированный бюджет субъектов РФ	Федеральный бюджет	Консолидированный бюджет субъектов РФ
Налоговые доходы - всего, млн. руб.	2 500 043	3 783 883	3 172 175	4 487 360	4 477 732	5 237 478	6 759 679	5 782 420	4 458 927	3 626 459
Налог на добычу полезных ископаемых, млн. руб.	981 529	72 308	1 376 640	29 673	2 007 578	34 972	2 420 514	38 884	1 640 316	25 490
Удельный вес, %	39,3	1,91	43,4	0,70	44,9	0,70	35,8	0,67	36,8	0,70

Анализ консолидированного бюджета субъектов РФ по итогам 2009 - 2010 годов показывает, что поступления НДС резко упали, почти в 2 раза. Главной причиной столь большого сокращения доходов по налогу на добычу полезных ископаемых является то, что с 2010 года они были централизованы в федеральный бюджет. Доля НДС в доходах консолидированного бюджета субъектов РФ за последние два года стабильны.

Роль НДС в доходах федерального бюджета с 2009 по 2011 годы росла. В 2009 году доля доходов по налогу на добычу полезных ископаемых составила 39,3 %, к концу 2010 года она выросла на 4,1 %, а к концу 2011 года на 5,6 % по сравнению с первоначальным показателем, что обусловлено повышением цены на нефть (таблица 2).

Таблица 2
Цена на нефть, долл. США/барр.

Годы	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Цена на нефть	94,4	61,1	78,2	109,4	110,5	105	101	100

Рост поступлений связан и с тем, что с каждым годом количество добываемого природного сырья растет, так как увеличивается число освоенных месторождений. [4]

На основе изученной статьи можно подвести некоторый итог: Россия выступает на мировом рынке нефти как «price taker», а не как «price maker», то есть принимает ценовую конъюнктуру и не имеет практических возможностей влиять на нее. Более того, в рамках сегодняшней двухсегментной структуры рынка нефти на четвертом-пятом этапе его развития (физическая плюс «бумажная» нефть) роль России оказывается менее значимой, чем в свое время роль СССР на рынке только физической нефти в рамках односегментной модели нефтяного рынка. Поэтому актуальность задачи снижения нефтяной зависимости с течением времени только увеличивается. Однако рост цен на нефть и природный газ привел лишь к возрастанию зависимости государственного бюджета и покупательского спроса от нефтяной конъюнктуры, что лишает власть возможности, а чаще всего и стимулов, реализовывать оптимальную стратегию развития экономики.

Литература

1. Кириллов М. "Рынок топливно-энергетической продукции России" // "Внешняя торговля ТЭК", №9 – 22, 2012 г.
2. РОСБАЛТ [Электронный ресурс] – Режим доступа свободный: <http://www.rosbalt.ru/business/2014/05/12/1267237.html>
3. МИНФИН [Электронный ресурс] – Режим доступа свободный: <http://www.vedomosti.ru/finance/news/18926741/minfin-nashel-18-trln> (дата обращения 14.03.2014 г.)
4. Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] : часть 2: федер. закон от 5 августа 2000 г., № 117-ФЗ: [ред. от 30.01.2014 г.] // ИПС «Консультант плюс» (дата обращения 14.03.2014 г.)

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ РЕМОНТА
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОГО
РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ**

И.Е. Данилов

Научный руководитель: доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аварийные разрушения магистральных газопроводов - серьезная проблема для газотранспортных предприятий. Снижение показателя аварийности дает возможность повысить экономическую эффективность эксплуатации магистрального газопровода. По оценкам специалистов, нефтегазопроводы выработали свой плановый ресурс на 60-70%, что представляет огромную экологическую опасность. На территории нашей страны около 34 % газопроводов эксплуатируются более 20 лет [3]. По истечении данного срока эксплуатации число аварий на магистральном газопроводе начинает стремительно расти.

Один из видов коррозии, который является наиболее опасным - коррозионное растрескивание под напряжением (КРН, стресс-коррозия). Данный вид коррозии металла газопроводов очень трудно предугадать и прогнозировать. По причине коррозионного растрескивания под напряжением приходится наибольшее число отказов на газопроводы диаметром 1220-1420 мм, т.е. на основные магистрали газопроводов [4].

Целью данного исследования является анализ экономических затрат ремонта газопровода с вырезкой дефектного участка и способа ремонта сквозных отверстий магистрального газопровода полимерным рукавом.

Традиционным методом избавления от стресс-коррозии является вырезка дефектного участка газопровода. Для изучения затрат ремонта газопровода с вырезкой дефектного участка рассмотрим показатели экономической эффективности при применении технологии ремонта на газопроводе протяженностью 40 км (диаметр 1420 мм.) без остановки перекачки газа [1].

Был проведен расчет экономической эффективности при применении технологии ремонта на газопроводе с вырезкой дефектного участка.

Экономическая эффективность будет определяться в виде средних суммарных затрат

$$\mathcal{E}_3 = Z_m + Z_{нед.г} + Z_{с.г.} + Z_{н.г.}; \quad (1)$$

где \mathcal{E}_3 - экономическая эффективность применения технологии ремонта газопровода без остановки перекачки газа; Z_m - затраты на замену трубы; $Z_{нед.г}$ - затраты на недопоставку газа; $Z_{с.г.}$ - затраты на опорожненный газ в атмосферу; $Z_{н.г.}$ - затраты на продувку газа.

В зависимости от системы магистрального газопровода был произведен расчет затрат на недопоставку газа для 2, 3 и 4- ниточных газопроводов.

Расчеты показывают, что применение традиционного метода ремонта, которая требует полной остановки газопровода, является крайне затратной.

Недостатком данного метода является потеря в процессе продувки газом значительного, неконтролируемого количества ценного газа и загрязнение окружающей среды.

В связи с этим, нужно разрабатывать новые экономически выгодные методы и средства ремонта без остановки подачи газа.

Предлагается метод применения полимерного рукава, позволяющий проводить ремонт газопровода без остановки процесса перекачки, основанный на введении в полость действующего газопровода гибкого полимерного рукава, способного работать под давлением перекачки [2].

Полимерный рукав - это термопластичный материал, состоящий из полимера, стойкого к агрессивным перекачиваемым средам. Данный метод позволяет продлить срок эксплуатации газопровода в среднем до 30 лет, восстанавливая в газопроводе герметичность и способность противостоять внешним нагрузкам.

Преимущества:

- Полимерный рукав имеет следующие свойства:
 - химическая стойкость к транспортируемому газу;
 - высокая морозостойкость;
 - низкая газопроницаемость и водопоглощение;
 - высокие термомеханические свойства;
- Стравливание большого объема газа не производится;
- Постоянная и бесперебойная поставка потребителю газа;
- Небольшие времязатраты на проведение восстановительных работ;
- Прочность и долговечность отремонтированных участков газопровода полностью восстанавливаются

Недостатки:

- Сложность ввода полимерного рукава в полость трубы;
- Долгое время затвердевания композитного материала.

Сравнивая экономические затраты ремонта газопровода с вырезкой дефектного участка и способа ремонта сквозных отверстий газопровода полимерным рукавом рассчитано, что стоимость ремонта участка 1 метра магистрального газопровода традиционным методом равна 54404,6 руб., а применение полимерного рукава на тот же участок газопровода обойдется предприятию в 4300 руб.

Исходя из вышеупомянутого следует, что для борьбы со стресс-коррозией применение полимерного рукава экологично, безопасно для персонала обслуживания и экономически выгодно.

Литература

1. Бархатов А.Ф и др. Экономическая эффективность реконструкции электрохимической защиты магистральных газопроводов от стресс коррозии, 2011. - С.40-43.
2. Технология ремонта газопровода без прекращения перекачки [Электронный ресурс] // Stud24.ru, 2013. URL: <http://stud24.ru/transport/tehnologii-remonta-gazoprovoda-bez-prekrashheniya/514674-2249952-page1.html> (Дата обращения 09.01.15)
3. Проблемы эксплуатации нефтепроводов. [Электронный ресурс] // ООО «Техноком» <http://www.trubotvod.ru>. 2013. URL: <http://www.trubotvod.ru/articles/detail.php?ID=1399> (Дата обращения 09.01.15)
4. Спиридонович Е.А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением. - Нижний Новгород, 2014. - С. 380-386.

СРАВНЕНИЕ МОЮЩИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Д. С. Данилочкин

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На днище резервуара при длительной эксплуатации происходит накопление осадка, состоящего из отработанных и загрязненных нефтей. Этот осадок сокращает полезную емкость, тем самым затрудняя эксплуатацию резервуара. Распределение осадка по площади происходит неравномерно. Предельная толщина осадка создается на участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет производить точные замеры фактического количества нефти в эксплуатируемом резервуаре. Осадок со временем уплотняется и трудно поддается размыву в отдельных зонах. Необходимо периодически очищать резервуар от накопившегося в нём осадка, чтобы обеспечить его надёжную эксплуатацию.

Существует несколько способов очистки резервуаров от донных отложений. Одним из наиболее экономически выгодных, но наименее эффективных является вода. При применении данного способа, не удаётся достичь полной очистки резервуара от отложений, к тому же при данном способе наносится существенный ущерб окружающей среде, чем при применении более дорогостоящих способов очистки. Более дорогим, но в то же время, более эффективным способом очистки, является применение специальных моющих средств, которые нетоксичны и пожаробезопасны. Цель данной статьи состоит в выявлении наиболее экономически выгодных и эффективных средств для очистки резервуаров от донных отложений.

При очистке резервуаров от донных отложений нам необходимы соответствующие моющие средства.

1. Щелочные моющие средства типа МЛ.
Способ применения - струйный.
Очищающая способность – 55%.
Изготовитель - Институт океанологии АН Россия.
2. Щелочные моющие средства типа "Лабомид".
Лабомид 101 - 2%-ной концентрации;
Лабомид 203 - 1,5%-ной концентрации;
Способ применения - струйный.
Очищающая способность - 70%.
Изготовитель – Шебекинский химический комбинат Белгородской области.
3. Щелочное моющее средство МС-15М.
Способ применения - струйный.
Очищающая способность – 85–90%.
Изготовитель – Шебекинский химический комбинат Белгородской области.
На территории Западной Сибири зачастую используются моющие средства типа «Лабомид» и МС-15М.
Лабомид – это многокомпонентная смесь неорганических солей, поверхностно-активных веществ и модифицирующих добавок. Хорошо растворяется в воде, обладает отличными моющими свойствами.

Таблица 1

Технические характеристики

Средство моющее техническое Лабомид	Марка М	Марка 102	Марка 203
Концентрация водородных ионов 1 %-го водного раствора	10,5	10,0	10,5
Массовая доля спирторастворимых веществ %	4,0	4,0	7,0
Массовая доля влаги, %	25,0	14,0	14,0

Лабомид – это СМТ (средство моющее техническое), сыпучий порошок, от белого до светло-жёлтого цвета. Лабомид используется в качестве моющего средства: для обезжиривания металлической поверхности от консервационных смазок в машиностроении; для очистки изделий от масляно-грязевых и асфальтосмолистых загрязнений в мощных установках погружного типа; для очистки резервуаров от донных отложений. Лабомид 203 получил широкое распространение в промышленности и на предприятиях химической, очистной отрасли. Лабомид выпускается трех марок: М, 102, 203. Технические характеристики марок Лабомида приведены в таблице 1. Рекомендации по применению Лабомида приведены в таблице 2.

Таблица 2

Рекомендации по применению Лабомида

Лабомид СМТ	Тип машин	Температура рабочего раствора, °С	Концентрация рабочего раствора, г/дм ³
Марка М	для машин погружного/струйного типа	50-90	15-50
Марка 101	для машин струйного типа	50-90	10-15
Марка 203	для машин погружного типа	50-100	20-40

Основными преимуществами Лабомида является: высокая моющая способность; хорошая растворимость в воде; высокая эмульгирующая способность; пожаробезопасность; нетоксичность; биоразлагаемость. Цена за 1 килограмм данного моющего средства составляет 35 рублей.

Другим популярным моющим средством является МС-15М. Данное средство эффективно при удалении жиров и масел растительного и животного происхождения, а также копоти, нагара, сажи и других загрязнений с оборудования, инвентаря, тары. Возможно использование для мойки сильнозагрязненных полов коптильных и других производственных помещений. Так же оно предназначено для очистки деталей, узлов, механизмов различного оборудования, резервуаров, грунтов от смолистых загрязнений, нефти, нефтепродуктов, масел, смазок и других углеводородов. МС-15М широко применяется в межоперационной промывке и расконсервации деталей и сборочных единиц, изготовленных из черных и цветных металлов. Предохраняет очищенные поверхности от коррозии. Обладает низким пенообразованием, что позволяет использовать его в струйных моечных машинах. Способ применения МС-15М показан в таблице 3. Цена за 1 килограмм данного моющего средства составляет в настоящее время 72 рубля.

Таблица 3

Способ применения МС-15М

Применение (объект обработки)	Концентрация	t, °С
Узлы и детали оборудования, внутренние поверхности резервуаров	1–3%	40–70
Обезжиривание и очистка тонколистового алюминий-магниевого проката, детали и поверхности из алюминия и его сплавов.	2% (200 г. на 10 литров воды)	40–45
Мойка полов	1–2%	20–40
Вешала (алюминий)	2% (200г. на 10 литров воды)	40–45
Покрытия всех типов	2–3,5% (от 200г. 350 гр. на 10 литров воды)	40–50

Согласно регламенту, очистка стального вертикального резервуара от донных отложений происходит один раз в год. Объём закачиваемого моющего средства в РВС-20000 при 2-х процентной концентрации составит 800 кг. Затраты на моющие средства приведены в таблице 4.

Таблица 4

Затраты на моющие средства

Моющее средство	Цена за 1кг.	Цена за 800кг.
Лабомид 101	35р.	28000р.
МС15-М	72р.	57600р.

Сравнительный анализ эффективности моющих средств показан в таблице 5.

Таблица 5

Эффективность очистки моющих средств

Моющее средство	Очищающая способность
Ламбомид 101	70%
МС15-М	85–90%

Из проделанных расчётов можно сделать вывод, что самым эффективным моющим средством для очистки резервуара от донных отложений является МС-15М. Кроме того это средство обладает протекторными свойствами, наличие которых приводит к существенному его удорожанию. Самым экономически выгодным моющим средством является Ламбомид 101, но к сожалению данное средство не имеет свойственных предыдущему средству протекторных свойств.

Литература

1. Кононов О.В. Борьба с отложениями в нефтяных емкостях /О.В.Кононов, Б.Н.Мастобаев, В.Ф.Галиакбаров. – Уфа: Изд-во «Реактив», 2010. – 40 стр.
2. Штин И.В. и др. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС. Трубопроводный транспорт нефти. Приложение, 2001, № 12.
3. Большая энциклопедия нефти и газа, 2010.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВОГО ШЛАМА НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО-ЮГРЫ НА ПРИМЕРЕ КОМПАНИИ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Э.В. Дашиев

Научный руководитель: доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть и газ являются основными источниками энергии для мировой экономики и экономики России в частности. Вместе с этим нефтедобывающий комплекс является крупнейшим источником воздействия на окружающую среду. Прежде всего, это связано с загрязнением нефтепродуктами и токсичными веществами атмосферы, поверхностных и грунтовых вод, донных отложений, снежного покрова, изъятием земель из лесного фонда под размещение объектов нефтедобычи, сокращением ареалов обитания и кормовых угодий животных, сокращением видового разнообразия растительного мира, нарушением почвенного покрова, деградацией ландшафтов и ухудшением экологической обстановки территории в целом.

Вопросы экологической безопасности, практические рекомендации относительно того, как минимизировать воздействие на окружающую среду являются основными при проектировании и производстве работ, связанных с бурением скважин.

Государственная политика в области обращения с отходами отдает приоритет поиску путей их использования, но при нынешних гигантских объемах образования отходов она не всегда реализуема. Во-первых, количество продукции, которое можно получить из образующихся отходов с помощью имеющихся технологий их использования, гораздо больше необходимого. Во-вторых, технологии преобразования отходов в полезные продукты в большинстве случаев требуют намного больших затрат энергетических ресурсов (по сравнению с аналогичным использованием природных ресурсов), а это влечет за собой образование значительного количества новых отходов. Таким образом, размещение отходов в окружающей среде – неизбежное следствие производственной деятельности человека, в количественном отношении превосходящее иные виды утилизации отходов.

Целью данного исследования является оценка экологической безопасности размещения бурового шлама на территории ХМАО-Югры.

Задачи:

- проанализировать практику обращения с отходами бурового шлама на примере крупнейшей российской нефтедобывающей компании ОАО «Сургутнефтегаз», реализующей свою производственную деятельность на территории округа;
- оценить степень опасности бурового шлама для окружающей среды и живых организмов;
- провести сравнительный анализ альтернативных вариантов обращения с отходами бурового шлама применительно к деятельности ОАО «Сургутнефтегаз».

Ханты-Мансийский автономный округ- Югра дает 51% добычи российской нефти и почти 7% мировой. Так, по оценкам Управления Росприроднадзора по ХМАО-Югре в 2011 году на территории Ханты-мансийского автономного округа – в округе Югра, где находится около семидесяти процентов всех нефтегазодобывающих скважин РФ, в эксплуатацию было введено около 4000 новых скважин. Проходка в эксплуатационном бурении составила порядка 12,9407 млн. м.[1]. На 1 м проходки для условий по Западной Сибири в среднем приходится около 0,4 м³ отходов бурения [2]. Итого, в 2011 году на территории Ханты-мансийского автономного округа в среднем образовалось 5 миллионов кубических метров отходов бурения. С каждым годом растет количество новых вводимых в действие скважин и увеличивается проходка в эксплуатационном бурении, а, следовательно, возрастают и объемы образующегося в ходе этого производственного процесса отходов бурового шлама. В 2013

году на территории округа образовано 4656,1 тыс. тонн отходов производства и потребления, большую часть из которых (около 68%) составляют производственные отходы бурения - буровой шлам [3].

Нефтегазодобывающая компания ОАО «Сургутнефтегаз» - одно из крупнейших предприятий нефтяной отрасли России. На его долю приходится около 13% объемов добычи нефти в стране и 25% газа, добываемого нефтяными компаниями России. На протяжении многих лет предприятие является лидером отрасли по разведочному, эксплуатационному бурению и вводу в эксплуатацию новых добывающих скважин. Ежегодно в результате деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» образуется около 800 тыс. т отходов производства, из которых основную массу составляют буровые шламы (около 66%).

Буровой шлам, поступающий в шламовый амбар, в основном состоит из выбуренной породы, которая образуется при размельчении горной породы в недрах с помощью породоразрушающего инструмента (бурового долота) и поднимается на дневную поверхность буровым раствором.

Парк буровых установок ОАО «Сургутнефтегаз» оснащен высокоэффективными четырехступенчатыми системами очистки бурового раствора и бурового шлама, которые позволяют сокращать объемы отходов бурения и использовать их в дальнейшем при строительстве насыпи кустовых площадок [4].

Степень опасности бурового шлама для природной среды зависит как от выбуренной горной породы, так и от химических реагентов, применяемых в бурении.

По данным лабораторных исследований физико-химических, агрохимических, минералогических и биологических свойств бурового шлама, проведенных в 2013 году специалистами ОАО «Сургутнефтегаз» совместно с представителями Почвенного института им. В.В. Докучаева сделан вывод о том, что буровой шлам сходен с широко распространенными осадочными породами ледникового происхождения Зырянского оледенения, являющимися основными почвообразующими породами Западно-Сибирской низменности.

Содержание тяжелых металлов не превышает показатели ОДК для глинистых и суглинистых почв с pH выше 5,5. Как следует из расчета суммарного показателя загрязненности, уровень загрязнения во всех исследованных образцах бурового шлама является допустимым, т.е. образцы не загрязнены.

Результаты исследования физико-химических и агрономических свойств показывают, что буровой шлам находится в общем ряду с другими поверхностными породами, относящимися к почвообразующим субстратам и, таким образом, буровой шлам является типичной почвообразующей породой.

Согласно паспорту опасного отхода, буровой шлам, прошедший четырехступенчатую очистку на 81,90% состоит из природного материала (глина, глинозем, кремнезем и др.) и воды, что позволяет отнести его к IV классу опасности и дает возможность использовать, например, для рекультивации нарушенных земель.

Исследованиями НИИЦЭБ РАН и НИИ ЭЧ и ГОС им. А.Н. Сысина доказано, что выбуренная порода и получаемый буровой шлам, прошедший четырехступенчатую очистку характеризуется низкой удельной активностью радионуклидов, содержание тяжелых металлов и мышьяка (в подвижной и валовой форме) не превышает ПДК и ОДК для глинистых и суглинистых почв, не обладают токсичностью для почвенной микрофлоры, гидробионтов, микробиоты, высших растений и теплокровных животных. На основании результатов исследований и отсутствия в буровых шламах и реагентах в опасных концентрациях токсичных и способных к биоаккумуляции загрязнителей окружающей среды, выданы санитарно-эпидемиологические заключения Роспотребнадзора, позволяющие применять данные буровые шламы в качестве грунта.

Элементарный состав бурового шлама, прошедшего четырехступенчатую очистку по данным санитарно-эпидемиологических заключений приведен в таблице 1 [1].

Таблица 1

Элементарный состав бурового шлама

Элемент	Буровой шлам, прошедший четырехступенчатую очистку	Содержание мг/кг		ПДК (ОДК) мг/кг
		В земной коре (кларковое)	в почве региональное (кларковое)	
Mn	314	1000	850	1500
Zn	78	85	50	(220)
Ni	11	58	40	(80)
Co	2	18	10	-
Cr	64	83	200	-
Cu	20	47	20	(132)
K	7	16	10	(130)
As	1,3	1,7	0,5	2
Cd	0,009	0,13	0,5	(2)
Hg	0,003	0,083	0,01	2,1

Экологическая опасность бурового шлама определяется его токсическим воздействием на живые организмы. По результатам исследований, проведенных на почвенных микроорганизмах и гидробионтах (дафниях, рыбах и хирономидах) выявлена слабая токсичность у трех из четырех проб буровых шламов, отобранных на одном из месторождений Западной Сибири. Токсичность полностью устраняется при 10-ти кратном разбавлении вытяжек. На основании проведенных исследований согласно СП 2.1.7.1386-03 [2] все изученные буровые шламы были отнесены к IV классу опасности (малоопасные отходы) для окружающей среды [3,4].

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что образующийся в ходе бурения на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» буровой шлам, прошедший четырехступенчатую систему очистки относится к IV классу опасности (малоопасный отход) для окружающей среды и может быть использован в качестве грунта при строительстве тела насыпи площадки.

Использование бурового шлама в качестве грунта при строительстве тела насыпи площадки является инновационной технологией ОАО «Сургутнефтегаз» в области обращения с отходами бурового шлама. Проект технической документации на данную технологию прошел государственную экологическую экспертизу и получил положительное заключение, утвержденное приказом Ростехнадзора [4].

На кустовых площадках с размещением бурового шлама в теле насыпи предусматриваются следующие виды работ: осветление и откачка буровых сточных вод, хозяйственных стоков в нефтесборный коллектор; разравнивание бурового шлама в траншее с расширением площадки куста до 23-25 м от устья скважин и устройство на ней обваловки площадки; планировка территории емкости для буровых сточных вод до отметки не более 0,5 м над поверхностью болот и не более 0,5 м над уровнем грунтовых вод.

В результате научных исследований установлено, что очищенный буровой шлам, после его закладки в траншею, служит дополнительным противодиффузионным экраном на случай аварийных разливов [5].

В 2012 году свыше 87,5% (443,6 тыс. т) буровых шламов ОАО «Сургутнефтегаз» использовано в качестве грунта для строительства насыпи кустовых площадок и площадок разведочных скважин. Данная технология не требует разработки новых карьеров для добычи песка и перевозки значительных объемов грунта, сохраняя от разрушения нетронутые природные ландшафты [11].

Практика утилизации отходов буровых шламов при разведке и освоении месторождений нефти и газа включает следующие методы:

- вывоз и размещение буровых шламов на специализированные полигоны промышленных отходов;
- обезвреживание (переработка) отходов буровых шламов;
- размещение отходов бурового шлама в шламовых амбарах на площадках поисково-оценочных и разведочных скважин.

Имеющиеся в ОАО «Сургутнефтегаз» действующие лицензионные полигоны для захоронения твердых бытовых и промышленных отходов зачастую расположены на значительном удалении от площадок строительства и предназначены, в первую очередь, для захоронения тех видов отходов, которые в настоящее время не могут быть вовлечены в производственный процесс т.е. использованы.

Целесообразность проектирования специализированных полигонов для захоронения бурового шлама является экономически и экологически не выгодным по следующим причинам:

- строительство новых полигонов захоронения отходов повлечет за собой дополнительное изъятие земель лесного фонда, и как следствие изъятия лесных территорий, где произойдет изменение мест обитания охотничье-промысловых видов животных и птиц (кормовых, защитных, гнездопригодных), деградация естественного растительного покрова, обеднение видового состава растений.
- буровой шлам ОАО «Сургутнефтегаз», образующийся при бурении скважин, имеет IV класс опасности, что классифицирует его как малоопасный отход;
- транспортировка бурового шлама на полигон повлечет за собой значительные негативные последствия: в результате работы грузовой техники прогнозируется выброс вредных веществ в атмосферу, резкое усиление фактора постоянного беспокойства животного мира от интенсивного движения транспорта, многократное возрастание степени риска возможных аварий на автотранспорте.

В связи с вышеизложенным, вывоз и размещение бурового шлама на полигоны не рассматривается как оптимальный вариант.

Известные специальные методы и технологии переработки буровых шламов предназначены, прежде всего, для буровых шламов, относящихся к классу опасности выше IV, содержащие нефтепродукты, выше установленных нормативов, продукты отработки скважин и другие опасные вещества.

Технологии преобразования отходов в полезные продукты в большинстве случаев требуют намного больших затрат материальных и энергетических ресурсов по сравнению с аналогичным использованием природных материалов.

Предлагаемые на рынке технологии в конечном итоге приводят либо к образованию значительного количества вторичных отходов от обезвреживания буровых шламов, которые в свою очередь определяют необходимость планирования самостоятельных способов обращения с этими отходами, либо к образованию таких объемов продукции, которые не могут быть востребованы и размещаются в окружающей среде навалом без мест размещения, либо требуют необоснованно высоких затрат материальных и финансовых средств.

Для обезвреживания (переработки) бурового шлама потребуются вывоз отхода на специализированные предприятия – установки переработки бурового шлама, что повлечет за собой дополнительную нагрузку на природные системы района строительства (выбросы в атмосферу от работающего транспорта, усиление фактора постоянного беспокойства животного мира и др.).

В связи с вышеизложенным, метод обезвреживания (переработки) бурового шлама для получения продукции, не целесообразен ввиду его экономической и экологической неэффективности и не рассматривается как оптимальный вариант.

Извлечение в процессе бурения скважин огромного количества выбуренной породы определяет рациональность постепенного возврата вещества и энергии в земную кору, поэтому отходы добычи полезных ископаемых следует рассматривать как объект пополнения «материального» ресурса земной коры, на основе которого впоследствии могут формироваться почвы.

Отходы бурового шлама, представляющего собой природную выбуренную горную породу, вовлекаются в естественный почвообразовательный процесс [3]. Размещение в окружающей среде отходов бурового шлама, имеющих сходный состав с земной корой, может рассматриваться не только как негативное антропогенное воздействие на окружающую среду (как это трактуется федеральным природоохранным законодательством и законодательством в области обращения с отходами), но и в качестве иных видов хозяйственной деятельности человека, например, рекультивации нарушенных земель. В таком случае операция по обращению с отходами представляет собой использование бурового шлама в качестве рекультиванта нарушенных земель.

Из вышесказанного можно заключить, что наиболее приемлемым, как с экономической, так и с экологической точки зрения является вариант размещения бурового шлама в теле насыпи кустовой площадки.

Буровой шлам имеет IV класс опасности (малоопасный). Обычная практика обращения с буровым шламом – размещение в шламовых амбарах с последующей рекультивацией участка – применяется в настоящее время практически всеми нефтяными компаниями.

В результате анализа научно-технической литературы и практики обращения с отходами бурового шлама в ОАО «Сургутнефтегаз» можно сделать следующие выводы:

- буровой шлам, поступающий в шламовый амбар, в основном состоит из выбуренной породы и по своим характеристикам очень близок к почвообразующим субстратам;
- снижение экологической опасности отходов бурового шлама для окружающей среды можно достичь путем применения малоопасных и нетоксичных реагентов для приготовления буровых растворов и высокотехнологичных четырехступенчатых систем очистки, что позволяет отнести буровой шлам к IV классу опасности (малоопасный отходы) для окружающей среды;
- на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры наиболее экологически безопасным и экономически выгодным направлением утилизации отходов бурового шлама является использование их в качестве грунта при строительстве тела насыпи кустовых площадок, а также использование при проведении рекультивационных мероприятий.

Литература

1. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре в 2011 году – Ханты-Мансийск: 2012, 2013 г. – URL: <http://ugrainform.ru/uplock/ECO.pdf>.
3. Выполнение мониторинга состояния экосистем вокруг кустовых площадок, постороенных с использованием обезвоженных отходов бурения: Отчет по НИР / НИЦЭБ РАН. Санкт-Петербург, 1999.
4. Малышкин М., Пашкевич М. Многоступенчатая биоочистка // ТехНадзор. – 2010. – №10 (47). – www.tnadzor.ru
5. Исследование эколого-гигиенических характеристик буровых шламов, полученных при применении новых рецептур буровых растворов: отчет по НИР / РАМН, Научно-исследовательский институт человека и гигиены окружающей среды им. А.Н. Сысина - М., 2007.
6. Исследование эколого-гигиенических характеристик очищенных буровых шламов, полученных при применении новых рецептур буровых растворов: отчет по НИР / РАН Научно-исследовательский центр экологической безопасности - Санкт-Петербург, 2001.

ДОБЫЧА УГЛЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ВЬЕТНАМА

Донг Ван Хоанг, Т.С. Глызина

Научный руководитель: старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Угольная энергетика и роль угля в энергетической безопасности уже давно стали факторами непосредственное влияние на развитие экономики Вьетнама. Распределение, структурные диспропорции в энергии Вьетнама сегодня и в будущем (2020-2030) приведет к дисбалансу в эксплуатации и использования угля. В настоящее время уголь является основным источником энергии для обеспечения энергетической безопасности для всех стран в мире, в том числе и Вьетнам. Проблема в том, как использовать ресурсы угля для того, чтобы удовлетворить потребности экономического развития страны в ближайшие годы, и позволить экспортировать ресурсы в виде энергии и переработанных продуктов.

Цель работы - проследить развитие угольной промышленности во Вьетнаме и направления её развития в будущем в соответствии с требованиями экономического роста страны.

В настоящее время на территории Вьетнама известно около ста угольных месторождений и углепроявлений разной степени изученности. Основные действующие угледобывающие предприятия расположены в северной части страны. Суммарный запас угля составляет около 6,14 млрд. тонн. Наибольшее промышленное значение имеет каменноугольный бассейн Куанг Нинь на северо-востоке страны. В разрезе

угленосных отложений отмечается от десяти угольных пластов мощностью 2-8 м (на западе) до двадцати пластов мощностью от 10-15 до 30-40 м (на востоке). Максимальная суммарная мощность угольных пластов составляет 16 м на западе и 136 м на востоке. Угли бассейна относятся к антрацитам с влажностью 1-3%, зольностью 7-15%, реже до 30% (месторождение Маокхе); содержанием летучих веществ 2,8-8,7%, серы общей – 0,2-1,2%, с высшей теплотой сгорания 33,5-39,2 МДж/кг. Метаморфизм углей увеличивается с глубиной и по латерали (с востока на запад).

Таблица 1

Бассейны	сы, онн	Запа тыс.т	Категории запасов, тыс.тонн						
			B+C	A+	+B	A	C ₁	C ₂	P
Сумма	683	6 140	629 252	5	56 789	3	264 480	3	11 431
Куанг Нинь	745	4 121	121 745	4	01 335	3	508 643	2	311 767
Равнина Красной реки	956	1 580	088 481	1		0	4 871	52	3 610
Другие	544	202	588	183	5 454	5	2 139	10	995
Торф	438	235	438	235		0	8 827	12	6 611

Во Вьетнаме разведкой и добычей угля занимается корпорация угля и полезных ископаемых "Vinacomin", которая создана в 2005 г.. Разработка угольных месторождений осуществляется открытым и подземным способом. Открытый способ применяется на 29 месторождениях, в том числе 5 месторождения добывают около 2 млн. тонн/год, а остальные - до 700 тыс. тонн/год. За последние годы добыча открытым способом уменьшается и составляет около 60% суммарной добычи корпорации в 2013 г.. Однако открытая добыча угля и транспортировка вызывают загрязнение атмосферы и оказывают отрицательное влияние на окружающую среду. Для решения таких проблем необходимо применять новые технологии и техники добычи, которые позволяют повысить производительность работ и уменьшить отрицательные влияния на атмосферу и здоровье людей.

Подземная добыча угля осуществляется на 20 месторождениях, из которых 7 месторождения имеют производительность более 1 млн.тонн/год. Внедрение новейших технологий и техники в подземной добыче повышает производительность месторождений и следовательно удовлетворяет потреблению угля для производства страны.

На рисунке 1 представлена динамика добычи и потребления угля Вьетнама с 2003 г. до 2013 г.. В периоде 2003-2010 наблюдается стабильный рост добычи угля. В 2003 г. добыча составляет 18 409 тыс.тонн, а в 2010 уже достигла 49 422 тыс.тонн. А с 2011 г. добыча начала уменьшаться с 49045 тыс.тонн до 42600 тыс. тонн в 2013 г. Снижение добычи угля объясняется тем, что производительность месторождений с открытым способом уменьшается вследствие замедления применения новых технологий производстве. За последние 10 лет, Однако потребление угля стабильно повышается с 11464 тыс.тонн в 2003 г. до 28000 тыс.тонн в 2013 г.

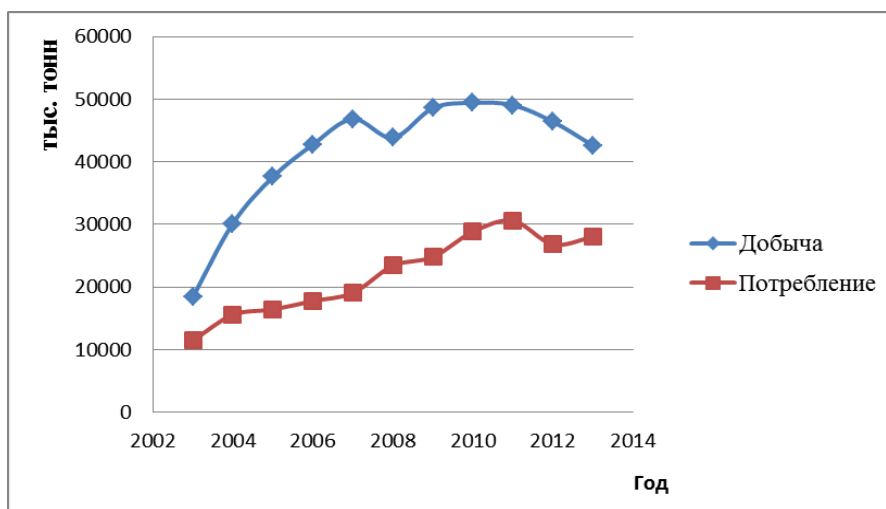


Рис. 1 - Добыча и потребление угля Вьетнама

Во Вьетнаме уголь в основном используется для производства электроэнергии и цемент. В периоде 2003-2013 гг. средний рост ВВП Вьетнама составляет около 6,8%, и в 2013 г. ВВП достиг 174,3 млрд. долл., что

увеличился на 5,3% по сравнению с 2012 г. Наряду с ростом ВВП увеличивается и потребление электроэнергии. По прогнозу в Планировании развития угольной промышленности Вьетнама до 2020 года с перспективой до 2030 года потребление угля страны резко повысится (в таблице 2). В 2015 потребление угля составит 56,2 млн.тонн, а в 2020 г. повысится в 2 раза и составит 112,3 млн.тонн.. Очевидно, что увеличение потребления слишком быстро по сравнению со способностью добычи угля страны. Поэтому, чтобы обеспечивать энергетическую безопасность и устойчивый рост экономики, государство разрешил импортировать уголь.

Таблица 2
Планировании развития угольной промышленности Вьетнама до 2020 года с перспективой до 2030 года

Потребление	2015	2020	2025	2030
Сумма, млн.тонн	56,2	112,3	145,5	220,3
Тепловые электростанции, млн.тонн	33,6	82,8	112,7	181,3
Остальные области, млн.тонн	22,6	29,5	32,8	39,0

Таблица 3

Проблемы и их решения при увеличении добычи угля

Проблемы при увеличении добычи угля	Решение для удовлетворения потребностей в углях Вьетнама
1. Угольные ресурсы, которые были изучены с возможностью эксплуатировать, уменьшается; 2. нехватка капиталовложения; 3. увеличение расходов на добычу угля в результате истощения запасов и повышение налоговой ставки;	1. Применять подземную добычу с внедрением новых технологий и техники. 2. Создавать необходимые условия для увеличения инвестиции в угледобывающей промышленности. 3. Рациональное использование угольных ресурсов. 4. Обеспечивать импорт угля и инвестиционную работу в других странах

Таким образом, наряду с ростом потребление угля в последние годы наблюдается снижение темпа добычи, которое отрицательно влияет на развитие экономики Вьетнама. Несмотря на достижения в угледобывающей промышленности существуют актуальные проблемы в добыче угля для обеспечения энергетической безопасности, устойчивого роста экономики и сохранения окружающей среды. Решение этих проблем требует содействия государства и угледобывающих компаний.

Литература

1. Đề xuất mô hình và bộ chỉ tiêu phát triển bền vững ngành than Việt Nam / Nguyễn Minh Duệ, Nguyễn Công Quang. [Электронный ресурс]. - <http://nangluongvietnam.vn/>. Режим доступа: - свободный;
2. Вьетнамская корпорация угля и полезных ископаемых "Vinacomin". [Электронный ресурс]. - <http://www.vinacomin.vn/>. Режим доступа: - свободный;
3. Giải pháp đáp ứng than cho phát triển kinh tế / Nguyễn Cảnh nam. [Электронный ресурс]. - <http://nangluongvietnam.vn/>. Режим доступа: - свободный;

АНАЛИЗ РЫНКА ЭКСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

К.Н. Дроздова, Л.О. Макаровская

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из самых важных составляющих российского рынка является экспорт нефтепродуктов. На протяжении нескольких десятилетий Россия выступает как один из самых крупных экспортеров, контролируя около 15% мирового рынка нефти.

Общий объем экспорта нефти и нефтепродуктов в исследуемый период был максимальным в 2013 году. В этот период из России было экспортировано более 388 млн. тонн сырой нефти и нефтепродуктов на общую сумму 284 млрд. долларов [3].

В 2009-2010 годах экспорт нефти характеризовался умеренным ростом и увеличился с 247,5 млн. тонн до 250,7 млн. тонн, а с 2011 года наметилась тенденция снижения, и в результате экспорт нефти в 2012 году составил 240 млн. тонн. В 2013 году тенденция снижения экспорта нефти продолжилась (236,6 млн. тонн), что связано с высокими темпами роста первичной переработки нефти вследствие экономической привлекательности производства нефтепродуктов по сравнению с экспортом нефти и сокращением потребления нефти в Европе.

В структуре экспорта нефтепродуктов наблюдается ежегодный рост. В 2009 году экспорт нефтепродуктов составил 124,5 млн. тонн, а к 2013 году он вырос до 151,6 млн. тонн. Данный рост связан с увеличением автопарка, развитием энергоемких отраслей промышленности, а также экспортной пошлинной, введенной на сырую нефть.

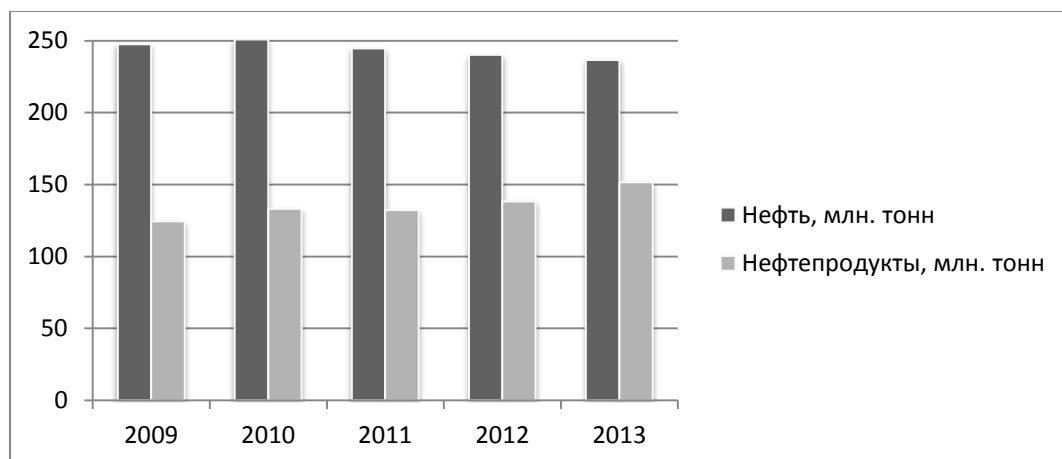


Рис. 1 Объем экспорта нефти и нефтепродуктов России в период 2009-2013гг.

Цена на нефть, реализуемую на внешнем рынке, в 2009 году составляла около 100 млрд. долларов, в 2010 году выросла до 121,4 %, в 2011 году – до 133,1 %, в 2012 году – до 120,7 %, а в 2013 году снизилась до 101,0 % и составляла около 174 млрд. долларов.

В 2009-2013 годах стоимостный объем экспорта нефтепродуктов увеличился на 124% и составил 111,6 млрд долларов. Основным фактором роста стоимостного объема является увеличение цены экспорта.

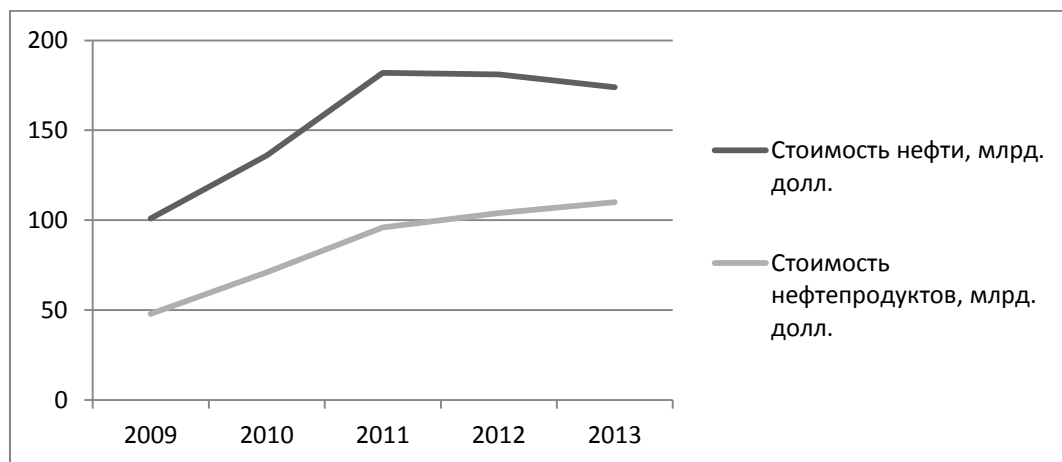


Рис. 2 Стоимостный объем экспорта нефти и нефтепродуктов России в период 2009-2013гг.

Около 80% экспортируемых из России нефти и нефтепродуктов приходится на Европу, остальное распределяется в основном между странами СНГ И Азии. Таким образом, на протяжении всего анализируемого периода, наибольший объем поставок нефти и нефтепродуктов из России приходится на Нидерланды, Польшу, Германию, Финляндию, Францию, Италию, Китай и Белоруссию [1].

Экспорт нефти в 2013 году в России снизился за счет сокращения поставок в страны ближнего и дальнего зарубежья, но Белорусский рынок остается значимым для России. Он достиг 74% в 2013 году на рынке стран ближнего зарубежья. При этом доля Беларуси от всего экспорта составляет примерно 9%. Экспорт нефти из России в Украину стал незначительным, т.к. в 2013 году он составил 0,4 млн. тонн против 6,3 млн. тонн в 2009 году.

Также в 2013 году отчетливо наблюдается тенденция увеличения поставок в направлении Азии. Объем экспорта вырос с 10% в 2009 году до 21% в 2013 году.

В организационной структуре экспорта нефти из России через систему АК «Транснефть» доминирует «Роснефть», доля которой в объеме экспорта нефти составила в 2013 году около 27,9 % (48,4 млн. тонн), затем следует ТНК-ВР - 19,5 % (33,8 млн. тонн), «Сургутнефтегаз» - 15,6 % (27,1 млн. тонн), а также ЛУКОЙЛ - 14,3 % (24,9 млн. тонн). На эти 4 компании приходится более 77 % суммарного экспорта нефти из России. Доля других компаний не превышает 10 % (14 - 15 млн. тонн). Предприятия, не входящие в состав вертикально-

интегрированных, поставили в 2013 году в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть» около 12 млн. тонн нефти.

Свыше 90% (2013 год - 136,4 млн. тонн) всего экспорта нефтепродуктов из России направляется на Атлантический рынок и менее 10 % (15,2 млн. тонн) на Тихоокеанский рынок, что обусловлено, в первую очередь, ограниченностью перерабатывающих мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, их удаленностью от традиционных центров добычи нефти [5].

Таким образом, обобщая выше сказанное, можно сделать вывод, что в период с 2009 по 2013 год объем экспорта нефти снизился на 4,5% (11 млн. тонн). Что касается стоимостного объема экспорта нефти, то в 2013 году по сравнению с 2009 годом он увеличился на 72% (73 млрд. долларов). Уменьшение объема экспорта нефти, обусловлено сокращением поставок в Европу, но данная тенденция компенсируется увеличением цен на продаваемую нефть.

Объем экспорта нефтепродуктов с 2009 года ежегодно рос и к 2013 году достиг рекордного значения. Данный показатель увеличился, за исследуемый период, на 22% (27 млн. тонн), а вместе с объемом наблюдается ежегодное увеличение стоимостного показателя. Он увеличился на 124% (62 млрд. долларов). Рост экспорта нефтепродуктов во много обусловлен девальвацией рубля, которая сделала более выгодным экспорт нефтепродуктов, чем сырой нефти. Основным фактором роста стоимостного объема является увеличение цены экспорта.

Литература

1. Алексеева Л.А., Ломакина Н.С. Транспортировка нефти и нефтепродуктов из России на экспорт // Современные наукоемкие технологии, 2013. – № 8. – С. 111.
2. Журнал «Минеральные ресурсы России», 2011. - №4. – С. 64.
3. Журнал «Экономика и политика», 2014. - №4(113). – С.7.
4. Специализированный журнал «Бурение и Нефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-05/3>.
5. ОАО «АК «Транснефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.transneft.ru/>
6. Центральный банк Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit_statistics/crude_oil.htm.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ БИОЛОГИЧЕСКОЙ СТАДИИ ОЧИСТКИ НЕФТЕЗАГРЯНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

И. А. Епифанова

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибулькинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами – одна из сложных и многоплановых проблем экологии, и охраны окружающей среды. В настоящее время успешно развиваются технологии биоремедиации нефтезагрязненных территорий. При этом решение проблемы достигается за счет стимуляции микробных ценозов путем внесения удобрений, микроорганизмов, которые способны наиболее эффективно утилизировать данный загрязнитель или путем внесения различных биопрепаратов. Единственным реальным в настоящее время способом борьбы с последствиями разлива нефти и нефтепродуктов является комплекс работ, включающий механическое или физико-химическое удаление разлитых нефтепродуктов с последующей очисткой, остающейся в почве нефти биологическими методами при помощи биодеструкции нефтеокисляющими микроорганизмами. В то же время существующие в настоящее время в России препараты оказываются недостаточно эффективными в различных экстремальных почвенно-климатических условиях различных регионов России, в связи с этим для ликвидации масштабных последствий разливов нефти в настоящее время необходим активный поиск и выделение аборигенных штаммов и разработка новых препаратов. Технология фиторемедиации почвы, загрязненной нефтью, достаточно проста в применении, но требует высококвалифицированных специалистов. Она складывается из нескольких этапов:

1. Оценка характера загрязнения участка (химический состав разлива, степень проникновения нефти в почву, картирование).

2. Разработка оптимальной схемы фиторемедиации (подбор видового состава растений, которые оптимальным образом подходят для устранения данного типа загрязнения и соответствуют данным почвенно-климатическим условиям, определение схемы посадки, выбор необходимых агротехнических мероприятий, в т.ч. оптимизация питания и химическая защита растений).

3. Выращивание растений (проведение комплекса агротехнических мероприятий, в т.ч. подготовка семенного материала, подготовка почвы, внесение минеральных удобрений, использование средств защиты).

4. Мониторинг участка (определение концентрации и распространения химических компонентов нефти, отслеживание путей биодegradации нефти, проведение информационного анализа и прогнозирования).

Задача очистки почвы, которая решается сегодня инженерами и микробиологами, разрабатывалась природой на протяжении миллионов лет, поэтому ее решения оказываются эффективнее во всех отношениях.

Таким образом, мы можем говорить о ряде преимуществ, которые дает фиторемедиация как технология очистки загрязненной нефтью почвы. С экономической точки зрения фиторемедиация выгоднее альтернативных технологий, она не предполагает крупных единовременных капиталовложений. Фиторемедиация не требует

экскавации почвы и может применяться на больших площадях, что особенно важно для отечественной нефтяной промышленности. Фиторемедиация способствует сохранению и улучшению окружающей среды, поскольку связана с выращиванием растений, улучшением почв и защитой их от эрозии. Это наиболее эстетичная технология очистки почвы, что тоже немаловажно. Наконец, в глазах государства и общества — это наиболее приемлемая технология очистки почвы от нефти, и ее применение улучшает имидж компании [1].

Преимущество данного метода подтверждаются лабораторными исследованиями. Для опыта нами были взяты две пробы нефти Казанского месторождения Томской области с вязкостью 1,6769 мПа*с, и плотностью 0,789 г/см³ при 20 °С. В 2 емкости с массой плодородной почвы 0,5 кг вносили пробы нефти в концентрации 5% (25 г/кг), 10% (50 г/кг). В течение 60 суток в емкостях с почвой поддерживалась постоянная влажность 30% и систематически проверяли ферментативную активность аборигенной микрофлоры: каталазную и дегидрогеназную активность ферментов, а так же проводился посев проб на питательные среды. По истечению 30 суток загрязнение нефтью в концентрации 10% разделили на 3 емкости. В первую емкость с нефтезагрязнением поместили биопрепарат «Дестройл» в концентрации, представленной на слайде, во второй емкости с нефтезагрязненной почвой провели посев газонной травы, в концентрации 1,8 г/кг почвы, третья емкость послужила контрольной пробой. В состав использованной для опыта травосмеси входит:

1. *Lolium perenne* – 30% (Райграс пастбищный)
2. *Festuca rubra trichophylla* – 15% (Овсяница красная волосистая)
3. *Festuca rubra commutata* – 30% (Овсяница красная жесткая)
4. *Festuca trichophylla* – 5% (Овсяница красная)
5. *Poa pratensis* – 20% (Мятлик луговой)

Полученные результаты и оценка процессов биодеградации на Казанском месторождении Томской области показала, что утилизация нефти на загрязненных за 30 суток (5% концентрация загрязнения) составила 35 г/кг (30%), Исследование динамики утилизации за 60 суток показало, что деструкция нефти в пробе, где содержание концентрации составило 100 г/кг (10%) составила 56 г/кг (44%). В процессе фиторемедиации процент биоокисления за 30 суток составил 22 г/кг (71%), а биодеградация с добавлением биопрепарата «Дестройл» – 31 г/кг (59%).

Максимальное снижение на 71 % от общей концентрации нефтезагрязнений получено в процессе фиторемедиации. В процессе комплексной рекультивации общая концентрация загрязняющей нефти за 30 суток понизилась от 7,5 до 2,2 %, по сравнению с контрольной концентрацией нефтезагрязнения 10%.

Нами был рассчитан экономический эффект по данным, предоставленным компанией-недропользователем за 2014 год. В составе общих затрат доля затрат на посев трав с предварительным внесением микробов-деструкторов и минеральных удобрений составляет 35%. Применение предложенной нами технологии позволяет использовать травосмесь без применения деструкторов и удобрений.

Исходя из полученных данных можно сделать вывод: В 2014 г. на проведение биологического этапа рекультивации нефтезагрязненных земель в Обществе затрачено 16,1 млн. руб.

В результате замещения состава травосмеси в операции «посев трав» на практике, возможно, отказаться от дополнительных вложений посредством отказа от внесения микробов-деструкторов и внесения минеральных удобрений за счет уникальности состава представленной травосмеси. В пересчете затраты на рекультивацию 1 га составят 82,6 тыс. руб. Общая стоимость работ могла бы составить 11,6 млн руб. Итого экономический эффект в год составляет 4,5 млн.руб.

Полученные результаты опыта и расчета экономической эффективности позволяют заключить, что активизация местной микрофлоры с помощью растений может быть достаточно эффективным, а главное экономически выгодным способом биоочистки нефтезагрязненных территорий.

Причина сравнительно низкой стоимости фиторемедиации кроется в том, что растения являются естественными установками по очистке почвы, работающими на солнечной энергии.

Для применения данного подхода на практике требуется внесение изменений в нормативные документы, регулирующие порядок рекультивации нарушенных земель.

Литература

1. Фиторемедиация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.kolbasers.ru/ct/prom/3441/index.shtml> (Дата обращения от 20.02.2015 г.)
2. Режимно-технологическая карта (РТК) на выполнение работ по рекультивации загрязненных земель на месторождениях Общества.
3. Прайс интернет-магазина «Семена». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://semena.tomsk.ru/> (Дата обращения от 20.02.2015 г.)

ТЕНДЕНЦИИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В РОССИИ

В.И. Еременко

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) – это запасы месторождений, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и физическими ее свойствами.

Для добычи трудноизвлекаемых запасов требуются повышенные затраты материальных, финансовых и трудовых ресурсов.

В соответствии с распоряжением Правительства РФ №700-р от 03.05.2012 г. было принято предложение Министерством энергетики Российской Федерации по классификации проектов разработки участков недр, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, по критериям:

- проницаемость коллекторов;
- вязкость нефти.

Таким образом, выделяются следующие категории:

- первая категория – проекты по добыче нефти из коллекторов с низкой проницаемостью (от $1.5 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно);
- вторая категория – проекты по добыче нефти из коллекторов с крайне низкой проницаемостью (от $1.0 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1.5 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно);
- третья категория – проекты по добыче нефти из коллекторов с предельно низкой проницаемостью (до $1.0 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно);
- четвертая категория – проекты по добыче сверхвязкой нефти с вязкостью нефти в пластовых условиях более 10 000 мПа*с.

С целью стимулирования освоения залежей ТРИЗ в Налоговом законодательстве введена дифференцированная шкала налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Льгота для самых сложных проектов планируется на срок до 10 лет. Она подразумевает НДПИ в размере от 0 до 80% от стандартной ставки. Для средней категории сложности льгота составит 10-30% на 7 лет, для более лёгких – от 30-50% на 5 лет.

С целью стимулирования вовлечения в разработку запасов ТРИЗ с 1 сентября 2013 года действует понижающий коэффициент (K_n) к ставке НДПИ:

- 0 (нулевая ставка) – для нефти баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свит;
- 0,2 – для нефти, добываемой из залежей с проницаемостью не более 2×10^{-3} мкм² и толщиной пласта не более 10 м;
- 0,4 – для нефти, добываемой из залежей с проницаемостью не более 2×10^{-3} мкм² и толщиной пласта более 10 м;
- 0,8 – для нефти тюменской свиты.

Кроме того, при добыче нефти из залежей с ТРИЗ может применяться дополнительный понижающий коэффициент $K_{дв}$ (от 1 до 0,3), аналогичный коэффициенту выработанности, но рассчитываемый для конкретной залежи, а не для участка недр в целом.

Понижающий коэффициент применяется до истечения определенного периода с момента достижения 1% выработанности запасов конкретной залежи:

- 180 месяцев – для нефти баженовской, абалакской, хадумской, доманиковой и тюменской свит;
- 120 месяцев – для нефти из залежей с проницаемостью менее 2×10^{-3} мкм²

Основная часть трудноизвлекаемых запасов сосредоточена в Ханты-Мансийском автономном округе в залежах ачимовской, баженовской и тюменской геологических структур, которые составляют 67% в общей структуре сырьевой базы. Стратегическое значение имеют отложения баженовской свиты, потенциальные запасы которой оцениваются Министерством энергетики Российской Федерации в 22 млрд тонн. Она распространена практически по всей территории Западной Сибири на глубине 2,5 — 3 тыс. метров и расположена в традиционных регионах нефтедобычи с развитой инфраструктурой.

В настоящее время добычей ТРИЗ в России занимаются следующие компании:

- ООО «Газпром-Нефть»;
- ОАО «НК «Роснефть»;
- ООО «Сургутнефтегаз».

По мнению специалистов [3], реализация проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов сдерживаются рядом факторов:

- 1) Низкая цена на нефть;
- 2) Недостаточная квалифицированность работников;
- 3) Высокая стоимость оборудования.

Введение в разработку новых коллекторов понесет за собой дополнительные расходы на разведку и добычу. Поэтому необходимо повышать добычу (коэффициент извлечения нефти) и снижать затраты, т.е. использовать комплекс инновационных решений, учитывающих производственные риски.

Россия обладает большим ассортиментом нетрадиционных ресурсов, отличающихся как по характеристикам, так и особенностям добычи. Трудноизвлекаемые запасы – это перспективное направление для дальнейшего развития. Образование объектов с *трудноизвлекаемыми запасами* главным образом связано со сложностью условий разработки месторождений: особенностями строения продуктивного пласта, его проницаемости и неоднородности, различием физико-химических свойств насыщающих и закачиваемых жидкостей.

Литература

1. «Стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и другие изменения в налогообложении нефтедобычи» - Налоговый обзор - Россия, Выпуск № 30, Август 2013 г

2. «Сложно достать, легко продать» - «Российская газета» - Спецвыпуск «Нефть и газ» №6403 (131)
3. «Трудноизвлекаемый доход» - Эксперт Урал №37 (614) - 2014

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ КАРГАСОКСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.Е. Жуков

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на территории Каргасокского района Томской области сложилась моноотраслевая хозяйственная структура, которая связана с добычей полезных ископаемых с преобладающей долей углеводородного сырья. До недавнего времени, благодаря хорошей конъюнктуре сырьевых рынков, район получал щедрые инвестиции на развитие от крупных нефте- и газодобывающих компаний. Общая численность населения Каргасокского района на I полугодие 2014 года составляет 21,2 тыс. человек. Численность трудоспособного населения 14,1 тыс. человек. Из общего числа занятых в экономике 12,9 тыс. человек, на долю нефтегазодобывающей отрасли приходилось 9,159 тыс. человек (71%), без учета привлеченных для работы вахтовым методом [1]. Уровень зарегистрированной безработицы составляет 4,4 % от экономически активного населения. Нефтегазовый комплекс развит в левобережье реки Обь. Правобережная половина района занимается в основном сбором дикоросов, ловом рыбы и заготовкой леса. Объемы добычи нефти и газа, а также лесозаготовок указаны в таблице 1. Кроме того, существует «Каргасокский хлебозавод», который обеспечивает район хлебом, а также кондитерскими изделиями.

Таблица 1

Динамика нефтегазодобычи и лесозаготовок в Каргасокском районе 2008-2014

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Заготовка древесины, тыс. м ³	64,96	12,99	11,31	10,38	9,62	9,71	9,56
Добыча нефти, млн т	10,18	6,24	6,62	7,12	6,95	6,99	7,2
Добыча газа, млрд. м ³	4,27	2,96	2,91	2,87	2,93	3,1	3,4

Нефтяные и газовые предприятия сегодня обеспечивают доходами основную массу проживающего населения, за счёт них формируется подавляющая часть собственных поступлений бюджета. На 2015 год прогнозируемый баланс бюджета Каргасокского района составляет -189 518,7 тыс. рублей [6]. В связи с событиями на международном рынке сырья, в частности на нефтяном рынке, необходимо задуматься о возможных сценариях развития региона, в условиях перехода на иные отрасли специализации. Так остальные отрасли экономики района развиты многократно слабее, чем нефтегазодобывающая. Причинами этого являются неблагоприятные природно-климатические и территориально-пространственные факторы, что в свою очередь является причиной низкой конкурентоспособности хозяйствующих субъектов, невысоким темпам роста в экономике района и т.д. Основными хозяйствующими субъектами длительное время остаются малые предприятия и предприниматели[4].

Таким образом, выделяется основная проблема – слаборазвитая инфраструктура Каргасокского района, которая является главным тормозом в его развитии. В инфраструктурные проблемы входят: неразвитая дорожная сеть, ограниченные возможности автомобильных перевозок по зимникам, высокие затраты бюджета на их организацию[2]. Обеспечение качественной и развитой дорожной сети позволит связать Томскую область единой дорогой, которая позволит добраться до самого севера области по территории Каргасокского района. Кроме того, появляется возможность для развития средних и крупных заготовительных и перерабатывающих дикоросы производств, лесоперерабатывающих предприятий.

Однако Каргасокский район имеет ряд преимуществ, которые при должном внимании и грамотном использовании могут стать основой для его развития и процветания.

Особенностью Каргасокского района является тот факт, что строительные материалы находятся в большом количестве на территории района: наличие собственного леса и пиломатериалов, глина и песок, завод по производству строительных блоков из пенобетона. Это обусловило возможности развития строительной отрасли и обеспечить население жильем, однако в большей мере неблагоустроенным. Так в 2014 году показатели вводимого в эксплуатацию жилья выросли на 6% относительно уровня 2013 года, в основном, за счет индивидуального строительства [5]. Однако, несмотря на хорошие темпы роста строительства нового жилья, увеличение выделения субсидий на капитальные ремонты, активно растет доля ветхого жилья, что связано с большим оттоком населения из района и слабой заинтересованностью в поддержании имущества в удовлетворительном состоянии. Для изменения текущей тенденции необходимо развить активную программу жилищного строительства, а также привлекать людей из менее благополучных районов. Поскольку динамика оттока населения составляет -487 человек, то необходимо обеспечить условия для сохранения населения района. Помимо социальных жилищных программ необходимо создавать рабочие места в отраслях, а которых специализируется район: лесозаготовка, нефтегазодобыча, сбор дикоросов, охотничий промысел и лов рыбы.

Кроме того, помимо углеводородного сырья, район богат возобновляемыми биологическими ресурсами (дикоросами, рыбой, животными). Администрация Каргасокского района ведет учет недревесных

ресурсов на уровне поселений, что позволяет отслеживать деятельность крупных заготовителей. В районе интенсивно развивается добыча и заготовка этих ресурсов, однако, в большей мере теневая. В таблице 2 представлена информация о заготовках недревесных ресурсов на территории района в 2009 году, позволяющая сделать вывод, что в данном секторе создаются значительные денежные потоки [3]. Следовательно, необходимо создавать условия для перевода теневых заготовок на легальную основу: налоговые льготы, помощь от администрации в виде гарантий по кредитам на закупку необходимого оборудования, а также пересмотр нормативов на охоту, рыболовство и заготовку дикоросов, чтобы обеспечить реальную возможность легальных заготовок.

Таблица 2

Информация о заготовках недревесных ресурсов в Каргасокском районе Томской области

Объемы заготовок, тонн										
орех	ягоды	грибы	шиповник, боярышник, калина	другие лекарственные растения	черемша, папоротник	древесный сок	береста	ивовый прут, хвойная лапка	мох	веники
24,5	94,8	69,51	1,98	0,26	5,4	1,1	0,5		18,5	16,05

При столь мощном природно-ресурсном потенциале, одним из вариантов развития предполагается создание предприятий, которые специализируются на создании готовой продукции из переработанного природного сырья: мясная, рыбная продукция, а также иная производная от добываемых ресурсов[4].

Еще одним важным направлением является развитие ремесел. Среди видов ремесел можно выделить резьбу по дереву (березе, кедру), изготовление изделий из бересты, меховой одежды и обуви, расшитой бисером и т. п. Поскольку изделия сибирских мастеров всегда ценились среди народов бывшего СССР, то возникает реальная возможность воссоздать ремесленные производства и сделать упор на их развитие.

Таким образом, у Каргасокского района в 2015 году появилась реальная возможность начать реализацию проекта по развитию территории, а также экономики района с целью диверсификации производства, а также расширения привлекательности района для населения, создания рабочих мест, а также устранения моноотраслевой структуры в экономике. Важно заручиться поддержкой государства и создать привлекательные условия для развития бизнеса в регионе, тогда процесс перехода от экономики, завязанной на «нефтяной игле» к развитой и разнообразной экономике может начаться уже сегодня.

Литература

1. Социально-экономическое развитие // Официальный сайт Администрации Каргасокского района Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kargasok.ru/development.html>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 03.04.2015
2. А. Н. Асаул, С. Н. Иванов, М. К. Старовойтов ЭКОНОМИКА НЕДВИЖИМОСТИ: Учебник для вузов. - 3-е изд., исправл. - СПб. АНО «ИПЭВ», 2009. -304 с.
3. М.Р. Цибульникова Развитие методологии учета и оценки природных ресурсов на региональном уровне, на примере Томской области: Вестник Томского Государственного Университета № 341 декабрь 2010
4. Концепция социально-экономического развития муниципального образования «Каргасокский район» Томской области на период до 2020 г. // Официальный сайт Администрации Каргасокского района Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://kargasok.ru/files/doc/koncepcyay2020.doc>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 04.04.2015
5. Село Каргасок готовится к большому празднику // Информационный портал Каргасокского района [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.sokik.ru/news-6251.html>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 04.04.2015
6. Департамент финансов Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.findep.org/>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 05.04.2015

**СОВРЕМЕННОЕ ИМУЩЕСТВЕННОЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ДЛЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ
ПРЕДПРИНИМАТЕЛЕЙ В РФ**

К.Е. Жуков

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время актуальность налогообложения объектов недвижимого имущества очень велика, ввиду того, что с 1 января 2015 года расчет налога на недвижимость будет производиться от кадастровой стоимости объекта недвижимости.

Под кадастровой стоимостью земельного участка понимается публичный эквивалент стоимости земельного участка, который учитывается при исчислении земельного налога, арендной платы за пользование земельными участками, выкупной стоимости земельного участка при его приобретении из государственной или муниципальной собственности. Кадастровая стоимость определяется методами массовой оценки или определенной индивидуально для конкретного объекта в соответствии с законодательством об оценочной деятельности [2].

Массовая оценка – процесс определения стоимости при группировании объектов оценки, которые имеют схожие характеристики.

Для построения модели оценки используются 3 подхода к оценке: доходный, сравнительный, затратный. Для выбора подхода или отказа от его использования, проводится анализ особенностей вида разрешенного использования или назначения, а также рыночной информации об объектах недвижимости [1].

При наличии достоверной и достаточной информации о ценах сделок и предложений по купле-продаже объектов оценки расчет кадастровой стоимости осуществляется на основании сравнительного подхода.

Индивидуальные предприниматели обязаны платить земельный налог так же, как и все остальные, если их земельные участки используются в предпринимательской деятельности. Но только если данный земельный участок принадлежит индивидуальному предпринимателю на праве собственности, праве постоянного (бессрочного) пользования или праве пожизненного наследуемого владения.

Налоговые ставки на земельные участки устанавливаются нормативными правовыми актами представительных органов муниципальных образований и не могут превышать:

1. 0,3 процента в отношении земельных участков:

- отнесенных к землям сельскохозяйственного назначения или к землям в составе зон сельскохозяйственного использования в населенных пунктах и используемых для сельскохозяйственного производства;

- занятых жилищным фондом и объектами инженерной инфраструктуры жилищно-коммунального комплекса (за исключением доли в праве на земельный участок, принадлежащей на объект, не относящийся к жилищному фонду и к объектам инженерной инфраструктуры жилищно-коммунального комплекса) или приобретенных (предоставленных) для жилищного строительства;

- приобретенных (предоставленных) для личного подсобного хозяйства, садоводства, огородничества или животноводства, а также дачного хозяйства;

- ограниченных в обороте в соответствии с законодательством Российской Федерации, предоставленных для обеспечения обороны, безопасности и таможенных нужд (ст. 27 Земельного Кодекса Российской Федерации);

2. 1,5 процента в отношении прочих земельных участков.

Допускается установление дифференцированных налоговых ставок в зависимости от категорий земель и (или) разрешенного использования земельного участка [2].

До октября 2014 года кадастровая оценка земель проведена, и уплата земельного налога индивидуальными предпринимателями уже производится, исходя из кадастровой стоимости, факт введения нового налога не окажет влияния на земельные платежи индивидуальных предпринимателей.

Таким образом, в силу особенностей имущественного налогообложения предпринимателей, использующих специальные налоговые режимы, следует вывод, что введение кадастровой оценки повлияет (и уже повлияло) на их платежи по земельному налогу.

Безусловно, существенно увеличатся платежи индивидуальных предпринимателей по прочим видам недвижимого имущества вследствие изменения налоговой базы с инвентаризационной стоимости на кадастровую, даже при планируемом снижении налоговой ставки.

При этом, по сведениям некоторых средств массовой информации введение нового налога должно заменить земельный налог и налог на имущество индивидуальных предпринимателей, что само по себе делает нереальным включение в текст Налогового кодекса положений об освобождении индивидуальных предпринимателей, применяющих специальные налоговые режимы, от уплаты местного налога на недвижимость. [4]

Ранее индивидуальные предприниматели, применявшие льготные системы налогообложения (ЕНВД, ЕСХН, УСНО) освобождались от уплаты налога на имущество используемого для осуществления предпринимательской деятельности. Предприниматели, работавшие по традиционной системе налогообложения с уплатой НДФЛ, были вправе включить налог на имущество в состав профессиональных налоговых вычетов. Специальные налоговые режимы предусматривали замену уплаты ряда налогов (в т.ч. и налога на имущество) одним налогом. Так как речь идет не о льготе по налогу на имущество, а об альтернативном исполнении налоговых обязательств.

С 1 июля 2014 года для индивидуальных предпринимателей, работающих на ЕНВД, а также с 1 января 2015 года для индивидуальных предпринимателей на упрощенной системе налогообложения законом установлена исчисление и уплата налога на имущество, но только в отношении объектов недвижимости, налоговая база по которым определяется как их кадастровая стоимость.

Для индивидуальных предпринимателей налоговая ставка в 2014 году варьировалась: 0,1% (инвентаризационная стоимость до 300 000 рублей); 0,1 – 0,3 % (инвентаризационная стоимость от 300 000 до 500 000 рублей); 0,3-2% (инвентаризационная стоимость свыше 500 000 рублей).

С 1 января 2015 года происходит изменение расчетной стоимости с инвентаризационной на кадастровую, а также ставки изменяются от 0,1 до 0,5 % (исключение дорогая недвижимость – 2 %).

Подводя итог анализу существующей и будущей системы налогообложения недвижимого имущества предприятий малого и среднего бизнеса следует отметить, что большинству предпринимателей придется платить имущественные налоги в большем размере, чем сейчас в силу того, что недвижимое имущество, которым они пользуются для ведения бизнеса подпадет под налогообложение новым налогом на недвижимость.

При этом ожидаемые последствия введения налога нельзя считать катастрофичными по целому ряду причин:

1. Часть субъектов малого и среднего предпринимательства вообще не будет уплачивать новый налог – это организации использующие традиционную систему налогообложения (уплачивают налог на имущество организаций), и организации, применяющие УСН (освобождены от уплаты налога на имущество организаций).

2. С большей вероятностью стоит ожидать, что государство, следуя принципу экономической обоснованности налогообложения, будет стремиться к формированию адекватной налоговой базы в виде кадастровой стоимости, приближенной к рыночной. Манипуляции значениями налоговой базы в любом случае будут объективно уменьшаться, так как рыночная и кадастровая стоимость величина публичная и сравнить эти величины достаточно просто. Существенное завышение размера кадастровой стоимости безусловно приведет к недовольству граждан экономической политикой государства и огромному числу судебных исков о пересмотре кадастровой стоимости, что в любом случае нежелательно.

3. Существенных льгот по имущественным налогам для предприятий малого бизнеса в перспективе ожидать не следует. Они уже существенны для предприятий, применяющих специальные налоговые режимы. Что касается тех бизнесменов, имущество которых оформлено на физических лиц, то они будут нести налоговое бремя идентичное тому, которое имеется у обычных граждан. Однако, имея в виду то, что ряд граждан имеют в собственности дорогостоящую недвижимость (офисные и торговые центры и т.д.) следует ожидать существенное увеличение их налоговых платежей, хотя данное повышение будет пропорционально стоимости недвижимости.

4. В соответствии с планами властей в случае установления адекватных налоговых ставок неэффективные собственники будут вынуждены расстаться со своими владениями, и фактор монополизма местных властей на землю и другие объекты недвижимости будет нивелирован. [3]

Литература

1. Материалы Всероссийской конференции "Государственная кадастровая оценка и система налогообложения объектов недвижимости в России". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.akm.ru/rus/conferences/100921/doc1.html>
2. Гарант – информационно-правовой портал. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.garant.ru/hotlaw/minfin/352592/>
3. Портал Строй Успех [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://stroispeh.ru/articles/project/410.html>
4. Интернет-портал газеты Аргументы и факты [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.aif.ru/money/news/88883>

СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА ОАО «ГАЗПРОМ»

Т. Г. Звягинцева

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность темы исследования находит свое отражение и в конкретных усилиях сообщества по разработке и широкому применению конкретных мер, причем, главным образом, управленческого характера, в практике производственной деятельности компаний, прежде всего тех, для которых характерно наиболее масштабное воздействие на состояние окружающей.

Целью внедрения экологического менеджмента является минимизация негативных последствий деятельности на окружающую среду, достижение высокого уровня экологической безопасности процессов производства и потребления выпускаемой предприятием продукции и оказываемых услуг. При этом реализация данных задач должна быть согласована с достижением предприятием других его приоритетных целей, включая обеспечение текущей и долгосрочной конкурентоспособности. Концепция внедрения экологического менеджмента подчеркивает тот факт развития современной экономики, что бизнес наделен не только экономической миссией, но и несет социальную ответственность.[1]

Система экологического менеджмента (СЭМ) Газпрома – это развитая вертикально интегрированная структура управления охраной окружающей среды (ООС) от уровня Администрации ОАО «Газпром», администраций дочерних и зависимых обществ и организаций до их филиалов и производственных объектов.

Экологическая политика ОАО «Газпром» и собственные экологические политики дочерних компаний определяют цели и обязательства дочерних обществ по сокращению и предотвращению негативного воздействия производства на окружающую среду. Это позволяет компаниям Группы выстраивать свою деятельность так, чтобы соответствовать законодательным природоохранным требованиям, контролировать и предотвращать загрязнения, обеспечивать непрерывное повышение экологической результативности деятельности.

Высшим руководящим органом СЭМ ОАО «Газпром» является Правление ОАО Газпром».

Созданный приказом ОАО «Газпром» от 17 октября 2007г. №280 Координационный комитет ОАО «Газпром» по вопросам охраны окружающей среды и энергоэффективности,

в состав которого входит большинство членов Правления и руководителей профильных

департаментов ОАО «Газпром», обеспечивает комплексное управление и общую координацию деятельности структурных подразделений ОАО «Газпром» и его дочерних обществ, взаимодействие с природоохранными государственными органами и общественными организациями в области охраны окружающей среды. [2]

Экологическая политика ОАО «Газпром» одобрена Советом директоров в октябре 2011г. и рекомендована к использованию в компаниях Группы Газпром. Реализацию Экологической политики обеспечивает Координационный комитет ОАО «Газпром» по вопросам охраны окружающей среды и энергоэффективности, который осуществляет контроль и дает всестороннюю оценку природоохранной деятельности ОАО «Газпром».

СЭМ ОАО «Газпром» интегрирует в себе органы управления головной компании, а также

29 являющихся 100 % дочерними обществ по разведке, добыче, транспортировке, хранению и переработке углеводородов.

СЭМ ОАО «Газпром» в 2011г. была сертифицирована независимым международным органом по сертификации Det Norske Veritas, в 2012 и 2013гг. успешно прошла надзорные аудиты на соответствие международному стандарту ISO 14001:2004. В ходе аудитов сотрудники Администрации и дочерних обществ ОАО «Газпром», включенных в область применения СЭМ, продемонстрировали высокий уровень знаний и навыков в сфере экологического менеджмента, а также нацеленность на его постоянное совершенствование. Положительные результаты сертификации свидетельствуют, что деятельность ОАО «Газпром» в области охраны окружающей среды соответствует самым высоким международным стандартам.

Ключевым элементом реализации Экологической политики является Система экологического менеджмента (СЭМ) ОАО «Газпром», интегрирующая в себе органы управления головной компании и 29 дочерних обществ со 100 % участием, занятых в разведке, добыче, транспортировке, хранении и переработке углеводородов. СЭМ ОАО «Газпром» в 2011 г. была сертифицирована независимым международным органом по сертификации Det Norske Veritas, а в 2012 и 2013 гг. успешно прошла надзорный аудит на соответствие международному стандарту ISO 14001:2004. Планируется поэтапное расширение области применения СЭМ ОАО «Газпром» за счет включения в нее дочерних обществ со 100 % участием ОАО «Газпром», занятых в основной деятельности, но ранее не входивших в область применения СЭМ, а также осуществляющих деятельность по обеспечению работы системы газоснабжения. [3]

В рамках СЭМ ОАО «Газпром» в 2010 г. были приняты Корпоративные экологические цели, о выполнении которых дочерние общества регулярно отчитываются в ОАО «Газпром».

В 2013 г. по результатам мониторинга выполнения установленных целей и анализа значимых экологических аспектов деятельности дочерних обществ утверждены актуализированные экологические цели на период 2014 –2016 гг., которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Установленные корпоративные цели для ОАО «Газпром» и его дочерних обществ, включенных в область применения СЭМ

Корпоративная экологическая цель	Организации, для которых установлена цель	Выполнение по отношению к базовому уровню 2008 г.
Сокращение выбросов метана в атмосферу	Все дочерние общества по добыче, транспортировке, хранению и переработке газа и конденсата	Снижение на 11%
Снижение удельных выбросов в атмосферу (установленный срок достижения – 2018 г.)	Все дочерние общества по транспортировке газа	Удельные выбросы не увеличились
Снижение сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод и поверхностные водные объекты	Все дочерние общества	Снижение на 21%
Снижение доли отходов, направляемых на захоронение	Все дочерние общества	Увеличение на 3%
Снижение платы за сверхнормативное воздействие как интегрального показателя негативного воздействия на окружающую среду	Все дочерние общества	Снижение на 56%
Снижение удельного потребления газа на собственные технологические нужды	Все дочерние общества по транспортировке газа	Снижение на 15%
Внедрение СЭМ в соответствии с международным стандартом ISO 14001:2004	Все дочерние общества	СЭМ внедрены в Администрации ОАО «Газпром» и в 29 дочерних обществах

В 2013 г. в целом отмечалось достижение поставленных корпоративных целей, за исключением снижения доли отходов, направленных на захоронение. Это объясняется проведением масштабных работ по бурению новых скважин в труднодоступных районах Крайнего Севера, где существенно ограничены возможности утилизации буровых отходов, составляющих около 40 % объема образовавшихся отходов в дочерних обществах области применения СЭМ ОАО «Газпром». Вместе с тем дочерние общества ОАО

«Газпром» для достижения поставленной цели последовательно внедряют технологии обезвреживания и утилизации отходов бурения, селективный сбор и использование отходов в качестве вторичных материальных и электроэнергетических ресурсов. [4]

Был произведен анализ системы экологического менеджмента ОАО «Газпром», при котором было выявлено наличие четкой и конструктивной экологической политики предприятия. Организация работ и распределение обязанностей в сфере экологического менеджмента. Составление, ведения и проверки регистра нормативной документации, инструкций, разрешений, согласований. Существует система установления местных задач с целью соответствия политике предприятия и для анализа результативности и информирования высшего руководства. [5]

Группа Газпром демонстрирует стабильное сокращение воздействия на атмосферный воздух. За период 2009–2013 гг. снижение валовых выбросов ЗВ составило 314,7 тыс. т. (Рис. 1)



Рис. 1 – Динамика валовых выбросов и предотвращенных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в Группе Газпром, 2009-2013 гг., тыс. т

Определяющее влияние на динамику валовых выбросов Группы Газпром в 2013г. оказала реализация комплекса организационных, технических и технологических мероприятий в Группе Газпром нефть. Были проведены модернизация факельных систем и сокращение факельного сжигания ПНГ, реконструкция автозаправочных станций (АЗС) с оснащением их современным технологическим оборудованием. Эти, а также иные мероприятия позволили сократить вредные выбросы в атмосферу на 315,6 тыс. т.

Снижение объемов валовых выбросов от стационарных объектов Газпром энергохолдинга на 10,4 % произошло из-за сокращения сжигания топлива вследствие уменьшения выработки электрической энергии. (Рис. 2)

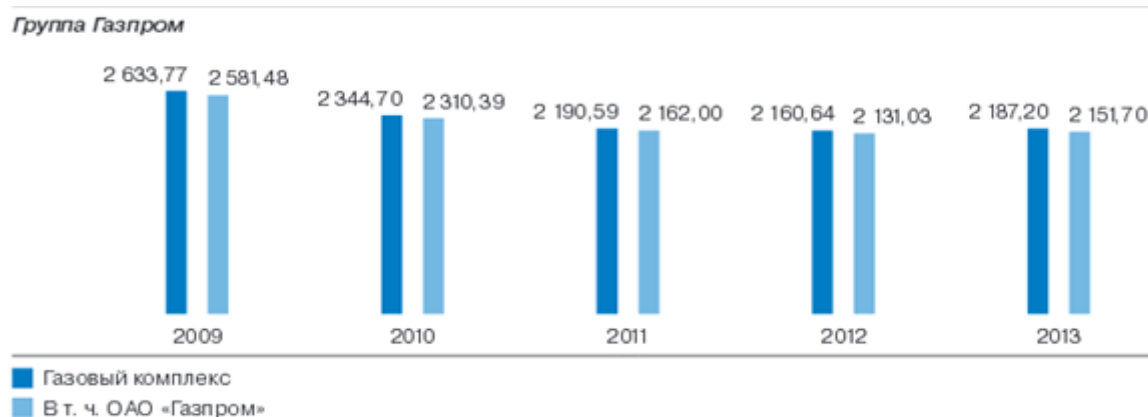


Рис. 2 – Динамика валовых выбросов в атмосферный воздух, 2009-2013 гг., тыс. т.

В результате проведения оценки системы экологического менеджмента ОАО «Газпром» была выявлена эффективность ее работы. Общество поддерживает и постоянно улучшает свою Систему экологического менеджмента (СЭМ) в соответствии с требованиями стандарта. В процессе аудита Организация продемонстрировала способность СЭМ к достижению обязательств экологической политики и целей в области экологии, снижение количества выбросов загрязняющих веществ.

Литература

1. 1)Сертификат ISO 14001. Система экологического менеджмента (СЭМ) http://www.serconsrus.ru/services/sistema_ekologicheskogo_menedzhmenta/?utm_source=Yandex_Direct&utm_medium=cpc&utm_campaign=sercons-iso
2. Охрана окружающей среды ОАО «Газпром» www.gazprom.ru/environmental-protection/#land
3. Экологическая политика ОАО «Газпром» www.gazprom.ru/nature/ecology/
4. Отчет 2013 ОАО «Газпром» <https://Gazprom.ru/f/posts/74/295290/Gazprom-environmental-report-2013-ru.pdf>
5. Оценка эффективности систем экологического менеджмента http://studopedia.net/3_46488_kolichestvennaya-i-kachestvennaya-otsenka-effektivnosti-sistem-ekologicheskogo-menedzhmenta.html

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КИН (НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО НМР)**А.С. Иванов И.В. Шарф**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью работы является анализ финансово - экономической эффективности повышения коэффициента извлечения нефти.

Актуальностью являются задачи применения новых технологий, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу данного месторождения, а конкретно разработать дальнейший план действий по ведению новых скважин и применения различных геолого-технических мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти.

Крапивинское месторождение открыто в 1985 году, введено в пробную эксплуатацию в 1998 году. По балансовым запасам месторождение относится к крупным. Томский ЛУ месторождения находится на 2 стадии разработки.

На данной стадии изученности месторождения в пласте Ю₁³ выявлено 6 залежей нефти: Северная, Восточная, Центральная, Район скв. № 198Р, Юго-восточная и Южная, разделяющиеся между собой «литологическими» экранами (зонами деструкции) и тектоническими нарушениями. С учетом унаследованности тектонических условий с нижележащим пластом Ю₁³ и фактических данных пласта Ю₁², в нем было выделено 6 блоков и 7 залежей, приуроченных к ним. Залежи получили следующие названия: Северная, Восточная, Центральная, Юго-западная, Южная, Юго-восточная и Район скважины № 210Р.

В результате количественных и качественных характеристик месторождения а так же проведенных ГРП, произошло увеличение запасов нефти за счет нефтенасыщенных толщин и расширения контура нефтеносности. С целью вовлечения этих запасов в разработку необходимы корректировки ранее утвержденных проектных решений разработки томского ЛУ: увеличение объема и корректировка динамики эксплуатационного бурения, оптимизация объектов поверхностной инфраструктуры, корректировка уровней добычи и технико-экономических показателей разработки в соответствии с актуальным экономическим сценарием.

Приоритетной задачей разработки месторождения является обеспечение максимального суммарного отбора нефти и достижения проектного КИН. Разработка оптимизируется в сторону минимизации возможных сроков выработки запасов с увеличением срока рентабельности.

За многие годы из большого числа вариантов и альтернатив, рассмотренных компаний, сформировались некоторое количество различных вариантов для повышения нефтеотдачи и выработки запасов. В работе были рассмотрены следующие три основных варианта разработки актива:

Нулевой вариант – предполагает продолжение разработки сложившимся фондом без бурения проектных скважин, без дополнительных ГТМ, кроме тех, что направлены на восстановление базовой добычи. Достигнутый КИН на 2050 год - 0,192; накопленная добыча нефти составляет 28,8 млн.тонн; вовлечено в разработку 52,9 % от НИЗ.

Базовый вариант - По утвержденному варианту предполагается уплотнение сетки разбуривания и бурение проектных наклонно-направленных скважин 4-мя буровыми бригадами. Пласты Ю₁² и Ю₁³ разрабатываются единым объектом Ю₁²⁺³. Проектный фонд скважин для бурения составил 327 (из них 222 добывающих, 100 нагнетательных, 5 водозаборных). Из них, в той части пласта Ю₁², которая не совпадает в плане с пластом Ю₁³ (эта часть находится в районе Восточной залежи), предполагается дополнительно пробурить самостоятельную сетку скважин. Достигнутый КИН на 2050 год - 0,294; накопленная добыча нефти составляет 44,1 млн.тонн; вовлечено в разработку 80,8 % НИЗ.

Оптимизированный – Основные изменения определены экономической эффективностью развития актива. Отказ от бурения 14 кустовых площадок, 17 ЗБС, 10 приобщений основан на неэффективных инвестициях в актив и увеличивает доходность и привлекательность проекта. Хотя, разбуривание пласта Ю₁² наклонно-направленными скважинами экономически нецелесообразно, а применение горизонтального бурения не обоснованно, но решение о разработке пласта Ю₁² будет принято после подтверждения добычных возможностей опытно-промышленного участка горизонтальных скважин Достигнутый КИН на 2050 год - 0,290; накопленная добыча нефти составляет 43,5 млн.тонн; вовлечено в разработку 80 % от НИЗ.

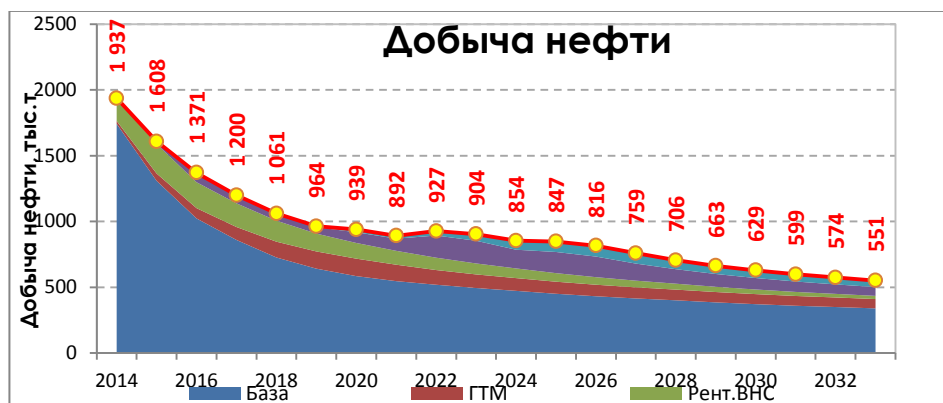


Рис.1 – добыча нефти по разным вариантам разработки месторождения

Сравнительный технико-экономический анализ расчетных вариантов показал, что наиболее высокие технико-экономические показатели с наименьшим технологическим риском достигаются оптимизационным вариантом, на основании чего он принят в качестве рекомендуемого (таблица 1).

Таблица 1.

Экономическая оценка альтернативных вариантов разработки

Наименование показателя	Единицы измерения	Вариант нулевой	Вариант базовый	Вариант оптимизированный
Добыча нефти	тыс.т	15 353,1	30 562,3	29 981,7
Добыча газа	млн.м3	621	1 221	810
Инвестиции	млн.руб.	13 923	47 526	33 059
NPV	млн.руб.	9 025	6 823	11 377
PI, д.ед.	д.ед.	3,00	1,33	1,70
IRR	%	---	---	---
Уд. инвестиции на 1 тонну добычи	тыс.руб./т	0,91	1,56	1,10
ГЭП проекта	год	2019	2 021	2025



Рис. 2 - Дерево решений

Данное дерево решений (рис 2.) характеризуется тремя точками принятий решений: 1 точка предполагает отказаться от бурения и разрабатывать месторождение сложившимся фондом скважин, NPV составит – 9 025 млн.руб. Точка 2 – разработка месторождения по утвержденному документу ЦКР, NPV составит 6 823 млн. руб. Как видно из блок-схемы наибольшее значение NPV относится к точке решения – 3, характеризуется реализацией только экономически эффективных геолого-технологических мероприятий, NPV составит 11 377 млн. руб.

Оптимальный вариант развития активов.

Данный вариант разработки месторождения подразумевает разработку сложившимся фондом скважин без дополнительных мероприятий связанных с развитием актива и каких-либо дополнительных решений. «Нулевой» вариант несет только затраты на текущий ремонт, замену, реконструкцию крупных объектов, агрегатов, площадок, без которых не может быть обеспечена опция базовой добычи.

Для оптимизации затрат, увеличения рентабельного периода разработки предусмотрено планомерное выбытие скважин актива по мере обводнения или достижения рентабельного дебита нефти. В связи с тем, что наиболее выработанная Северная залежь является высокопродуктивной с дебитами по жидкости до 600 м³/сут, поэтому экономически не целесообразно эксплуатация таких скважин при критической обводненности. Это приводит к высоким эксплуатационным затратам, затратам электроэнергии, износ оборудования и инфраструктуры, а так же не целесообразной загрузке узлов обустройства, при дебитах нефти ниже рентабельного.

«Нулевой» вариант на Крапивинском месторождении не требует капитальных затрат и инвестиций в себестоимость. В «базовом» варианте предусмотрены только проведение плановых ГТМ, направленных на поддержание уровней добычи, снижение текущей обводненности, ремонт и содержание существующего фонда скважин. «Нулевой» вариант является один из самых рентабельных методов разработки месторождения, однако противоречит требованиям лицензионного соглашения о разработке недр и не реализует полномасштабной выработки запасов.

Так как базового фонда на месторождении недостаточно для максимальной выработки запасов, достижения утвержденного КИН и максимально возможного дохода государству, необходимо вовлечение в разработку не разбуренных частей месторождения путем интенсивного бурения. С этой целью предполагается добуривание Южной залежи месторождения, а так же уплотнение сетки скважин Северной залежи месторождения в зоны с рентабельными, остаточными запасами нефти.

Минимальный срок разработки месторождения и поддержание максимальных темпов отбора обеспечивается интенсивным разбуриванием площадей 4-мя буровыми бригадами. Данное количество бригад целесообразно не только экономически, но и лимитировано по причинам отсутствия целостности инфраструктуры обустройства Южного блока, находящегося на стадии строительных работ. В начальные сроки интенсивного разбуривания (2010 год) работы проводились 5-ю буровыми бригадами, что привело к отставанию развития инфраструктуры вновь разбуриваемых площадей. Было принято решение уменьшить темп разбуривания, сократив количество буровых бригад до 4.

Возможное достижение утвержденного КИН ведется применением регулирования процесса заводнения и высокоэффективных ГТМ и МУН.

Таблица 2.

Основные факты по активу на 2011 год

Начало промышленной эксплуатации	1998 г.
Начальные извлекаемые запасы, млн. т.	54,55
Остаточные запасы, млн. т.	41,06
Годовой объем добычи в 2011 г., млн. т.	2,07
Обводненность, %	0,68
Бездействующий фонд добывающих скважин, (% от действующего)	5,2
Затраты на подъем в 2011г., тыс. руб./т	1,11
Капвложения в 2011г., (млрд. руб.)	6,2
ГЭП	2025

Основная стратегия геолого-технических мероприятий, реализуемых на Крапивинском месторождении, направлена на увеличение рентабельного срока разработки, при достижении максимально возможного КИН. Выполнить эту задачу призван комплекс экономически рентабельных ГТМ, которые включает в себя:

- Ввод 201 наклонно-направленных скважин до 2017 года (149 добывающих и 52 нагнетательных) с ГРП. Многие кусты уплотняющего бурения, а так же ЗБС на Северной залежи экономически нерентабельные. Таким образом, от капиталовложений в данное бурение предложено отказаться и заменить кусты уплотняющего бурения на возможные ЗБС.
- В связи с интенсивным разбуриванием Южной залежи проводится постоянный мониторинг месторождения. Своевременная корректировка запасов, карт и моделей месторождения, а так же оптимизация системы разработки и объектов поверхностной инфраструктуры, корректировка технико-экономических показателей позволяет оперативно и эффективно управлять активом.
- Применение высокоэффективных ГТМ на месторождении позволяет продлить рентабельный срок работы скважин. На обводненном фонде скважин применяется РИР, либо потокоотклоняющие технологии. При полной выработки запасов скважина является непосредственным кандидатом на ПВЛГ с селективным ГРП.
- Снизить издержки и эксплуатационные затраты позволяет вывод скважины в бездействие по рентабельному дебиту нефти и соответствующее регулирование фонда нагнетательных скважин.

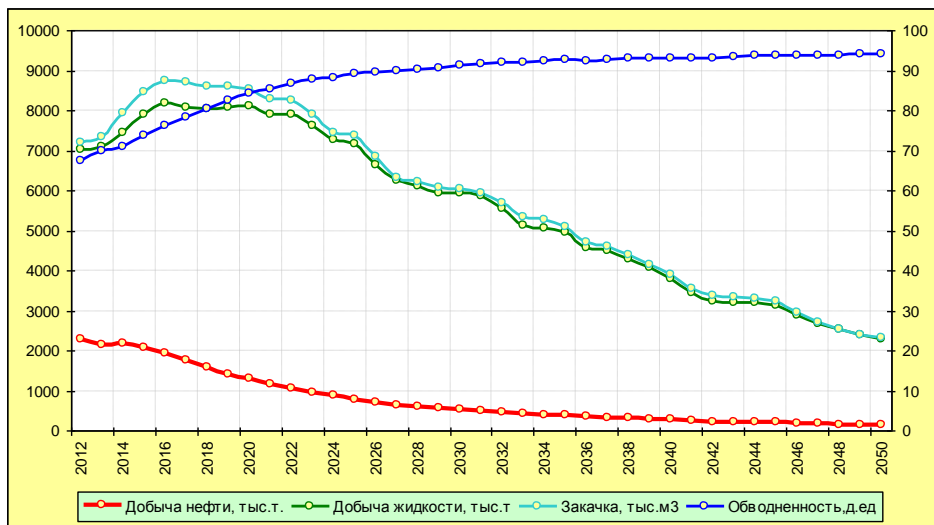


Рис.3 - График разработки месторождения.

Как видно из рисунка 3 высокие уровни добычи жидкости полностью компенсируются своевременно сформированной системой ППД, что на сегодняшний день является приоритетной задачей при вводе новых скважин. На 1.01.2012 г. компенсация добычи составляет 99,7 %, однако распределение компенсации на месторождении имеет очаговый характер.

Проведенный технико-экономический анализ разработки Крапивинского месторождения по предложенным ГТМ показал, что при бурении 27-ми запланированных ранее кустовых площадок неэффективным является бурение 17 кустовых оснований. Поэтому был просчитан оптимизированный вариант без учета 14 неэффективных кустов.

Ключевые показатели эффективности от реализации рекомендуемого варианта разработки представлены в таблице 3.

Таблица 3.

Ключевые показатели эффективности Крапивинского месторождения

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016-2050	Итого
Добыча нефти, тыс.т	2 276,8	2 130,8	2 159,9	2 077,9	21 336,3	29 982
Капитальные вложения, млн.руб.	4 970	4 473	3 512	2 594	9 807	25 356
в том числе:						
ГРП						
Подготовительные работы	498	383	359	288	420	1 948
Эксплуатационное бурение	2 173	2 796	2 140	1 546	2 091	10 745
Площадочные объекты	430	313	191	317	445	1 696
Трубопроводы	428	183	119	32	1 387	2 149
Автодороги	561	258	329	79	472	1 698
Объекты энергохозяйства	537	347	158	144	295	1 480
Объекты социального назначения						
ПИР	59					59
Оборудование НВСС	158	195	183	181	4 357	5 074
Затраты на поддерж. инфр-ры	127		33	6	340	507
Прочие						
Инвестиции в себестоимости, млн.руб.	172	173	222	216	6 920	7 703
Операционные затраты, млн.руб.	2 351	2 629	2 933	3 233	127 001	138 146
ЕВИТДА, млн.руб.	7 808	6 366	6 162	5 820	-10 259	15 896
Чистый денежный поток, млн.руб.	1 645	1 105	1 997	2 679	-13 575	-6 148
Дисконтированный денежный поток, млн.руб.	1 534	896	1 408	1 643	5 909	11 390

В структуре капитальных затрат, на примере рекомендуемого варианта, основными являются затраты на эксплуатационное бурение (42%), также на строительство и реконструкцию линейных объектов и ОНСС потребуются значительная доля затрат (41%).

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК за 2012 год. Западно-Полуденное месторождение / П.В.Молодых, С.И.Алексеев, Т.П.Еремеева, О.С.Годунова, И.В.Бородич – Томск, 2012. – С. 217
2. Проект разработки Крапивинского месторождения: «Томскнефть» ВНК, 2012.
3. Отчет «Показатели текущего состояния разработок по месторождениям» - ОАО «Томскнефть» ВНК, 2012.

ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ**А.М. Игольников**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ситуация, сложившаяся на международной политической арене в настоящее время, имеет серьезное влияние на экономическую и производственную сферы, в том числе и на сферу производства нефтегазового оборудования. Санкции, введенные странами Запада в отношении России, с одной стороны, практически закрыли импортного доступ нефтегазового оборудования на российский рынок. Особенно актуальна эта проблема в сфере освоения шельфа и нефтепереработки, где используется особенно много западной техники и технологий.

С другой стороны, санкции привели к тому, что важнейшей государственной задачей на современном этапе развития страны является разработка и реализация программ импортозамещения, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Одной из таких программ может стать создание Национальной инжиниринговой сервисной компании (НИСК) - первой в ряде аналогичных структур, которые будут создаваться в России по инициативе производителей нефтегазового оборудования. Консолидация отраслевиков откроет доступ на внутренний рынок заказов с объемом свыше 200 млрд руб. более 200 российским производственным и сервисным компаниям. Благодаря скоординированному взаимодействию Минпромторга, Минприроды и Минэнерго к 2020 году уровень импортозамещения в нефтегазовом машиностроении по ряду направлений достигнет 80%.

Отметим, что на сегодняшний день существует два подхода к проблеме производства нефтегазового оборудования в России. Так, одни специалисты утверждают, что отечественные производители часто проигрывают зарубежным конкурентам по цене, срокам изготовления и качеству машин, поэтому на российском рынке нефтегазового бурового оборудования поставки из-за рубежа составляют почти 70%. Остро стоит проблема отсутствия производства отдельных видов высокотехнологичных комплектующих. Продукция отечественного нефтегазового машиностроения, созданного практически «с нуля», пока демонстрирует невысокое качество оборудования и его низкую конкурентоспособность[1].

Однако есть мнение, что отечественное оборудование для нефтегазовых компаний практически не уступает своим западным аналогам. Так, Президент Союза производителей нефтегазового оборудования А.В. Романихин отмечает, что нужна грамотная государственная политика в отношении отрасли нефтегазового машиностроения: «Основная задача сегодня - чтобы крупные проекты, реализуемые в нефтегазовом комплексе нашими естественными монополиями, были ориентированы на отечественное, а не иностранное оборудование» [5].

С нашей точки зрения, весь комплекс проблем отрасли нефтегазового машиностроения можно разделить на две большие группы: технологические и организационные.

Под технологическими проблемами рассматриваемой отрасли предлагается понимать те аспекты, которые непосредственно связаны с производством и обслуживанием оборудования. Рассмотрим некоторые из них.

Недостаточное количество технических регламентов и государственных стандартов в области нефтегазового машиностроения. Непростые условия эксплуатации бурового и нефтегазового оборудования определяют комплекс особых требований к надежности - безотказности, долговечности, ремонтпригодности. В условиях стремительного развития науки и техники, а также информационных технологий в России наблюдается устаревание фонда государственных стандартов. Общий объем стандартов у нас примерно 24 600, что означает по намеченным разработчиками плану ежегодное их обновление должно было составлять минимум 4 000. В реальности же максимальное число пересмотренных и вновь принятых стандартов составляет около 900 единиц в год[6]. В этих условиях резко снижается эффективность государственного регулирования безопасности в промышленности, строительстве, энергетике, на транспорте, что на фоне нарастающего износа основных производственных фондов повышает вероятность возникновения аварий и техногенных катастроф.

Российские стандарты на нефтегазовое оборудование устарели и не обновлялись с советского времени. Необходимо создание российских стандартов в сфере нефтегазового машиностроения, гармонизированных с авторитетными иностранными стандартами. Учитывая сложившуюся ситуацию, считаем, что разработку новых стандартов в нефтегазовой отрасли может координировать ОАО «Газпром».

Моральный и физический износ производственного оборудования. Практически все предприятия тяжелого машиностроения были построены или спроектированы исходя из потребностей плановой экономики СССР. Предприятия тяжелого машиностроения обладают рядом специфических характеристик, а именно: низкий уровень рентабельности, высокий уровень накладных расходов, энергоемкости и металлоемкости, длительный производственный цикл и, как следствие, длительный период возвратности инвестиций[4]. Кроме того,

особняком стоит проблема отсутствия производства отдельных видов высокотехнологичных комплектующих. В результате для повышения технического уровня продукции тяжелого машиностроения российские предприятия вынуждены приобретать зарубежные узлы и комплектующие, поскольку в России они либо не производятся, либо обладают низким качеством. В результате за счет таможенных и логистических издержек на приобретение комплектующих стоимость конечной продукции тяжелого машиностроения растет и в настоящее время по ряду позиций превышает уровень цен зарубежных конкурентов.

Неэффективность системы НИОКР и недостаточное использование передовых технологических процессов при производстве нефтегазового оборудования. Как отмечают исследователи, с началом проведения рыночных реформ в стране фактически была разрушена прежняя централизованная система НИОКР со всеми ее атрибутами: планированием, организацией, финансированием, внедрением[2]. В советские годы, уровень отечественных технологий и оборудования для их применения в нефтегазовой отрасли был далек от мирового, так как развивались они вне конкуренции с ведущими мировыми аналогами. Преодолеть эту негативную тенденцию прошлых лет и обеспечить устойчивое развитие нефтегазового машиностроения в будущем можно только за счет формирования современной (инновационно-ориентированной) модели взаимодействия нефтегазового комплекса и сектора, связанного с созданием новых технологий и оборудования.

Острая нехватка квалифицированных кадров.

Проблемы развития российского нефтесервиса.

К проблемам организационного характера развития отрасли нефтегазового машиностроения можно отнести следующие:

- отсутствие четкой промышленной политики в отрасли. Государство не проявляет интереса к деятельности нефтяников-машиностроителей, да и бизнес-сообщество в лице вертикально интегрированных компаний не идет на серьезные инвестиции, которые позволили бы вывести подотрасль из состояния стагнации. Отсутствие системных программ развития машиностроительного сектора экономики в сочетании с весьма неясными контурами государственной промышленной политики привело к убогому, в целом, существованию машиностроения, отсутствию новых современных разработок, стремительному старению основных фондов предприятий[3];

- неэффективная система налогообложения предприятий отрасли;

- отсутствие профильного подразделения в Минэнерго, которое отвечает за взаимодействие с поставщиками и подрядчиками нефтегазового комплекса и т.д.

Таким образом, к настоящему времени на рынке продукции нефтегазового машиностроения сложилась критическая ситуация, которая характеризуется: снижением продаж из-за недостаточной конкурентоспособности; недостатком финансовых ресурсов; отсутствием инвестиций в НИОКР и модернизацию оборудования; технологическим отставанием; моральным и физическим износом производственного оборудования; утратами позиций на внешнем и внутреннем рынке; кадровым дефицитом.

Государственное регулирование должно быть базовой составляющей формирования мер, которые обеспечили бы нормальное функционирование ТЭК и его эффективное развитие в интересах государства, его населения и частного капитала. Присутствие государства должно быть гораздо более качественным и более эффективным, чем в настоящее время, что соответствует мировому опыту.

Необходимо обеспечить государственным мониторингом выполнение инвестиционных программ, оперативным анализом и оценкой результатов принятых решений, законов, что необходимо для коррекции стратегии и тактики, противодействия бюрократическим препонам при согласовании строительства, разведочного и эксплуатационного бурения, при получении кредитов.

Совершенствование законодательной и нормативно-правовой базы необходимо перевести в русло создания эффективной государственной системы управления, способной осуществить кардинальные изменения в нефтегазовой сфере.

Литература

1. Егоров В. Производство нефтегазового оборудования после кризиса // Промышленный вестник. – 2011. - №4 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.promvest.info/news/obzor.php?ELEMENT_ID=33671
2. Земцов Р.Г., Силкин В.Ю. Проблемы инновационного развития нефтегазового сектора [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.nsu.ru/exp/ref/Media:4ef1a26c8846c8c01300028103_Silkin.pdf
3. Кершенбаум В.Я. Современные проблемы конкурентоспособности российской нефтегазовой техники сектора [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gasoilpress.ru/gij/gij_detailed_work.php?GIJ_ELEMENT_ID=47259&WORK_ELEMENT_ID=4726
4. Машиностроение: энциклопедия. Физико-механические свойства. Испытания металлических материалов. СПб: Машиностроение, 2010. – 931 с.
5. Романихин А.В. Машиностроительная отрасль чувствует себя стабильно плохо [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2009/02/25331.html>
6. Шмаль Г.И. Инновационная стратегия для нефтегазового комплекса в условиях ВТО: проблемы и пути решения // Экологический вестник России, 2013. - №7 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/1738-innovatsionnaya-strategiya-dlya-neftegazovogo-kompleksa-v-usloviyakh-vto-problemy-i-puti-resheniya>

ОЦЕНКА ИМУЩЕСТВА ООО ТНПВО «СИАМ»

И.П. Карбан

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Стоимость имущества предприятия – это внеоборотные и оборотные активы, находящиеся в распоряжении предприятия. Актив бухгалтерского баланса ТНПВО позволяет оценить имущество Общества и его инвестиционную деятельность на 2014

Имущество, обязательства и иные факторы хозяйственной деятельности в целях бухгалтерского учета подлежат оценке в денежном выражении в валюте Российской Федерации в суммах без округления до целых рублей.

Переоценка ОС в Обществе не производится.

Начисление амортизации ОС производится линейным способом, исходя из срока полезного использования объектов ОС, определенного комиссией по учету поступления, перемещения, списания и прочего выбытия ОС.

Общество не принимает повышающие и понижающие коэффициенты при расчете амортизации по объектам ОС.

По ОС, переданным или полученным в лизинг может применяться коэффициент ускоренной амортизации (если это предусмотрено договором).

Резерв расходов на ремонт ОС не создается.

Расходы на проведение всех видов ремонтов ОС включаются в состав расходов по обычным видам деятельности того отчетного периода, в котором произведен ремонт.

Материальные ценности, которые предназначены для передачи во временное владение или пользование третьим лицам, Общество учитывает на счете 03 «Доходные вложения в материальные ценности». При этом объекты ОС, отражаемые как доходные вложения в материальные ценности, делятся на две группы: приобретаемые исключительно с целью передачи во временное владение или пользование третьим лицам (для сдачи в аренду);

Первоначально используемые в хозяйственной деятельности Общества, и в последующем переведенные в категорию средств, сдаваемых в аренду.

Общество переводит объекты ОС, учтенные в момент приобретения на счет 01 «Основные средства», на счет 03 «Доходные вложения в материальные ценности» при передаче их в аренду. При этом перевод допускается исходя из принципа целесообразности, т.е. объект ОС в дальнейшем предполагается использовать только для передачи во временное владение или пользование третьим лицам; договор аренды определяет длительный срок взаимоотношений между контрагентами и т.п. Если перевод на счет 03 признан нецелесообразным, объекты ОС учитываются на счете 01 с использованием аналитики по договорам аренды.

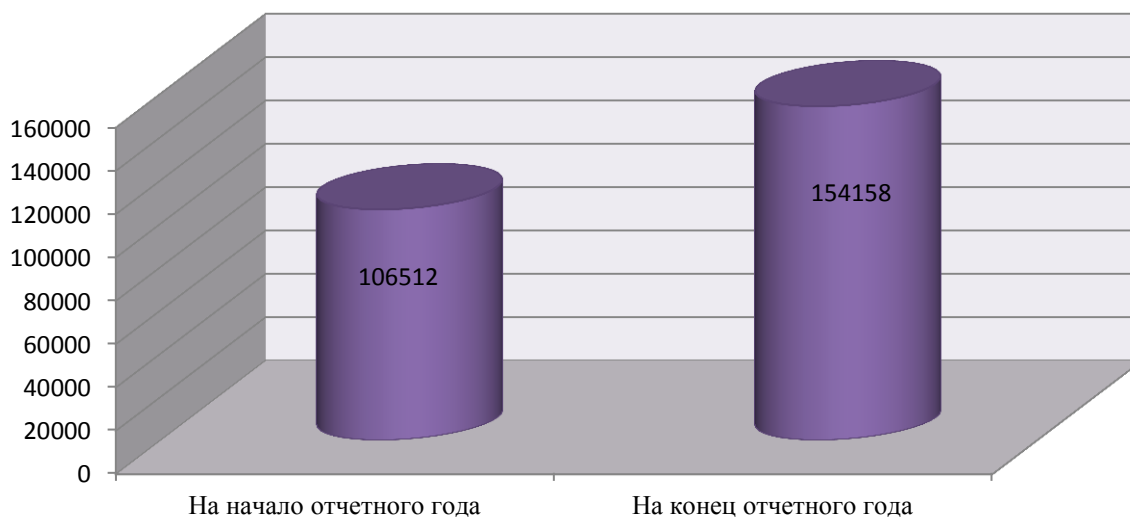


Рис.1 - Динамика актива баланса

Переоценка НМА в Обществе не производится.

Объект нематериальных активов учитывается по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации. Амортизация нематериальных активов с определенным сроком полезного использования производится линейным способом. В том случае, если линейный способ не соответствует схеме потребления Обществом экономических выгод от использования нематериального актива, Общество может применять способ начисления амортизации пропорционально объему выпущенной продукции. По нематериальным активам с неопределенным сроком полезного использования амортизация не начисляется.

При изменении способа амортизации по нематериальному активу новый метод применяется с начала года, следующего за годом принятия решения об изменении способа амортизации. Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из остаточной стоимости нематериального актива на начало года, следующего за годом принятия решения об изменении способа амортизации.

На основании показателей имущества Общества (внеоборотные и оборотные активы) изучается динамика изменения стоимости всего имущества и его составляющих за 2014 год и дается оценка влияния отдельных видов имущества на увеличение или снижение стоимости всего имущества.

Как видно из Рис.1 общая стоимость имущества возросла за 2014 год на 47646 тыс. руб., или на 44,7%, что свидетельствует об увеличении хозяйственной деятельности Общества. Главным образом, такой процесс произошел за счет увеличения объема основного капитала на 32519 тыс. руб. и прироста оборотного капитала на 15125 тыс. руб. Иначе говоря, за отчетный период в основной капитал было вложено более чем в 2 раза средств, чем в оборотные средства. Это говорит о том, что иммобильные почти сравнялись с мобильными средствами.

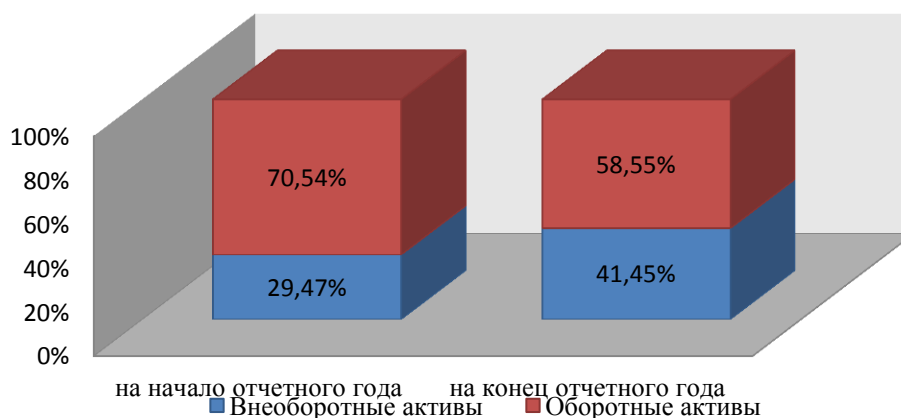


Рис.2 – Структура актива баланса

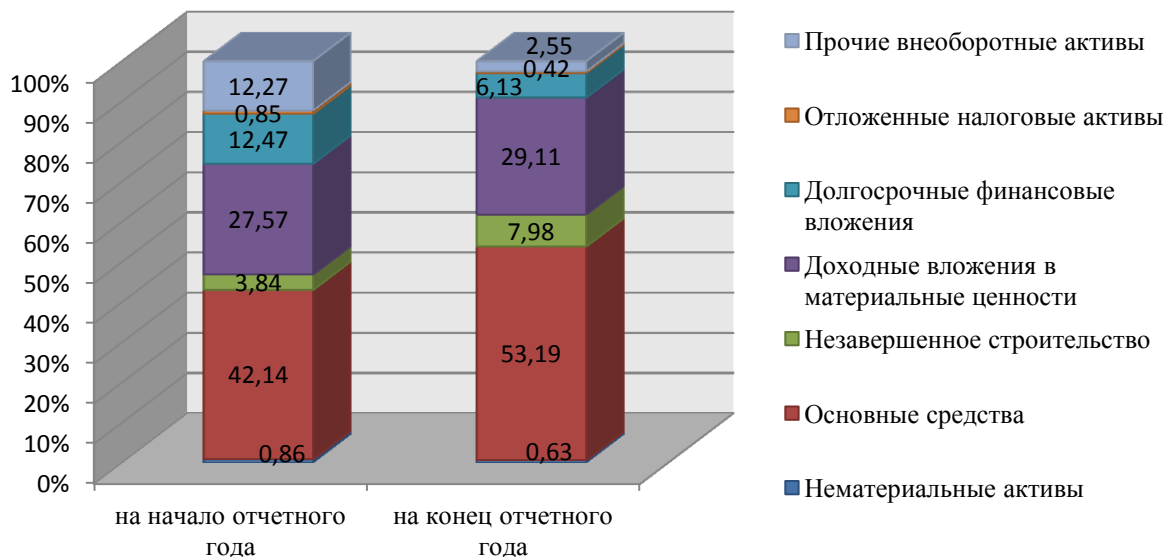


Рис. 3 – Структура внеоборотных активов

Увеличение стоимости внеоборотных активов в целом произошло вследствие увеличения незавершенного производства на 323,7%, а также основных средств на 157 %, что свидетельствует о капитализации прибыли. С увеличением доли основных средств в имуществе Общества увеличиваются амортизация основных фондов и доля постоянных издержек.

Литература

1. Грачев А.В. Финансовая устойчивость предприятия. Критерии и методы оценки в рыночной экономике. - М. : Дело и Сервис, 2010. - 400 с.
2. Губина О.В., Губин В.Е. Анализ финансово-хозяйственной деятельности. Практикум. - М. : Форум, Инфра-М, 2010. - 192 с.

3. Компания Сиам / Электронные данные, 2013. - URL: <http://www.siamoil.ru> (дата обращения: 30.08.2013).
4. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая). – М. : Омега-Л, 2013. - 790 с.
5. Учетная политика для целей бухгалтерского учета на 2012 год ООО ТНПВО «СИАМ» (Приложение №1 к приказу от 31 декабря 2011г. № УП-БУ/2012), 2012. – 62 с.

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

А.В. Колтышев

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях современной нестабильной экономической ситуации прогнозирование финансового состояния компании представляется весьма актуальным как для самой компании, так и для других участников рынка. Финансовые ресурсы предприятий нефтегазовой отрасли оказывают влияние на все сферы и звенья финансовой системы России, обеспечивая наибольшие налоговые поступления в бюджет и устойчивое социально-экономическое развитие регионов добычи [2, с. 22].

Нефтегазовый сектор продолжает оставаться «локомотивом» отечественной экономики. Подавляющее большинство крупнейших по объему реализации продукции и капитализации компаний сосредоточено в нефтяной и нефтегазовой промышленности: «Газпром». НК «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР. ОАО «Сургутнефтегаз». НК «Сибнефть», НГК «Славнефть». НК «Роснефть» и др. [1, с. 67].

Рассмотрим методы финансового прогнозирования, применяемые в нефтегазовых компаниях. Простейшим методом прогнозирования является метод пропорциональной зависимости, основанный на зависимости различных показателей финансовой отчетности от объема реализации компании.

Относительно простыми и «наглядными» также считаются методы, основанные на динамическом анализе и построении моделей авторегрессии, поскольку для их реализации необходимо располагать данными о значениях лишь одного исследуемого показателя в прошлом. В случае с методом множественной регрессии массив исследуемых данных расширяется за счет сведений о значениях независимых переменных - факторов, оказывающих влияние на результирующий показатель. Регрессионный анализ отличается от прогнозирования на основе метода пропорциональной зависимости тем, что одновременно позволяет учитывать взаимосвязи прогнозируемого показателя сразу с несколькими экзогенными факторами. Применение этого метода может улучшить качество прогноза многих показателей финансовой отчетности.

Следует отметить, что факторные регрессионные модели (в комбинации с методом пропорциональных зависимостей) показали свою эффективность и при прогнозировании основных показателей финансовой отчетности российских компаний - выручки (объемов продаж), себестоимости реализованной продукции, прибыли от продаж и чистой прибыли, а также размера активов (капитала) предприятия [3, с. 87].

Сопоставляя рассматриваемые методы, следует учесть, что по мере роста точности прогноза увеличиваются и затраты на его получение. Исходя из этого, применение более сложных методов целесообразно, когда от увеличения точности прогноза можно ожидать существенного улучшения финансовых результатов.

Важно отметить, что значительное влияние оказывает ряд экзогенных (внешних) факторов на результирующие финансовые показатели деятельности нефтегазовых компаний.

В рамках темы исследования рассмотрим методы прогнозирования финансового состояния на примере ОАО «Лукойл». В связи с этим установлен следующий алгоритм процедуры финансового прогнозирования на основе построения факторных моделей.

1. Корреляционный анализ.
2. Проверка экзогенных факторов на мультиколлинеарность.
3. Построение прогнозной модели.
4. Создание набора предположений о величинах значимых экзогенных факторов на перспективу.
5. Сценарный прогноз финансовых показателей предприятия.

1. Корреляционный анализ.

В нефтегазовой отрасли Российской Федерации основными факторами внешнего окружения являются:

- изменение цен на нефть и продукции нефтепереработки;
- обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции;
- транспортировка нефти и нефтепродуктов в России.

Далее проведен анализ корреляции вышеуказанных экзогенных факторов с ключевыми финансовыми показателями на примере ОАО «ЛУКОЙЛ», результаты которого отражены в табл. 1.

В результате произведенного анализа можно сделать вывод о том, что практически все выбранные экзогенные факторы коррелируют с теми или иными ключевыми финансовыми показателями ОАО «ЛУКОЙЛ».

Таблица 1
Корреляционная матрица основных финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ» и внешних макроэкономических факторов

Переменные	Коэффициенты корреляции. Выделенные коэффициенты корреляции значимы при $p < 0.05000$ Число наблюдений (N) = 21.						
	Курс USD/RUR	Цена на нефть , \$/ барель	Индекс с Доу- Джонса (DJI)	Ставка ФРС	Курс EUR/USD	Тарифы по транспортировке нефти на НПЗ, руб. / т.	Тарифы по транспортировке нефти на экспорт, \$/т
MV (market value) Рыночная капитализация ОАО «ЛУКОЙЛ», тыс.руб.	-0,14	,084	,013	-0,56	0,88	0,87	0,41
MV (market value added) Рыночная добавленная стоимость ОАО «ЛУКОЙЛ», тыс.руб.	-0,16	0,97	0,25	-0,16	0,70	0,64	0,66
Выручка ОАО «ЛУКОЙЛ», тыс.руб.	-0,37	0,97	0,25	-0,16	0,70	0,64	0,66
Чистая прибыль ОАО «ЛУКОЙЛ», тыс.руб.	-0,13	0,76	0,03	-0,24	0,62	0,61	0,34
ROA (return on assets) Рентабельность активов ОАО «ЛУКОЙЛ», %	-0,18	0,11	0,28	0,45	-0,11	-0,17	-0,02
ROE (return on equity) Рентабельность собственного (акционерного) капита ла ОАО «ЛУКОЙЛ», %	-0,30	-0,04	0,28	0,67	-0,31	-0,42	-0,03
EPS (earnings per share) Прибыль на акцию ОАО «ЛУКОЙЛ», тыс.руб.	-0,14	0,75	0,04	-0,22	0,61	0,60	0,34
P/E (price-to earnings ratio) Отношение рыночной цены акции к EPS ОАО «ЛУКОЙЛ»	0,03	-0,14	-0,18	0,07	-0,21	-0,27	0,10
P/S (price-to sales ratio) Капитализация к выручке от реализации ОАО «ЛУКОЙЛ»	0,38	0,1	-0,15	-0,83	0,57	0,71	-0,26
Отношение капитализации к собственному (акционерному) капиталу ОАО «ЛУКОЙЛ»	-0,26	-0,17	0,40	0,51	-0,32	-0,41	-0,09
Активы ОАО «ЛУКОЙЛ», тыс. руб.	-0,11	0,86	0,04	-0,59	0,91	0,88	0,45
Отношение капитализации к активам ОАО «ЛУКОЙЛ»	-0,09	0,09	0,34	0,02	0,09	0,13	-0,09
Отношение долга к совокупному капиталу ОАО «ЛУКОЙЛ»	0,65	-0,08	-0,50	-0,93	0,43	0,65	-0,48

2. Проверка экзогенных факторов на мультиколлинеарность.

В ходе анализа экзогенных факторов на мультиколлинеарность была построена матрица корреляции этих факторов между собой (табл. 2) [4, с. 234].

Таблица 2

Матрица взаимной корреляции внешних макроэкономических факторов, оказывающих существенное влияние на результаты деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ»

Переменные	Коэффициенты корреляции. Выделенные коэффициенты корреляции значимы при $p < 0.05000$ Число наблюдений (N) = 21.						
	Курс USD/RUR	Цена на нефть, \$/барель	Индекс Доу-Джонса (DJI)	Ставка ФРС	Курс EUR/USD	Тарифы по транспортировке нефти на НПЗ, руб. / т.	Тарифы по транспортировке нефти на экспорт, \$/т
Курс USD/RUR	1,00	-0,37	-0,86	0,62	-0,10	0,30	-0,77
Цена на нефть, \$/барель	-	1,00	0,24	-0,26	0,71	0,63	0,68
Индекс Доу-Джонса (DJI)	-	-	1,00	0,52	0,01	-0,25	0,57
Ставка ФРС	-	-	-	1,00	-0,58	-0,80	0,30
Курс EUR/USD	-	-	-	-	1,00	-0,82	0,25
Тарифы по транспортировке нефти на НПЗ, руб. / т.	-	-	-	-	-	1,00	0,04
Тарифы по транспортировке нефти на экспорт, \$/т	-	-	-	-	-	-	1,00

По данным этой матрицы мультиколлинеарности видно, что мировые финансовые индикаторы в определенной степени связаны между собой. Наиболее выражена корреляция между курсом доллара к евро и ставкой ФРС (коэффициент корреляции $R = -0,58$).

Среди макроэкономических внешних факторов, значимых для достижения финансовых результатов с точки зрения самой компании, взаимная корреляция не наблюдается только между ценами на нефть и курсом доллара к рублю.

В результате произведенных исследований может быть рекомендовано использовать для построения прогнозных моделей ключевых финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ» в качестве объясняющих (независимых) переменных такие показатели, как цена на нефть, курс доллара в рублях, величина учетной ставки Федеральной резервной системы США и значение промышленного индекса Доу-Джонса.

3. Построение прогнозных моделей финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ».

В результате построения моделей множественной регрессии основных, индикаторов финансовой деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», а также показателей, используемых для их расчета (табл. 3), наиболее качественные результаты были получены для показателей:

- выручка от реализации продукции;
- полная себестоимость реализованной продукции;
- чистые активы;
- денежные средства и краткосрочные финансовые вложения [4, с. 235].

Построенная нейросетевая прогнозная модель котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» основана на помесечных наблюдениях.

В качестве объясняющих (независимых) переменных (входов нейронной сети) в этой модели были использованы промышленный фондовый индекс Доу-Джонса, цена на нефть марки Brent2 и базовая процентная ставка Федеральной резервной системы США (ФРС)3 [13, 19]. Включение в данную модель промышленного индекса Доу-Джонса наряду с процентной ставкой ФРС США обусловлено тем, что корреляция между этими показателями незначительна ($R = 0,52$, табл. 2).

Построенная нейронная сеть представляет собой многослойный перцептрон с тремя входными элементами и 16-ю нейронами на одном скрытом слое. Значение отношения стандартного отклонения ошибок сети к стандартному отклонению исходных данных (SD-ratio).

Значения SD-ratio на каждом из множеств довольно близки друг к другу (0,15 на обучающем множестве, 0,24 на контрольном множестве и 0,32 - на тестовом множестве), что говорит об отсутствии эффекта «переобучения» сети, а тот факт, что на контрольном множестве оно составило величину, приближенную к 0,2, говорит о том, что нейронная сеть подобрана хорошо.

Таблица 3
Основные параметры множественной регрессии основных финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ»

Зависимая переменная (прогнозируемый показатель)	Объясняющие (независимые) переменные	Коэффициент эластичности прогнозируемого показателя к объясняющей переменной (β)	Коэффициент корреляции (R)	Коэффициент детерминации (R ²)	Коэффициент детерминации, скорректированный на число независимых переменных (R ² adjusted)	F статистика	Статистика Дарбина-Уотсона (d)
Выручка от реализации ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,990	0,990	0,980	0,979	1122,4	2,34
Активы ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,842	0,991	0,981	0,978	364,83	1,82
	Курс USD/RUR	-0,202					
	Ставка ФРС	-0,501					
Полная себестоимость реализованной продукции ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,973	0,973	0,946	0,944	405,07	1,61
Чистые активы ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,749	0,983	0,967	0,962	205,73	1,67
	Курс USD/RUR	-0,280					
	Ставка ФРС	-0,651					
Собственный (акционерный) капитал ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,916	0,976	0,952	0,948	218,29	1,53
	Ставка ФРС	-0,378					
Краткосрочные обязательства ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,896	0,896	0,803	0,795	93,959	1,36
Совокупный долг ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,340	0,940	0,883	0,866	52,695	1,18
	Курс USD/RUR	-0,377					
	Ставка ФРС	-1,021					
Денежные средства и финансовые вложения ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,944	0,944	0,892	0,887	189,5	1,58

Отношение долга к совокупному капиталу ОАО «ЛУКОЙЛ»	Ставка ФРС	-0,915	0,915	0,837	0,830	118,01	1,11
Рыночная капитализация (Market Value - MV) ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,931	0,931	0,867	0,861	149,71	0,98
Рыночная добавленная стоимость (Market Value Added - MVA) ОАО «ЛУКОЙЛ»	Цена на нефть	0,913	0,913	0,834	0,826	115,14	0,95

В итоге путем комбинирования различных известных методов прогнозирования (нейросетевое моделирование, многофакторный регрессионный анализ, метод пропорциональных зависимостей) сформирована система прогнозирования основных финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ» (рис. 1).

На рис. 1 отображены следующие процессы:

- 1 - создание набора предположений о величинах значимых экзогенных факторов в будущем;
- 2 - формирование прогнозных моделей:
 - 2.1. - регрессионных моделей;
 - 2.2. - нейросетевой модели прогнозирования курса акций ОАО «ЛУКОЙЛ»;
- 3 - прогнозирование значений выручки от реализации, себестоимости продаж, совокупного долга, совокупных и чистых активов:
 - 4 - прогнозирование курса акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в долларах США;
 - 5 - расчет прогнозной стоимости акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в руб.;
 - 6 - прогноз рыночной капитализации ОАО «ЛУКОЙЛ»;
 - 7 - расчет отношения долга к совокупному капиталу;
 - 8 - расчет отношения капитализации к активам, собственному капиталу и выручке (P/S);
 - 9 - расчет рыночной добавленной стоимости ОАО «ЛУКОЙЛ»;
 - 10 - расчет прогнозной величины прибыли от продаж;
 - 11 - прогноз чистой прибыли ОАО «ЛУКОЙЛ»;
 - 12 - расчет значения рентабельности активов;
 - 13 - расчет показателя рентабельности собственного капитала;
 - 14 - расчет отношения рыночной стоимости акции к прибыли на акцию.
 - 15 - расчет величины показателя EPS [4, с. 235].

4. Создание набора предположений о величинах значимых экзогенных факторов на перспективу.

По итогам обобщения и анализа предположений о значениях основных элементов внешней среды ОАО «ЛУКОЙЛ» были сформированы 3 варианта значений каждого из этих трех показателей (табл. 4).

Таблица 4

Распределение ожидаемых значений экзогенных факторов, оказывающих наибольшее влияние на ключевые финансовые показатели ОАО «ЛУКОЙЛ» (прогнозных период)

Внешние макроэкономические факторы	Величина фактора в нижней границе ожидаемого интервала значений	Наиболее вероятное значение фактора в прогножном периоде	Значение фактора в верхней границе доверительного интервала
Цена на нефть, \$/ баррель	47,2	58,6	67,6
Курс USD/RUR	26,2	26,8	27,1
Ставка ФРС	5,0	5,125	5,25
Индекс DJIA	11 261,6	12 670,5	12 951,7

В результате каждое из трех ожидаемых значений будет использоваться в процессе формирования одного из сценариев прогноза основных финансовых показателей деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ».

5. Сценарный прогноз финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ»

На основании ожидаемых сценарных значений экзогенных макроэкономических факторов был построен сценарный прогноз ключевых финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ» (табл. 5).

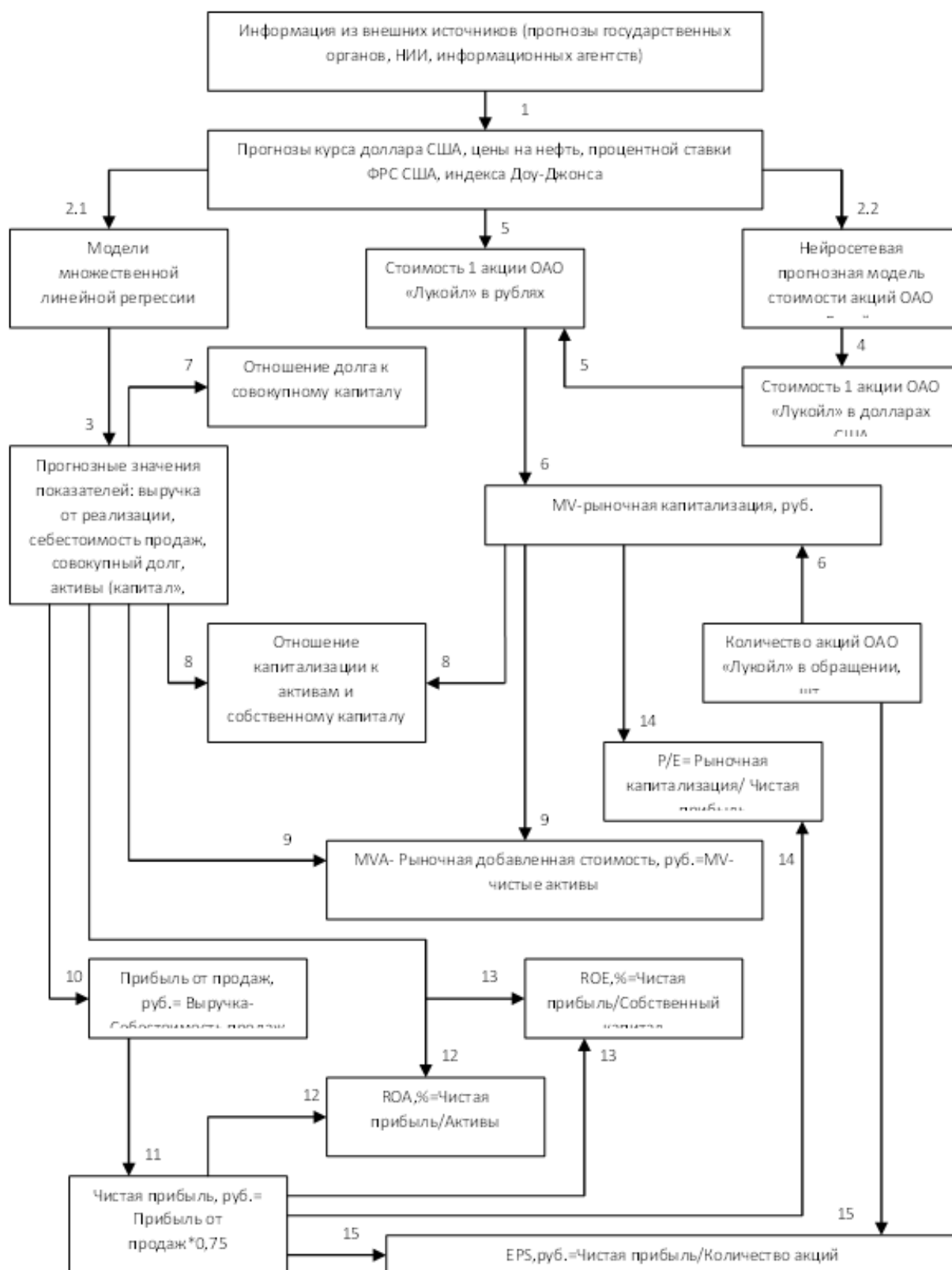


Рис. 1 – Система прогнозирования основных финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ»

Таблица 5

Прогнозные значения финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ»

Наименование показателей	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
Экзогенные (внешние) факторы			
Цена на нефть, \$/ барель	47,2	58,6	67,6
Курс USD/RUR, руб.	27,1	26,8	26,2
Ставка ФРС, %	5,25	5,125	5,0
Индекс DJIA, пунктов	11 261,6	12 670,5	12 951,7
Основные финансовые показатели ОАО «ЛУКОЙЛ»			
MV (market value) – рыночная капитализация, млн. руб.	1 057 756	2 053 679	2 503 300
MVA (market value added) - рыночная добавленная стоимость, млн. руб.	861 585	1 793 413	2 185 162
Чистая прибыль, млн. руб.	69 544	82 153	92 107
Активы, млн. руб.	439 374	520 062	583 763
ROA (return on assets) - рентабельность активов, %	15,8	15,8	15,8
ROE (return on equity) - рентабельность собственного (акционерного) капитала, %	22,8	26,2	28,8
EPS (earnings per share) - прибыль на акцию, руб.	81,76	96,59	108,29
P/E (price-to-earnings ratio) - отношение рыночной цены акции к EPS	15,2	25	27,2
P/S (price-to-sales ratio) - капитализация к выручке от реализации	2,0	3,1	3,2
Отношение капитализации к собственному (акционерному) капиталу	3,47	6,55	7,83
Отношение капитализации к активам	2,41	3,95	4,29
Отношение долга к совокупному капиталу	0,23	0,21	0,20

При этом сценарий № 1 предусматривает пессимистический вариант развития событий, сценарий № 3 - оптимистический, а сценарий № 2 является наиболее вероятным вариантом.

Результаты данного сценарного прогноза демонстрируют высокую степень зависимости абсолютных финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ» от уровня мировых цен на нефть, а также учетной ставки процента Федеральной резервной системы США.

Результаты сценарного прогноза основных финансовых показателей ОАО «ЛУКОЙЛ» на перспективу могут быть применены в процессе формирования финансовой политики и финансовой стратегии предприятия и послужить в качестве целевых ориентиров для высшего менеджмента компании при различных условиях внешней среды [4, с. 236].

Разработанная в рамках данной статьи методика комплексного прогнозирования финансовых показателей предприятия позволит повысить эффективность вышеуказанных мероприятий и способна в значительной степени усовершенствовать процесс мониторинга внешнего окружения фирмы.

Литература

1. Воронина Е.В. Роль финансовых ресурсов предприятий нефтегазовой отрасли в экономике России // Финансы, 2008. – №2. – С. 66-68.
2. Макеева Е.Ю., Бакурова А.О. Прогнозирование банкротства компаний нефтегазового сектора с использованием нейросетей // Корпоративные финансы, 2012. - №3 (23). – С 22-30.
3. Орлов Ю.Н. Нестационарные временные ряды : методы прогнозирования с примерами анализа финансовых и сырьевых рынков / Ю. Н. Орлов, К. П. Осминин. - М. : URSS : ЛИБРОКОМ, 2011. – С. 381.
4. Рубашкин Г.В., Прогнозирование основных показателей предприятия на примере ОАО «ЛУКОЙЛ» // Аудит и финансовый анализ, 2007. - №4. - С. 234-241.

**АУТСОРСИНГ В БУРЕНИИ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН В ТОМСКОЙ
ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ «БУРОВОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ «ГРАНД»**

Е.А.Кравченко

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2013 году предполагалось, что к 2015 году объем российского рынка сервиса для нефтегазового комплекса должен достичь отметки в 40 млрд. долл., для сравнения в 2007 году объем составлял 10 млрд. долл., а уже к 2010 году 40 млрд. долл. [3]. Но в связи с введенными санкциями против России и падением цен на нефть динамика сделок в 2015 году будет определяться колебаниями цен на сырьевые товары, с учетом того что основным приоритетом для многих компаний стало сохранение финансовой устойчивости.

Дочерние сервисные подразделения нефтегазовых компаний составляют около половины этого рынка, остальную часть занимают независимые подрядчики, доля которых неуклонно растет. В частности, 85% российского рынка гидроразрыва пласта уже занято независимыми компаниями. Около 15% российского нефтесервисного рынка контролируют высокотехнологичные западные компании: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и другие.

Несмотря на кризис, вызванный низкими ценами на нефть, которые снижались, начиная со второй половины 2014 г., нефтесервисный рынок активно формируется. Например, корпорация Schlumberger покупает крупнейшую нефтесервисную компанию России Eurasia Drilling, несмотря на американские санкции и снижение цен на нефть, объединенная компания может занять до 50% российского рынка. Нефтесервисные компании Halliburton и Baker Hughes договорились об объединении активов и акций.

По условиям соглашения, Halliburton приобретет акции Baker Hughes по \$78,62 за акцию. Акционеры Baker Hughes получат 1,12 млрд акций Halliburton и по \$19 за акцию наличными.

В большинстве российских нефтегазовых компаний сохраняется скептическое отношение к привлечению независимых подрядчиков для выполнения ключевых функций. Это связано и с тем, что в российской нефтегазовой отрасли парадоксально сочетаются как современные западные, так и традиционные советские методы управления. Это в полной мере относится и к аутсорсингу. Среди ведущих компаний сектора можно назвать «Сибнефть», «Роснефть», «Газпром», «Газпромнефть», «Лукойл», «Новатэк» и «Сургутнефтегаз» которые давно и успешно используют независимых подрядчиков для выполнения заказов в области геологоразведочных работ, бурения и ремонта скважин, оказания транспортных услуг, строительства объектов инфраструктуры и т.д.

Но есть и другие компании, которые предпочитают выполнять всю работу силами своих подразделений. Отраслевые эксперты все же верят что за аутсорсингом будущее. Экономические плюсы от использования аутсорсинга очевидны (Таблица 1).

Таблица 1

Положительные и отрицательные стороны использования аутсорсинга для нефтегазовых предприятий

Положительные стороны	Отрицательные стороны
концентрация ресурсов на приоритетных видах деятельности	утечка информации в результате допуска к данным сторонних специалистов
затраты на нефтесервис у компаний, пользующихся услугами внешних подрядчиков, вдвое ниже	
улучшение качества сервисных работ в результате борьбы за клиента	
вывод нефтегазового сервиса на аутсорсинг сделал нефтяную компанию прозрачнее и понятнее для инвесторов	

В мировой практике считается, что в нефтегазовой области одной из основных сфер применения аутсорсинга является бурение. Потребность в нем не равномерна, что позволяет привлекать подрядчиков при появлении такой необходимости. А подрядчики могут составлять такой портфель заказов, чтобы максимально эффективно использовать оборудование и персонал.

Глобальное использование аутсорсинга в нефтегазовой промышленности вряд ли оправдано. Тем не менее, в некоторых областях его применение вполне уместно. Аутсорсинг используется в трех основных случаях: если компании необходимы разовые услуги, если компания строго фокусируется на определенном виде операций и привлекает для совершения вспомогательных функций сторонние организации, а также в условиях сильной сезонности спроса.

Несмотря на все сложности, рынок независимых услуг в нефтегазовой отрасли постепенно развивается (Рис. 1).

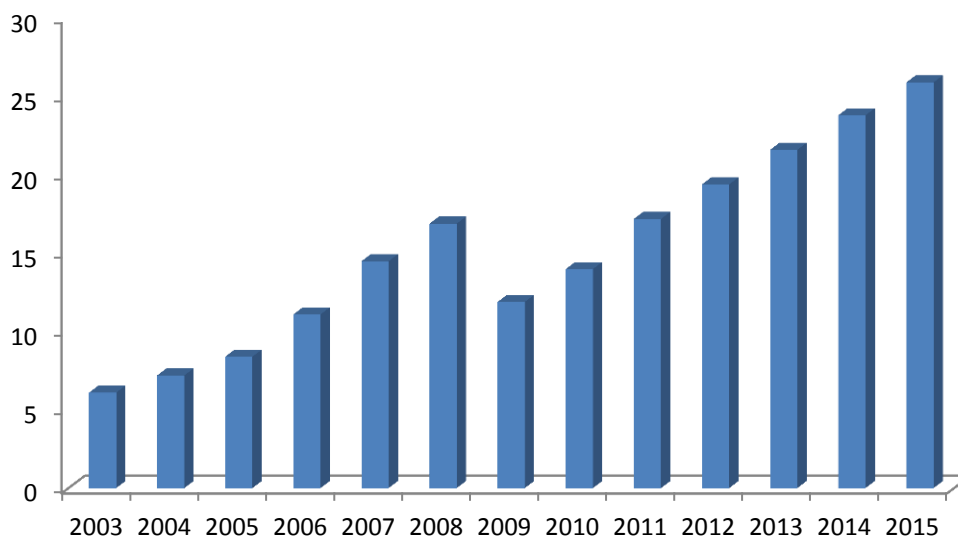


Рис. 1 – Динамика развития нефтесервисного рынка в России, (млрд. долл)

Начиная с 2011 г. происходит быстрое восстановление российского нефтегазового сервиса: увеличиваются объемы и геологоразведочного, и эксплуатационного бурения. Новая генеральная схема развития нефтяной отрасли предполагает бурение в 2010-2020 гг. более 50 тыс. эксплуатационных скважин [1].

Вследствие социалистического прошлого российской нефтегазовой промышленности все сервисные подразделения нефтекомпаний обычно базируются в городах Тюменской и Томской областей, среди них есть и независимые сервисные компании, например БСК «ГРАНД». Для БСК «ГРАНД» Томская область является традиционным рынком деятельности.

Буровая сервисная компания «ГРАНД» - надёжный поставщик услуг по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин, занимающая значимое место на рынке Томской области. Высокие производственные показатели компании обеспечивает современная материально-техническая база и высококвалифицированные специалисты.

Использование современного оборудования и последних научно-технических достижений, применение передовых технологий и ответственное отношение к поставленным задачам позволяет Компании расти и развиваться (Рис. 2).

Среди основных крупных заказчиков БСК «ГРАНД» такие компании как ОАО «Томскгазпром», ОАО «Томскнефть», Imperial Energy, ООО «Южно-Сардаковское», ООО «НК «Альянс» УК».

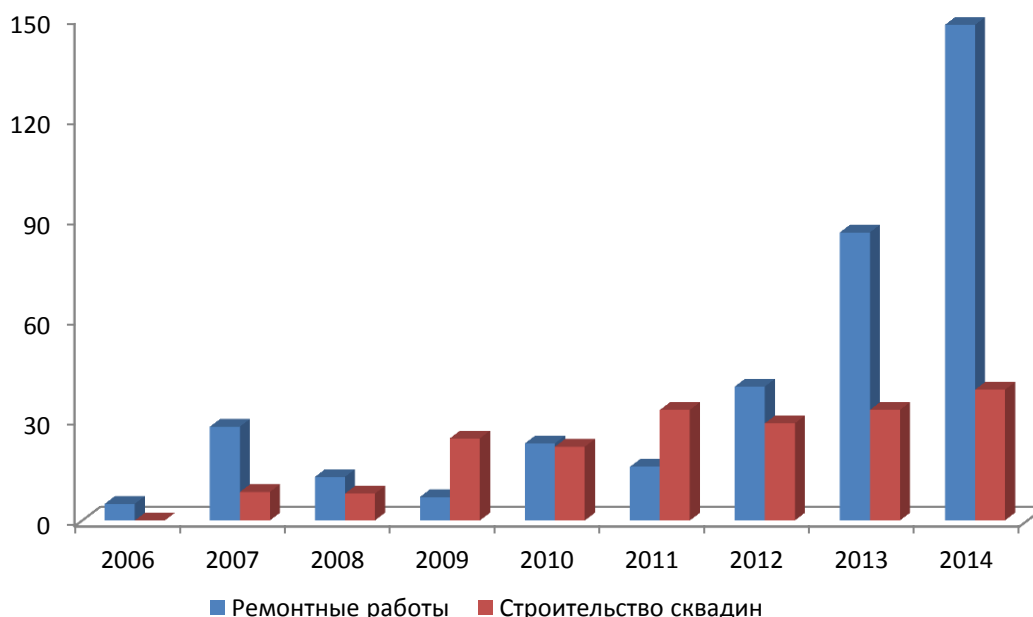


Рис. 2 – Динамика объемов работ по бурению и ремонту скважин БСК «ГРАНД»

В 2011 году «БСК «ГРАНД» закончил строительство уже 3-х разведочных и 30 эксплуатационных скважин, проведено 16 ремонтов. В 2013 году в Томской области закончено бурение 4-х разведочных, 28 эксплуатационных скважин и проведение 86 ремонтов, на территории Ханты-Мансийского автономного округа одна разведочная скважина. В 2014 году в Томской области закончено бурение 3-х разведочных, 36 эксплуатационных скважин и проведение 148 ремонтов.

К 2014 году БСК «ГРАНД» обладает достаточными ресурсами для выхода в соседние регионы Сибирского федерального округа - на территорию Красноярского края, Ханты-Мансийского автономного округа, Новосибирской, Кемеровской и Омской областей.

Заняв прочное положение среди местных предприятий и добившись выдающихся производственных показателей, Компания готова развиваться и расти дальше, при этом сохраняя устойчивость, несмотря на сложности 2014-2015 гг. связанные с введением санкций и падением цен на нефть.

Завоевать авторитет на плотном, насыщенном конкуренцией рынке сервисных услуг сегодня нелегко, но БСК «ГРАНД» это удалось в полной мере: ее прекрасно знают не только в Томском, но и во многих других сибирских регионах.

Сегодня сервисный рынок в ТЭК характеризуется нестабильностью, из-за падения цен на нефть, участники рынка стремятся максимально укрепить свои позиции.

Как отмечает ИА Regnum со ссылкой на портфельного управляющего «Анкоринвеста» Сергея Вахромеева, точка безубыточности нефтяных компаний находится при цене 30 долларов за баррель. Объясняется это тем, что затраты на добычу нефти в РФ составляют 4-8 долларов за баррель, хотя около 70% выручки нефтяников тратится на налоги. И даже при этом отрасль имеет запас прочности при двойном падении цены, которая наблюдалась в течение 2014 года. [2]

Доминирующими секторами по-прежнему останутся бурение и капитальный ремонт скважин. Совокупные расходы на эти виды сервиса в 2014 г. достиг 28 млрд долл. [1].

В условиях благоприятной конъюнктуры нефтяникам выгоднее сконцентрироваться на развитии добычи нефти, передав все сопутствующие функции сервисным предприятиям

Литература

1. Александров В. Готовность номер один. Нефтегазовый сервис восстанавливает свой докризисный потенциал // Нефть России. Нефтяной сервис, 2011. - № 1 (8). - С. 18-21.
3. Дорощев В. Нефть ценной в 30 долларов за баррель. [Электронный ресурс] // Информационное агентство РИА URA.RU [сайт] URL: <http://www.ura.ru/content/primenews/07-01-2015/news/1052198059.html>
4. Редакция журнала - Как нам ускорить нефтегазовый локомотив экономики//Бурение и нефть: Специализированный журнал, 2014. – № 11. – С. 3-9.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ФОНДЫ КАК МЕХАНИЗМ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩИХ ЭТАПАХ ОТРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Е.А.Кравченко

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Углеводородные системы в виде нефти, продуктов ее переработки, а также газоконденсаты оказывают крайне негативное воздействие на среду обитания человека, в частности, воду, почву и воздух. В настоящее время предприятия топливно–энергетического комплекса России, в том числе специализирующиеся на добыче и переработке нефти, являются крупнейшими промышленными источниками загрязнения окружающей среды. Так как на их долю приходится более 48% выбросов различных токсичных веществ в атмосферу, 30% – твердых отходов, 27% – сбросов загрязненных вод и более 70% – от общего объема парниковых газов, с учетом того, что, загрязняя окружающую среду, предприятия топливно-энергетического комплекса несут значительные финансовые потери [2].

В связи с этим с каждым годом повышаются требования к экологической и промышленной безопасности производственных объектов и технологических процессов нефтегазовой отрасли.

Министерство природных ресурсов РФ в 2014 году разработало законопроект о ликвидационных фондах недропользователя, согласно которому нефтедобытчиков обяжут формировать для каждого месторождения экофонды для ликвидации используемых при добыче сооружений. Сейчас предприятия нередко уклоняются от проведения таких работ, в результате все расходы ложатся на государство.

Данный законопроект коснется: 1. Пользователей недр; 2. Предприятия по добыче полезных ископаемых; 3. Федеральных органов государственной власти, наделенных полномочиями в сфере регулирования отношений недропользования; 4. Органы государственной власти субъектов Российской Федерации, наделенных полномочиями в сфере регулирования отношений недропользования; 5. Органы местного самоуправления, наделенных полномочиями в сфере регулирования отношений недропользования; 6. Должников, т.е. граждан, в том числе индивидуальных предпринимателей, или юридических лиц, оказавшихся неспособными удовлетворить требования кредиторов по денежным обязательствам и (или) исполнить обязанность по уплате обязательных платежей в течение установленного законом срока [1].

Величина фонда, согласно проекту закона, будет определяться в каждом случае индивидуально, исходя из комплекса мероприятий, которые необходимо будет произвести (например, на основе ранее уже понесенных затрат на выполнение аналогичных работ). Величина фонда может корректироваться, ее обоснованность будет ежегодно подтверждаться в рамках аудита отчетности компании.

Законопроект вводит административную ответственность за невыполнение обязанности по созданию ликвидационных фондов — штраф в размере до 1 млн рублей.

Размер отчислений будет зависеть от объема добычи (пропорционально ее фактическому уровню). По взносам дадут отсрочку: начать отчисления компания должна будет с момента достижения выработанности месторождения на уровне 25–30% или спустя 5 лет после того, как запасы одного из видов полезных ископаемых впервые сократились на 1%. Средства фондов могут быть размещены на депозиты в банках, включенных в десятку крупнейших банков или в государственные ценные бумаги.

Кроме того, Минприроды подготовило поправку к закону «О недрах», по которой ответственность за все скважины — и законсервированные, и ликвидированные — будут нести недропользователи.

Цель ликвидационного фонда — накопление денежных средств компаний к моменту, когда месторождения необходимо будет выводить из эксплуатации. Такие фонды с разными механизмами аккумулирования средств существуют в США, Норвегии, Великобритании, Казахстане и Азербайджане.

Средства ликвидационного фонда будут высвобождаться только при наличии технического проекта на ликвидацию, согласованного в установленном порядке, т.е. утверждение технического проекта - перевод необходимого количества средств недропользователю - акт выполненных работ - возврат компании остатков.

Создание ликвидационных фондов обусловлено тем, что сейчас нет никаких гарантий того, что предприятия исполняют возложенные законом обязательства.

По закону «О недрах» они должны за свой счет производить ликвидацию всех используемых сооружений после окончания отработки месторождения.

На деле, на завершающих этапах отработки месторождения компании фактически уstraняются от ликвидационных работ (отказываются от лицензии на добычу полезных ископаемых, лицензиат признается банкротом и т.п.) В результате во многих случаях ликвидация последствий проведения горных работ практически полностью возлагается на государство.

Ликвидационные фонды не фискальная нагрузка, это механизм, гарантирующий, что не только крупные компании смогут выполнить необходимые работы по ликвидации инфраструктуры и рекультивации земель после отработки месторождения, но и средние, небольшие предприятия (Рис. 1). Аналогично проблему решают в большинстве развитых стран, компании резервируют средства с самых первых этапов разработки месторождений, когда размер отчислений в ликвидационный фонд не оказывает существенного влияния на экономику проекта.

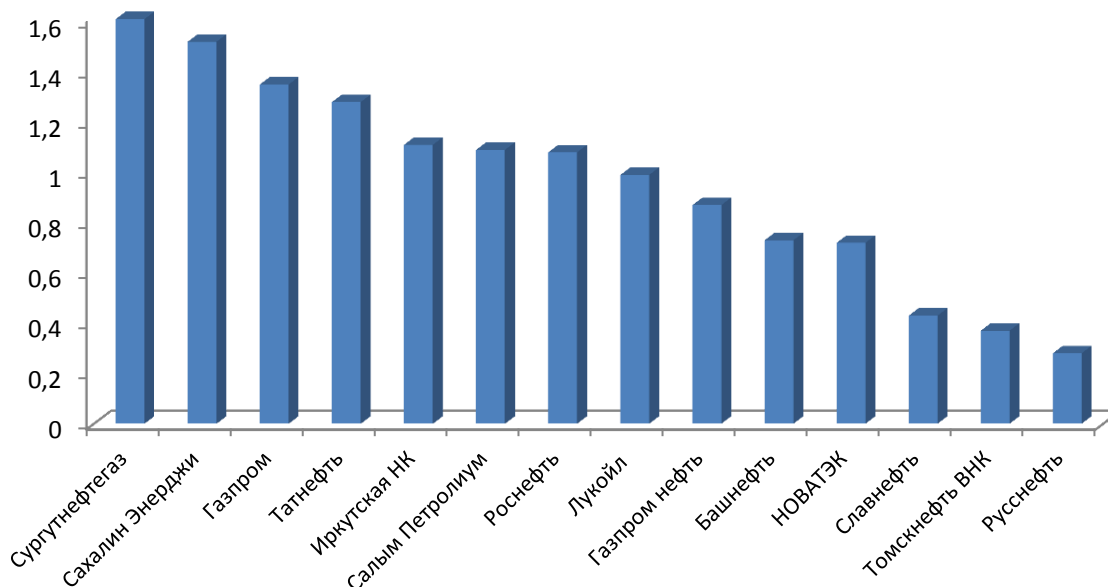


Рис. 1 – Рейтинг экологической ответственности (в баллах)

Всемирный фонд дикой природы (WWF России) и группа Steon Energy представили первый рейтинг экологической ответственности нефтегазовых компаний России.

В выборку рейтинга вошли 19 компаний, лидирующих по объемам добычи нефти и природного газа (добыча от 1,5 миллионов тонн в год). По итогам подсчетов с результатом 1,6164 балла рейтинг возглавила

компания «Сургутнефтегаз», на втором месте — «Сахалин Энерджи» (1,5253 балла), на третьем — «Газпром» (1,3545 балла) [3].

Рейтинг призван способствовать повышению качества управления экологическими рисками при добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья. Снижение негативного воздействия на окружающую среду помимо прямого природоохранного эффекта имеет и важный социальный результат: снижение негативного влияния на здоровье персонала и местных сообществ, недопущение разрушения и деградации территорий традиционного пользования.

Экофонды необходимо сформировать с первого дня разработки, с первой тонны добытой нефти, отчисления должны идти в фонд. На действующие месторождения положение ликвидационного фонда распространяться не будет. Предлагаемый механизм будет применим только к новым объектам. Поэтому для новых месторождений проблема будет закрыта. Для старых она, конечно, останется.

Рассмотрим опыт по созданию ликвидационных фондов в зарубежных странах. В Казахстане, чтобы гарантировать ликвидацию использованных месторождений, открывают специальный депозитный счет в любом банке на территории республики. Размер ежегодных выплат устанавливается индивидуально в рамках каждого контракта на недропользование, при этом минимальный размер отчислений составляет один процент от ежегодных затрат. В Азербайджане компании открывают специальные эскроу-счета в банках с надежной репутацией. Размер и порядок отчислений устанавливается в рамках каждого контракта. В США используются различные механизмы, среди которых и размещение средств на депозитах, и гарантия от банка, входящего в утвержденный список. Популярными методами также являются размещение средств в траст-фонде, предоставление корпоративной гарантии, другие формы ценных и гарантийных бумаг, залог активов. Основная часть механизмов предусматривает размещение средств компаний на спецсчетах на начальной стадии проектов. Например, в США компании размещают на счетах примерно две трети от общей суммы, необходимой на проведение ликвидационных работ, в соответствии с выбранным инструментом и статусом компании. Такие механизмы замораживают средства на длительный срок. Из них наиболее щадящий для экономики проекта - перечисление в ликвидационный фонд отчислений пропорционально добыче.

Закрытие месторождений требует существенных затрат — порядка 40% от расходов на его разработку. В то же время важное значение имеет тот факт, что законопроектом предусмотрено не единовременное, а постепенное наполнение компанией фонда в процессе реализации проекта добычи.

Постепенное аккумулирование денежных средств - ключевой подход к финансовому обеспечению ликвидационных работ, другие способы выступают лишь как дополнительные опции к нему.

Рациональное природопользование является компромиссом между необходимостью действий для обеспечения хозяйственной деятельности и соответствующим состоянием окружающей природной среды. Необходимо оптимально совмещать добычу нефти и освоивание месторождений, сводя к минимуму негативные последствия, максимально восстанавливая нарушенные территории.

Литература

1. Законопроект О ликвидационных фондах недропользователя [Электронный ресурс]//Автоматизированная информационная экспертная система [сайт] URL: <https://liquidation-funds.aeis.oprf.ru/about/p/9434/>
2. Переработка нефти и экология [Электронный ресурс]//Промышленность России производственное оборудование и технологии [сайт] URL: http://www.hromax.ru/ekologi_cheskie_problemyi_pererabotki_nefti.html
3. Экологический рейтинг нефтегазовых компаний РФ – совместный проект WWF и КРЕОН [Электронный ресурс]//Независимая международная природоохранная организация [сайт] URL: http://www.wwf.ru/about/what_we_do/oil/full_list/rating

КЛИНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КОНСЕРВАТИВНОГО ЛЕЧЕНИЯ ЭНДОТЕЛИАЛЬНО-ЭПИТЕЛИАЛЬНОЙ ДИСТРОФИЕЙ РОГОВИЦЫ

О.И. Кривошеина¹ Е.О. Филиппова²

Научный руководитель профессор О.И. Кривошеина

¹ *Сибирский государственный медицинский университет, г. Томск Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Введение По данным Всемирной Организации Здравоохранения, во всем мире насчитывается около 39 миллионов слепых людей и 246 миллионов с плохим зрением [4]. По некоторым данным [3], количество учтенных слепых и слабовидящих в России составляет 218 тыс. человек, из них на патологию роговицы приходится 15 % больных [3].

Эндотелиально-эпителиальная дистрофия роговицы (ЭЭД) является тяжелым, прогрессирующим заболеванием, связанным с декомпенсацией эндотелиального слоя роговой оболочки [1, 2]. Представления о заболеваемости ЭЭД роговой оболочки, выявление причин развития и прогрессирования заболевания являются актуальной задачей современной офтальмологии.

Цель исследования – посредством ретроспективного анализа изучить клинко-экономическую эффективность консервативного лечения ЭЭД роговицы (на примере офтальмологической клиники ГБОУ ВПО СибГМУ).

Материалы и методы исследования

Объектом исследования явились истории болезни пациентов ЭЭД, находившихся на лечении в офтальмологической клинике ГБОУ ВПО СибГМУ (г.Томск) за период 2007-2013 гг.

На первом этапе исследования проведен анализ распространенности ЭЭД роговицы среди населения города Томска за последние семь лет. Заболеваемость рассчитывалась по классическим формулам на 1000 населения.

На втором этапе исследования проведен анализ причинно-следственных факторов заболевания в каждом конкретном случае с учетом сопутствующей местной и системной патологии.

Результаты исследования и их обсуждение

С диагнозом ЭЭД роговицы в офтальмологической клинике ГБОУ ВПО СибГМУ за период 2007-2013 гг. пролечено 142 человека, что соответствует 0,94% от всех обратившихся больных. Из них женщин составило 95 (66.9%), мужчин- 47 (33.1%).

Распространенность заболевания составила: 2007 год- 0,76 %, 2008 год- 0,89 %, 2009 – 0,9 %, 2010 – 1,03 %, 2011 – 0,89 %, 2012 – 0,65 %, 2013 – 1,11 %, среди всех патологии органов зрения. Стаж заболевания у большинства больных составил 4 года.

По возрастным категориям пациенты были распределены следующим образом: зрелый возраст – первый период (мужчины 21–35 лет, женщины 20-35 лет) – 6,45 %, зрелый возраст – второй период (мужчины 35-60 лет, женщины 35-55 лет) – 3,23 %, пожилой возраст (55–60 — 75 лет) – 32,26 %, старческий возраст (75-90 лет) – 51,61 %, долгожители (старше 90 лет) – 6,45 %.

В большинстве случаев ведущей причиной развития заболевания было предшествующее хирургическое вмешательство на органе зрения (экстракция катаракты, антиглаукомная операция). Однако в ряде случаев установить причину ЭЭД роговицы не удалось.

Показатель остроты зрения у пациентов с ЭЭД роговицы был представлен следующим образом: visus 1,0-0,8 – 2,94 %, visus 0,7-0,5 – 5,88 %, visus 0,4-0,3 – 2,94 %, visus 0,2-0,1 – 2,94 %, visus 0,09-0,07 – 5,88 %, visus 0,06-0,04 – 5,88 %, visus 0,03-0,01 – 14,7 %, visus 0,005 – 11,76 %, visus pr. certa – 26,47 %, visus pr. incerta – 2,94 %, visus 0 – 17,65 %.

Все пациенты имели сопутствующую патологию глаз: частота встречаемости открытоугольной глаукомы (ОУГ) составляла 41,9 %, при этом начальная стадия ОУГ I наблюдалась в 7,69 %, развитая стадия в 23,08%, далеко зашедшая стадия в 46,15 %, терминальная в 23,08 %. В зависимости от уровня внутриглазного давления в 18,18 % случаев имела место ОУГ с нормальным давлением, в 39,39 % - ОУГ с умеренно повышенным давлением, в 45,45 % случаев – ОУГ с высоким давлением.

Большая часть пациентов (87,23 %) имела патологию хрусталика (катаракта, артифакция, афакция): начальная катаракта- 6,38 %, незрелая катаракта- 14,89 %, зрелая катаракта- 6,38 %, артифакция- 48,94 %, афакция- 10,64 %.

Среди системной патологии наиболее часто встречались ишемическая болезнь сердца (20,45 %) и гипертоническая болезнь (18,18 %), сахарный диабет 2 типа наблюдался в 6,82 % случаев, 1 типа – в 4,54 %, хронический бронхит – в 4,54 %.

Во время пребывания в офтальмологической клинике всем пациентам с ЭЭД роговицы был проведен курс системного (метаболиты, ноотропы, антиоксиданты, ангиопротекторы) и местного (кератопротекторы, витамины) консервативного лечения. Средний курс лечения составил 14-17 дней. После лечения наблюдалась незначительная положительная динамика: улучшение зрительных функций в случаях с начальной стадией ЭЭД, компенсирование внутриглазного давления (при длительном диспансерном наблюдении).

Согласно записям в историях болезни на фоне проведенного консервативного лечения у больных с ЭЭД отмечалась следующая динамика зрительных функций: visus 1,0-0,8 – 2,94 %, visus 0,7-0,5 – 5,88 %, visus 0,4-0,3 – 2,94 %, visus 0,2-0,1 – 5,88 %, visus 0,09-0,07 – 8,82 %, visus 0,06-0,04 – 20,59 %, visus 0,03-0,01 – 5,88 %, visus 0,005 – 11,76 %, visus pr.certa – 26,47 %, visus pr. incerta – 2,94 %, visus 0 – 17,65 %. Наблюдалось незначительное увеличение пациентов со зрительными показателями 0,2- 0,1 (на 2,64 %), а также со следующими функциями: visus 0,04- 0,06 (на 14,66 %).

Выводы

Согласно результатам проведенного исследования, консервативное лечение ЭЭД роговицы на современном этапе является малоэффективным и, соответственно, экономически необоснованным. Неудовлетворенность результатами традиционной терапии обуславливает поиск и разработку новых методов лечения данного заболевания.

Литература

1. Гундорова, Р. А. Результаты эндотелиальной кератопластики. Часть 1. Неавтоматизированная эндотелиальная кератопластика (DSEK) // Рефракционная хирургия и офтальмология, 2007. -№ 2. - С. 27 - 31.
2. Каспаров, А.А Криокератопластика и кератопластика в лечении буллезной хронической кератопатии / Тез. док. Современные методы диагностики и лечения заболеваний роговицы и склеры, - 2007.-С. 47.
3. World Health Organization. Visual impairment and blindness. URL: www.who.int/mediacentre/factsheets/fs282/en/index.html (дата обращения 4.03.2015).
4. МедНовости. Инвалидность по зрению ежегодно получают 45 тысяч Носсиян. URL: medportal.ru/mednovosti/news/2009/10/07/blind/ (дата обращения 10.03.2015).

**ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ
ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ АВТОТРАНСПОРТОМ**

Г.Ю. Красильников

Научный руководитель: доцент М.Р. Цибулькинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Доля транспортировки углеводородов автотранспортом, в сравнении объемами, транспортируемыми трубопроводным транспортом, относительно не велика. Но проблема экологической безопасности не менее актуальна, поскольку под угрозой оказываются территории с высокой антропогенной нагрузкой. При транспортировке автотранспортом пути транспортировки проходят через населенные пункты, земли сельскохозяйственного назначения, леса и также вблизи водных объектов. Как правило, последствия нефтеразливов при авариях во время транспортировки автомобильным транспортом носят локальный характер ввиду относительно не больших объемов пролитой нефти [3]. Количество пролитой нефти зависит от характера аварии, технического состояния автоцистерны, исправности кранов сливной аппаратуры на ней, а также других факторов. При этом ущерб, наносимый окружающей природной среде в результате аварий при транспортировке углеводородов автотранспортом незначительный. Разлитая нефть концентрируется в придорожных кюветах, легко откачивается, а грунт загрязненный нефтепродуктами вывозится на места сбора шлама. В теплое время на местах разливов загрязненный грунт заменяется на свежий с последующим посевом трав. В зимнее время на местах разливов нефти возводится обвалование для исключения последующего распространения нефти с тальными водами. Также участки разливов нефти находятся под контролем экологической службы. С наступлением тепла проводится рекультивация почвы.

Анализ ситуации с разливами нефти показывает, что основные причины возникновения аварийных ситуаций, инцидентов и несчастных случаев при транспортировке углеводородов автотранспортом на предприятиях нефтяной и газовой промышленности являются:

- неудовлетворительное состояние автомобильных дорог;
- не соблюдение водителями правил дорожного движения;
- не соблюдение правил перевозки опасных грузов;
- неудовлетворительный контроль над техническим состоянием автотранспорта.

С учетом этих факторов на предприятии разработан комплекс мер на повышение экологической безопасности при транспортировке нефти и нефтепродуктов автомобильным транспортом. А также снижение воздействия на окружающую среду при возможных разливах нефти. Приоритетными направлениями снижения экологических рисков транспортировки нефтепродуктов являются следующие.

- Подготовка специалистов в сфере локализации нефтеразливов, и области предупреждения аварий.
- Формирование информационного обеспечения, позволяющего согласовывать действия всех служб предприятия.
- Обеспечение автотранспорта условиям промышленной и экологической безопасности.
- Оснащение специальных служб и отделов компании оборудованием необходимым для предотвращения аварий.
- И также проводить мероприятия превентивного характера направленные на предотвращение аварий:
- Прохождение водителями обучение в специализированных учебных заведениях.
- Прохождение водителями стажировок на разных видах транспорта.
- Прохождение водителями предрейсовых медицинских осмотров.
- Проведение должностными лицами инструктаж перед входом на линию.
- Проведение водителям занятий по безопасности дорожного движения.
- Обучение водителей действиям в случае аварии. (порядок действий)
- Проведение проверок за соблюдением водителями скоростного режима.
- Проведение внеплановых инструктаж.
- Проведение педрейсовых технических осмотров.
- Контроль над соблюдением периодичности обслуживания транспортных средств ТО-1, ТО-2 текущих и капитальных ремонтов.
- Соблюдение требований по перевозке опасных грузов.
- Контроль над соблюдением режима отдыха и труда водителей.

Соблюдение данных мероприятий сведет к нулю аварийные ситуации и снизит количество несчастных случаев на производстве. Обеспечение безопасности при перевозке нефти автотранспортом определяется не только человеческим фактором, также зависит от технического состояния транспортных средств. Основные требования, предъявляемые к автомобильному транспорту, основаны на следующих нормативных правовых документах:

- Правила перевозки опасных грузов автомобильным транспортом (утв. постановлением правительства РФ. от 15.04.2011)[4]
- Государственный стандарт РФ гост Р 50913-96
- Гост 1510-84 «нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка транспортировка и хранение»

- Межотраслевые правила «по охране труда в автомобильном транспорте».

Данные требования являются основными для предприятий при осуществлении перевозок нефти и нефтепродуктов, автомобильным транспортом. В соответствии с государственными стандартами, установленными, при перевозке опасных грузов осуществляются, следующие мероприятия.

- Согласование маршрута перевозки опасного груза в органах ГИБДД МВД РФ.
- Ограничение скорости в соответствии с дорожными условиями.
- Обозначение информации об опасности перевозимого груза (табличками с видом и классом опасности). [1]

Ненадлежащее состояние автоцистерн может являться одной из причин утечек нефтепродуктов и последующего загрязнения окружающей среды. Для снижения риска аварий и несчастных случаев для цистерн обязательным является проведение визуальных осмотров на соответствие конструкции и проведение планово – предупредительных ремонтов.

Слив – налив нефти как часть процесса транспортировки нефти обладает высоким потенциалом негативного воздействия на окружающую среду. В целях минимизации вероятности возникновения и экологических рисков и последующей ликвидации мест разлива на пунктах налива предусмотрена система предотвращения загрязнения территорий нефтью. С целью локализации мест разливов возводятся защитные сооружения (преграды, обвалования, бордюры) для въезда и выезда устанавливаются специальные пандусы.

Для сбора разлитой нефти предусмотрена дренажная система, состоящая из дождеприемников и подземных трубопроводов. На пунктах налива предусмотрена система сигнализации наполнения емкости на случай переполнения емкости, а также на автоцистернах установлена система контроля при их наливке.

Все вышеперечисленные мероприятия гарантируют полную утилизацию случайно разлитых нефтепродуктов во время слива и налива автоцистерн. А также исключает попадание их в водные и другие объекты.

Организация экологической и промышленной безопасности включает следующие пункты:

- Выполнение операций по разгрузке и погрузке на специальных оборудованных постах.
- Контроль за соблюдением погрузочно-разгрузочных операций ответственными лицами со стороны отправителя и получателя.
- Проверка технического состояния и оснащения транспорта на соответствие перевозимого опасного груза.
- Разработка плана действий на случай аварийных ситуаций и путей их решения.
- Соблюдение скоростного режима на территории месторождений – 40км/ч
- Соблюдение скоростного режима на территории производственных объектов – 5 км/ч.

Также задачей при эксплуатации объектов слива и налива нефтепродуктов является соблюдение требований по пожарной безопасности предъявляемых к таким объектам. Снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций и тяжести их последствий достигается путем мероприятий технического характера: применение герметичного оборудования; применение искрогасителей на автомобилях; применение не искрящих материалов; применение средств защиты от статического электричества.

В целом в пунктах налива и слива нефтепродуктов технический контроль над исправным состоянием и безопасной эксплуатацией осуществляется в двух видах государственного и ведомственного технического надзора, согласно действующим правилам, утвержденным федеральной службой по экологическому и техническому надзору.

Выводы: Выполнение на предприятии предусмотренных мероприятий позволяет снизить и предотвратить большинство случаев возникновения аварий связанных с транспортировкой нефти и нефтепродуктов автомобильным транспортом.

Литература

1. Официальный сайт Госавтоинспекции МВД России [электронный ресурс]. – режим доступа <http://www.gibdd.ru/> свободный – Загл. С экрана.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М Основы нефтегазового дела. Издание второе, дополненное и исправленное: Учебник для ВУЗов. Коршак А.А., Шаммазов А.М. – Уфа, 2002 - 544с.
3. Мерициди И.А. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, и нефтепродуктов: Справ. / 2008г.
5. Официальный сайт министерства транспорта РФ [электронный ресурс].- режим доступа <http://www.mintrans.ru/> (дата обращения 11.02.15).

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА
ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

О.С. Куприянова

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с развитием промышленности и добычи полезных ископаемых в последнее время особенно остро стоят проблемы экологии – вредные выбросы, задымленность, накопление больших объемов отходов производства. Это приводит к нарушению экологического баланса в регионе и, главным образом, сказывается на здоровье проживающих здесь людей.

Главными целями проведения оценки воздействия на окружающую среду, при разработке и эксплуатации месторождения являются: определение экономических, экологических и социальных последствий рассматриваемых вариантов разработки месторождения; выработка рекомендаций по исключению деградации окружающей среды, либо максимально возможному снижению неблагоприятных воздействий на нее.

Характер воздействия намечаемой деятельности при строительстве эксплуатационных объектов, и непосредственно при самой эксплуатации месторождения, на компоненты окружающей среды будет проявляться: в загрязнении атмосферы; во влиянии на места обитания животных и растений; в загрязнении подземных и поверхностных вод; в загрязнении почвенного покрова; в нарушении недр.

Для предотвращения возможного загрязнения окружающей среды предусматриваются мероприятия по охране компонентов окружающей среды в районе проведения работ.

В данной статье оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) будет рассмотрена на примере разработки одного из нефтяных месторождений, в административном отношении расположенного в Каргасокском районе Томской области. Продуктивными пластами являются пласты Ю₁¹ и Ю₁², которые располагаются на средней глубине, равной 2625 м, возраст отложений верхнеюрский.

В результате освоения негативному воздействию будут подвержены: атмосфера, животный и растительный мир, литосфера и рельеф, гидросфера, недра. Загрязнение окружающей среды происходит при: сооружении кустовых площадок и подъездных дорог; бурении, цементации, освоении скважин; опробовании, испытании скважин на приток; эксплуатации скважин; сварочных, покрасочных, изоляционных работах; негерметичности оборудования, аварийных ситуациях (прорыв трубопровода, нефтегазоводопроявление); ликвидации скважин.

Основным воздействием в период строительства является механическое воздействие, а именно использование большегрузных транспортных средств и эксплуатация строительной техники, все это приводит к загрязнениям почвенного покрова, растительности, а также поверхностных вод. При этом происходит механическая переработка слоя почв и подстилающих грунтов, обесструктурирование почвы, смешивание почвенных слоев [7], нарушение плодородного слоя почв. Такие изменения структуры почв приводит к ухудшению ее биологических свойств – повышению биологической токсичности [1]. Химическое загрязнение нефтепродуктами, буровыми, тампонажными растворами имеет место при плохой обваловке и слабой гидроизоляции амбаров или при их переполнении. Загрязняющая способность буровых растворов определяется содержанием в них нефтепродуктов, поверхностно-активных веществ (ПАВ), тяжелых металлов и др. Наиболее устойчиво и опасно нефтяное загрязнение. Степень загрязнения почв нефтью определяется глубиной ее проникновения и зависит от нефти, ее количества и механического характера грунтов.

Процесс разработки месторождения несет значительные изменения гидрогеологических условий в продуктивных пластах и в неглубоко залегающих горизонтах пресных подземных вод. В продуктивных пластах изменения происходят вследствие выработки запасов из продуктивных интервалов, как результат – давление в пластах просаживается; возникают перетоки пластовых вод из подстилающих и перекрывающих пластов и горизонтов; также при наличии данных перетоков изменяется химический состав вод.

С учетом вышеописанных факторов, видов и источников загрязнений для обустройства и эксплуатации месторождения было рассмотрено три возможных варианта. Для каждого случая предусмотрен проект на разбуривание 66 скважин.

Вариант 1 предполагает разбуривание месторождения одной буровой бригадой за 5,5 лет (12 скважин в год); строительство блочно-кустовой насосной станции (БКНС), бурение одной скважина до сеноманского горизонта, для добычи воды; строительство установки подготовки нефти (УПН); строительство компрессора и системы осушки газа. Сжигание газа не происходит. Прокладка промыслового трубопровода от кустов к УПН, которые, проходящих через реку, бестраншейным способом.

Вариант 2 предполагает разбуривание месторождения двумя буровыми бригадами за 2,8 года (24 скважины в год); строительство двух БКНС. Строительство УПН, системы по осушке газа, установку компрессора. Промысловый трубопровод также будет проходить через реку бестраншейным способом.

Вариант 3 предполагает разбуривание месторождения одной буровой бригадой за 5,5 лет (12 скважин в год); бурение 1 скважины до сеноманского горизонта; строительство одной БКНС; строительство УПН, установка компрессора, системы осушки газа. В данном варианте предусмотрено сжигание 5% газа на факелах, следовательно – строительство факелов. Прокладка промыслового трубопровода от кустов через реку траншейным способом.

Для разработки, обустройства и эксплуатации месторождения был выбран вариант 1. В сравнении с вариантом 2, данный метод оказывает меньшее влияние на окружающую среду, так как идет меньший забор

воды из сеноманского горизонта в год, одна БКНС, с двух единиц данного вида объектов будет выделяться вдвое большее количество загрязняющих веществ в атмосферу, также при большой закачке воды в пласт будут меняться химические свойства пластовых вод. После окончания бурения в варианте 2 наличие второй БКНС будет не востребовано, следовательно, с экономической точки зрения, 1 вариант также оказывается лучше.

В сравнении варианта 1 с вариантом 3, 1 вариант оказывает намного меньший эффект на окружающую среду. Сжигание газа на факелах, предусмотренных вариантом 3, будут оказывать огромное влияние на атмосферу, так как будет выделяться дополнительные загрязняющие вещества (ЗВ) при сжигании газа. При прокладке трубопровода траншейным способом, будут нарушены берега реки, уничтожены речные обитатели во время прокладки. При возникновении аварии на трубопроводе в месте, где течет река, все нефтепродукты попадут в воду, что является губительным для всех речных организмов и животных, обитающих по берегам рек. С экономической точки зрения бурение траншейным способом дешевле, чем бестраншейным, но данный вариант требует дополнительные затраты на строение факелов плюс плата за сжигание газа. Таким образом, за всю жизнь месторождения с экономической точки зрения вариант 1 также является оптимальным.

Экономическая оценка воздействия на окружающую среду выглядит следующим образом: плата за негативное воздействие на атмосферу за период строительства и эксплуатации месторождения была рассчитана для 3-х проектируемых объектов: дизельной электростанция (ДЭС); сварочные и окрасочные агрегаты; стальной вертикальный резервуар (РВС), и составляет 2674852,203 руб.

Отходы подразделяются в данном проекте на промышленные (буровой шлам) и на твердые бытовые отходы (ТБО). Для промышленных отходов будет отведено специальное место для складирования на территории месторождения, после чего в конце каждого квартала промышленные отходы будут вывозиться на полигон промышленных отходов. В то время, пока отходы находятся на территории месторождения, они будут оказывать влияние на атмосферу (так как в них находятся испаряющиеся вещества), поверхностные и подземные воды, почву. Расчет платы за хранение и сдачу отходов на полигон составляет: за весь период разбуривания месторождения – 212256157,4 руб. ТБО на месторождении будут складироваться в специально отведенные контейнера, которые в конце каждого квартала будут перевозиться на полигон по переработке ТБО, за весь период разработки месторождения плата составляет – 1555533,92 руб.

На месторождение планируется закачка воды в пласт с целью вытеснения нефти и дальнейшего ППД, которая подразумевает бурение одной водозаборной скважины в сеноманский водный горизонт. Период эксплуатации месторождения составляет 39 лет, в течение этого периода будет ежегодно производиться забор воды. Так как проект по разработке месторождения предусматривает строительство УПН, после которой вода, очищенная и отстоявшаяся закачивается обратно в пласт, таким образом, происходит циркуляция воды на месторождении и с каждым годом объем добываемой сеноманской воды уменьшается. Использование системы циркуляции воды позволяет снизить влияние проекта на подземные воды (сеноманский горизонт) и сократить затраты на оплату водного налога. Одновременно будет происходить забор артезианской воды из еще одной специально пробуренной скважины для хозяйственно бытовых нужд.

Водный налог с учетом инфляции на использование данных вод за весь период работы месторождения составляет – 6077487 руб.

После УПН товарная нефть поступает в магистральный нефтепровод, который проложен до ближайшего месторождения. В работе был смоделирован наиболее распространенный вид аварии – прорыв трубопровода из-за большого влияния коррозии металла и рассчитана максимальная плата за вред нанесенный ОС. Ежедневно в магистральный нефтепровод с месторождения поступает 400 тонн нефти, авария была ликвидирована в течение 1 часа, за это время количество нефти, вылившейся из нефтепровода, составило 16,7 тонн. Масштаб аварии захватил лесную и болотистую местность, из водных объектов нефть попала на озера, образующиеся в болотах, в речную систему нефть не попала. Общая сумма платы от аварии составляет, с учетом платы за вред лесу составляет 4033594,87 руб.

На основании приведенных в данной работе материалов можно сделать следующие выводы:

- воздействие на атмосферный воздух оценивается как сверхлимитное, так как перед началом разработки месторождения не было проведено дополнительных исследований для создания проекта по допустимым выбросам (для более точного анализа, нужно рассчитывать предельно допустимую концентрацию (ПДК)).
- воздействие на литосферу, гидросферу и животный мир оценивается как допустимое.
- влияние на растительный мир оценивается как среднее, в период разработки и эксплуатации месторождения. После ликвидации месторождения, уничтоженный растительный покров подлежит восстановлению.
- воздействие на социально-экономические аспекты оценено как позитивно-значительное для местной экономики.

Таким образом, разработка данного лицензионного участка существенно не нарушит существующего экологического равновесия, отрицательное воздействие оценивается как допустимое.

Литература

1. Безродный Ю.Г. Охрана земель в концепции малоотходной технологии строительства скважин// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2002. № 2. С. 15–20.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 N 74-Ф.
3. Дашевский А.В. Справочник инженера по добыче нефти и газа: Уфа. 2002 г. – 278 с.
4. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, 1995 г.
5. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117 – ФЗ (ред. от 07.05.13).

6. Постановления от 6 июня 2003 г. № 71 об утверждении «Правил охраны недр»
7. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Дело, 2006. – 552 с.

ДИНАМИКА ЗАПАСОВ, ДОБЫЧИ И ЦЕН МЕДИ В КИТАЕ

Ли Цуньи

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье рассмотрены особенности запасов меди в Китае; описана добыча меди в Китае, анализированы причины изменения добычи меди; исследована цена на меди в Китае, потребление и производство меди и чистый импорт меди.

Особенности запасов меди в Китае

По сравнению с миром, в размерах залежей, содержаниях меди в рудах и при трудах использований медные ресурсы Китая находятся в невыгодном положении (Табл. 1).

Таблица 1

Сравнение запасов меди между Китаем и миром

Показатель	Китай	Мир
Запасы ресурсов	27.6 мин. т (в 2014 г)	690 мин. т (в 2014 г)
Доступное время	28 лет	30 лет
размер залежей	Много небольших месторождений, мало крупных месторождений; Два запасы залежей меди более 5мин. т; 24 крупного залежи меди (запасы более 500 тыс. т), 80 средних залежей меди, 800 малики залежей меди.	Много очень крупных месторождений меди; 60 запасов залежей меди более 5мин. т; 20 залежей меди (запасы более 100 тыс. т) составляют 45% запасов мира.
Качество рад	Низкие средние содержания меди в рудах – 0.5%	Высокие средние содержания меди в рудах – 2%-5%
Труд использований	Высокие затраты на добычу	Низкие затраты на добычу

* Источник - Bloomberg

Добыча меди в Китае

Добыча меди в Китае продолжает увеличиваться с 1994 года по 2013 год (Рис. 1). В 1994 г. добыча меди в Китае составила 3,5 млн. т. С 1994 – 2000 годы добыча меди в Китае медленно менялась. Это связано с тем, что экономика Китая только началась. С 2000 – 2004 годы добыча меди почти не менялась, но с 2005 года добыча меди быстро выросла, составила 16,5 млн. т в 2003 году.

Причины роста добычи меди в том, что повышение спроса на медь, Быстрый рост цен меди, высокая зависимость от импорта меди и увеличение вложения капитала в разведку меди. Все эти факты приведут к росту добычи меди.

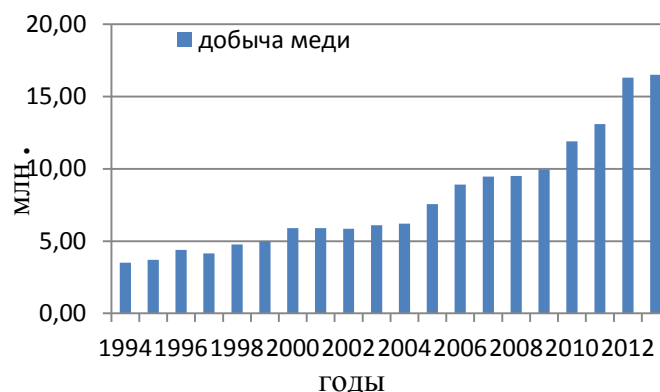


Рис. 1 Добыча меди в Китае

*Источник – Wind Zixu

Цены на медь

В 2013 году в Китае цены на медь колебались к низу тенденцию в первой половине. В первой половине февраля появилась высокая цена 59100 юаней/т, появление в первой половине июня низкая 48800 юаней/т (Рис. 2), который снижение 11000 юаней/т, что на 23%. Цены меди на внутреннем рынке зависят от внутреннего спроса, корпоративного финансового состояния и мировой цены меди в основных фактах. В первом полугодии, слабый потребительский спрос на рынке, так что цена на медь выросла импульс повышения, и напряженные средства таким образом, чтобы предприятия не могут нормально функционировать.

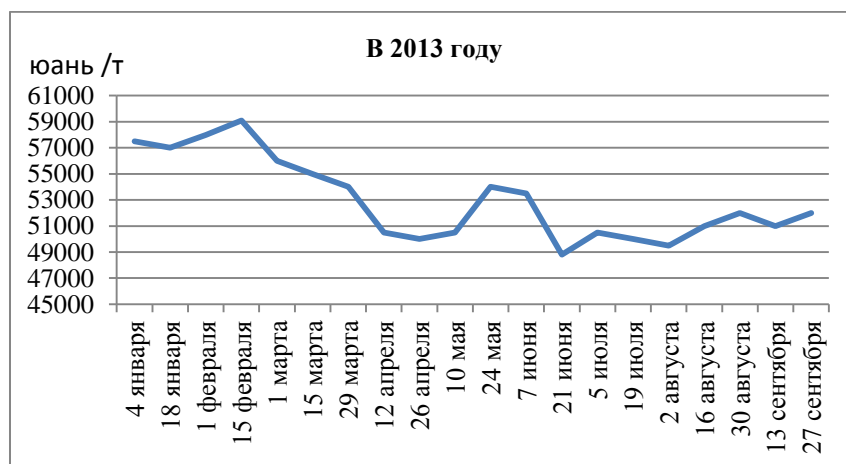


Рис. 2 Цена на меди в Китае

*Источник – SMM, 1 юань = 8,5 руб.

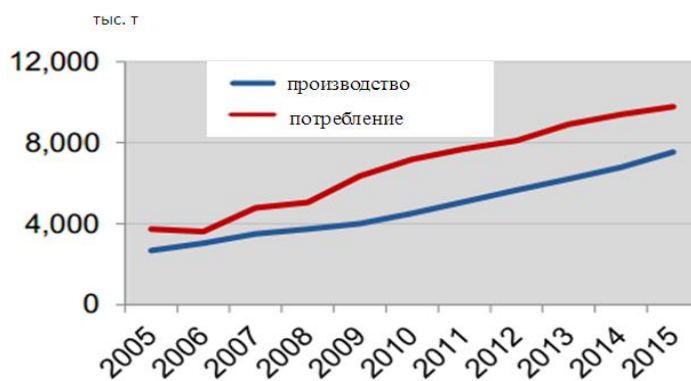


Рис. 3 Потребление и производство меди в Китае

*Источник - CRU, GTIS

С 2005 года до 2014 года количества производства и потребления меди в Китае представлены большие повышения. Но количества потребления меди больше, чем количества производства. Неравномерность между внутренним потреблением и производством меди является относительно стабильным (Рис. 3). Потребление меди в Китае в 2015 году прогнозировали вырасти на 375 тыс. т (источник - CRU). Рост потребления меди в Китае зависит от экономического развития Китая (развития отрасли энергетики, недвижимости, строительства железной дорог).

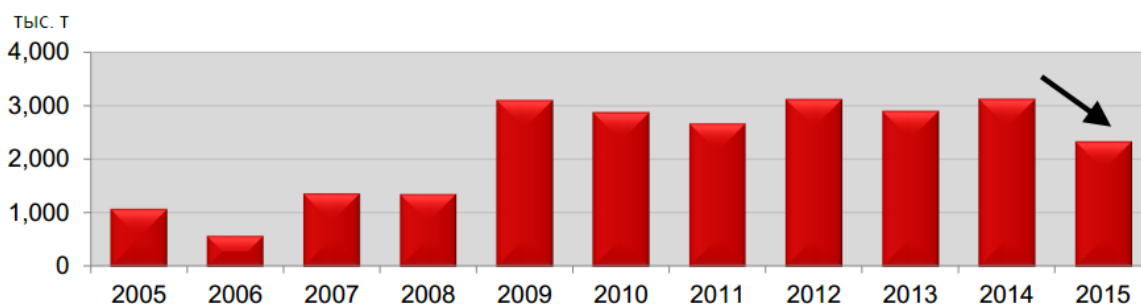


Рис.4 Чистый импорт меди в Китае

*источник - CRU, GTIS

Разрыв меди Китая между производством и потреблением необходимо полагается на импорт. С начала 2006 года чистые импорты меди в Китае снизились, до 2009 года появился сам высокий импорт меди, затем импорт остался неизменным, в 2015 году чистый импорт меди в Китае прогнозируют уменьшаться (Рис.4).

С января по июнь 2013 года в Китай импорт медного концентрата вырос на 38,5% до 4464 тыс. т.

В июне импорт Китая медного концентрата снизил на 7,7% (по сравнению с маем 2013 года) до 6740 тыс. т, вырос на 54,5% (по сравнению с июнем 2012 года) (по данным таможенной статистики).

В июне внутренние разработки шахты снизились при уменьшении цены меди. На производстве меди появился небольшое снижение. Это связано с экологическими проблемами, которые привели к закрытиям заводов и месторождений не до масштаба. В связи с влиянием слабого нижестоящего спроса и приходом традиционного низкого сезона внутренние производства рафинирования меди сократились.

Литература

1. Liao hequn, Jin shulan. Environmental costs of Dexing copper mining. / Prices Monthly, 2013 - №12.
2. Wang wei, Li yike, Feng ning. Global cooper resource pattern. / Resources & Industries, 2013 - №15. – С.27 – 32.
3. Beijing Jun slightly Industry Research Institute. 2010 China Copper Industry Report. / The Economic View, 2010.
4. Xiong baoguo. Copper mining impact on the environment. / Environment And Development, 1994 - №9. – С. 324 – 329.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А. А. Лунёв

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В процессе интенсификации добычи нефти и газа увеличивается количество воздействий на призабойную зону скважины, что в свою очередь приводит к проблеме выноса механических примесей, осложняющих эксплуатацию скважин при интенсивных отборах нефти. Основные объемы добычи нефти в России обеспечиваются механизированными способами. В табл. 1 приведены данные по способам эксплуатации нефтяных скважин по России.

Таблица 1

Данные по способам эксплуатации нефтяных скважин

Способ эксплуатации	Фонд скважин, %	Добыча нефти, %
Фонтанирующие	4	4
Электроцентробежный насос (ЭЦН)	53	76
Штанговый глубинный насос (ШГН)	41	18
Газлифт	1	1
Прочие	Менее 1	Менее 1
Всего	100	100

Из таблицы 1 видно, что наиболее распространенным механизированным способом добычи нефти являются скважинные установки центробежных и штанговых насосов. Одновременно с ростом общего фонда скважин и особенно механизированного способа добычи значительно возрастают затраты на их ремонт. Основной причиной отказов насосного оборудования является засорение рабочих органов ЭЦН и ШГН механическими примесями. Из рисунка 1 видно, что именно на механические примеси приходится самый высокий процент отказов насосного оборудования (54%).

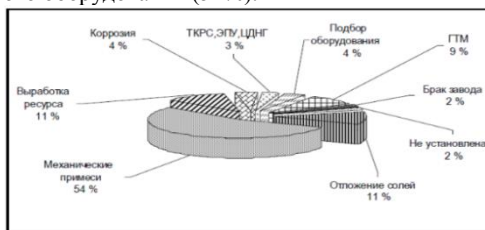


Рис. 1 – Причины отказа насосного оборудования

Решение проблемы защиты насоса от механических примесей является одной из главных задач в нефтяной промышленности.

На данный момент существует несколько способов защиты ЭЦН от мехпримесей, достоинства и недостатки которых представлены в таблице 2.

Таблица 2

Достоинства и недостатки различных способов защиты насоса от механических примесей

Способ защиты насосы	достоинства	недостатки
щелевой фильтр	способность задерживать частицы диаметром 0,1 – 0,2 мм, самоочищение за счет вибрации УЭЦН, удобство монтажа	высокая стоимость, крупные частицы мехпримесей «отбиваются» от V-образной проволоки и опускаются на забой
установка шламоуловителя	удобство монтажа без увеличения времени проведения текущего ремонта скважины, способность задерживать частицы более 0,25 мм	увеличение общей длины УЭЦН, мехпримеси и пропант остаются в фильтре, применение только газосепаратора без входного модуля, сложный и дорогостоящий ремонт
обратный клапан со шламовой трубой	высокая способность сохранять герметичность обратного клапана при работе на скважинах с довольно высоким содержанием взвешенных частиц	высокая стоимость, способность очистки только крупных частиц диаметром более 0,5 мм
комбинированное клапанное устройство	надежное удержание жидкости в колонне при остановке ЭЦН, предотвращение засорения клапана и НКТ при проведении промывки и спуске за счет дополнительного фильтра	высокая стоимость, быстрый износ
погружной сепаратор механических примесей	накопление частиц в специальном контейнере, обеспечение защиты УЭЦН от пикового выноса мехпримесей из пласта при запуске ЭЦН, двухступенчатая сепарация газа, возможность обработки ингибитором солеотложения, высокая надежность, способность задерживать частицы около 0,1 мм	сложная конструкция

Как видно из анализа достоинств и недостатков различных способов защиты насосного оборудования, самым эффективным является погружной сепаратор механических примесей (ПСМ) из-за высокой степени очистки и надежности. Но существует еще один способ защиты, который технологически является самым перспективным, а именно установка гравийных фильтров (ГФ). Его эффективность заключается в очень высокой степени очистки по сравнению с другими способами, но он имеет два недостатка, а именно ГФ применяется только в вертикальных скважинах и устанавливается только в конце строительства скважины. Установка в уже эксплуатируемой скважине невозможна. С учетом бурного роста бурения горизонтальных и наклонных скважин использование ГФ затрудняется.

Опыт создания ГФ с использованием оборудования фирмы «Лайенс» был осуществлен на Южно – Бугундырском участке (Краснодарский край) в процессе бурения скважины №22. При освоении и опытной эксплуатации скважины выноса песка не наблюдалось, что доказывает эффективность применения ГФ. Накопленная добыча нефти составила 21 тыс. т. нефти.

Целью данной работы является сравнительный анализ экономической эффективности применения гравийных фильтрующих устройств и погружных сепараторов механических примесей в условиях Восточной и Западной Сибири.

Рассмотрим экономическую эффективность применения ПСМ центробежного принципа действия на четырех скважинах компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и экономическую эффективность применения гравийных фильтров на скв. 22 Южно-Бугундырском месторождении.

Экономический эффект определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_\phi = \frac{B_n}{N}, \quad (1)$$

где B_n – прибыль от продажи нефти (с учетом налога на прибыль), N – суммарные затраты.

Абсолютный экономический эффект:

$$\mathcal{E}_{abc} = B_n - N \quad (2)$$

Для расчёта экономического эффекта были использованы данные из таблицы 3.

Таблица 3
Основные экономические показатели для расчета экономического эффекта от ПСМ и гравийных фильтров

Параметр	ПСМ				ГФ
	Скв. А	Скв. В	Скв. С	Скв. D	Скв. № 22
Цена устройства, тыс. руб	1400	1200	1200	1300	124
Стоимость проведения работ, тыс. руб	1500	1500	1500	1500	2980
Цена реализации нефти, руб/т	6104,7	6104,7	6104,7	6104,7	6104,7
Себестоимость нефти, руб/т	3141,6	3141,6	3141,6	3141,6	3141,6
Накопленная добыча нефти, т	2149	6387	2266	3599	21347

На основе данных из таблицы 3 и формул (1) и (2) были получены следующие результаты, представленные в таблице 3 (суммарные затраты включают в себя стоимость самого устройства и стоимость проведения работ по его установке).

Таблица 4
Экономический эффект от применения ПСМ и гравийных фильтров

Параметр	ПСМ					ГФ
	Скв. А	Скв. В	Скв. С	Скв. D	Всего	Скв. 22
Суммарные затраты, тыс. руб	2900	2700	2700	2800	11100	2980
Прибыль (без учета налога), тыс. руб.	6367,7	18925,3	6714,4	10664,2	42671,6	62993,6
Прибыль после налогообложения, тыс. руб.	5094,16	15140,26	5371,5	8531,4	34137,3	50394,9
Абсолютный экономический эффект, тыс. руб.	2194,16	12440,3	2671,5	5731,36	23037,3	47414,9
Относительный экономический эффект, отн. ед.	1,76	5,6	1,99	3,05	3,08	16,9

Из анализа таблицы 3 видно, что относительный экономический эффект от ГФ почти в 5 раз выше, чем от ПСМ (16,9 и 3,08 соответственно). Абсолютный экономический эффект от гравийных фильтров так же больше, чем от ПСМ (47 и 23 тыс. руб соответственно).

Резюмируя вышеизложенное, нами были получены следующие результаты:

1. Рассмотренные способы защиты насосного оборудования от механических примесей доказали свою экономическую эффективность;
2. Экономический эффект от гравийных фильтров оказался в 5 раз больше, чем от погружных сепараторов;

Стоит отметить, что проблема защиты насосного оборудования от механических примесей сохраняет свою актуальность и требует дополнительных решений.

Литература

1. Камалетдинов Р. С., Лазарев А. Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика, 2010. - №2. – С. 6-13.
2. Вербицкий В. С., Дроздов А. Н., Деньгаев А. В., Рабинович А, А. Новая технология защиты установки электроцентробежного насоса от влияния механических примесей // Нефтяное хозяйство, 2007 - Вып. 12 - С. 78-81.
3. 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.
5. Подкорытов С.М., Сельский А.А., Чириков Л.И. Анализ результатов опытной эксплуатации скважин штанговыми глубинными насосами на Русском месторождении // Тр. Инта / СибНИИ НП - Вып. 22. - С. 21-25.
6. Тарасов М.Ю. Исследование процессов отделения механических примесей от высоковязкой продукции скважин // Нефтяное хозяйство, - М., - 2007 – №11. – С. 122-124.

АДАПТИВНОСТЬ ПЕРСОНАЛА К ИННОВАЦИОННЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА)

Ю.С. Макашева, В.В. Ремняков

Научные руководители доцент Н.П. Макашева¹, профессор Б.С. Бурыхин²

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

² Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Инновационная составляющая приобретает все большую значимость в динамичном развитии производства, инновации становятся ключевым фактором экономического роста. Новые знания и технологии играют все большую роль в конкурентной борьбе, становятся главной движущей силой экономического развития. Инновации, т.е. внедрение нового, означают выведение на рынок новых продуктов с более высоким научно-техническим потенциалом и новыми потребительскими качествами. Инновационный путь развития

экономики предполагает непрерывный поиск и реализацию новаторских идей, позволяющих повышать эффективность функционирования общественного производства.

Инновационное развитие экономики - сложный динамический процесс, в котором тесно переплетены проблемы, связанные с необходимостью формирования и развития интеллектуального потенциала общества, углубления исследований и разработок, освоения новых технологических открытий и изобретений в виде прорывных технологий, прогрессивной техники и оборудования, новых видов сырья, с выбором оптимальных современных форм организации и управления производством [13].

Указанные проблемы чрезвычайно актуальны и для ведущего сектора экономики современной России – нефтегазового производства. Нефтегазовый сектор играет стратегически важную роль в экономике страны, обеспечивая практически все отрасли топливно-энергетическими ресурсами и широким ассортиментом продуктов нефтепереработки. Нефть и газ составляют более 70 % в структуре первичного топливно-энергетического баланса страны; предприятия топливно-энергетического комплекса обеспечивают свыше 30 % объема производства промышленной продукции в России [16]. Доля нефтегазовых доходов в бюджете Российской Федерации составляет около 50% при вкладе в ВВП страны около 1/3 и в экспорт – почти 2/3 [5]. Значительная концентрация мировых ресурсов нефти и газа на территории нашей страны при огромном спросе на эти ресурсы в мировой экономике делает данную отрасль высоко востребованной на мировом рынке.

Но современный мировой рынок характеризуется ужесточением глобальной конкуренции на фоне растущей неопределенности и рисков. В последние годы наблюдается значительная трансформация мировых топливно-энергетических рынков. Новые технологии добычи нефти существенно увеличили объемы ее доступных запасов и выявили новых лидеров роста добычи (США, Ирак), обусловили неуклонное повышение коэффициента извлечения нефти. Благодаря бурному развитию технологий доставки газа в сжиженном состоянии происходят серьезные изменения на мировом рынке газа.

Для того, чтобы удержать позиции на рынке, обеспечить конкурентные преимущества и динамический рост, компаниям необходимо уделять самое пристальное внимание инновациям.

По данным исследований Международной практики РвС по вопросам стратегии в области инноваций, охватывающих представителей компаний нефтегазового сектора из 18 стран мира, компании, лидирующие в разработке инновационных решений, получают значительные конкурентные преимущества. Темпы роста 20% обследуемых компаний, лидирующих в области инновационных разработок, оказались на 16 % выше темпов роста наименее ориентированных на инновации компаний, и в ближайшие пять лет прогнозируется превышение среднемирового показателя темпов роста более чем вдвое [6].

Инновационная активность российских компаний находится на достаточно низком уровне. Экспертами отмечается значительное технологическое отставание от потребностей нефтегазовой отрасли. В экспортных поставках на инновационную продукцию приходится около 1,5%, что в десять раз ниже, чем в среднем в мире; 60,3% затрат на технологические инновации приходится на закупку машин и оборудования, в то время как доля собственных разработок не превышает 12%. Доля затрат на НИОКР российских компаний не превышает 0,02% от их выручки, а удельные затраты в расчете на 1 т нефтяного эквивалента составляют менее 0,2 долл. США [1]. Аналогичные затраты американской компании ExxonMobil и французской Total составляют в среднем 1 долл. США, китайских и бразильских компаний – 2, 35 – 3,22 долл. США. Отставание в технологическом развитии проявляется, в том числе, и в низком уровне производительности нефтегазового сектора России, который составляет около 35 % от уровня производительности в США [14].

Производство, не использующее возможности инновационного развития, становится слабым и неконкурентоспособным. Поэтому в программных заявлениях высшего руководства нефтегазового комплекса жестко поставлена задача повышения конкурентоспособности компаний до международного уровня на основе последних достижений науки и техники [12]. Инновации являются необходимым условием успешного развития компании.

Но инновационное производство - это не только и не столько создание и предложение нового продукта. Инновации – это, прежде всего, способность персонала организации постоянно вырабатывать творческие решения возникающих проблем и задач. Вместе с тем, инновации всегда связаны с изменениями. А человек по своей природе склонен настороженно относиться к изменениям, вносящим неопределенность, нарушающим привычный порядок вещей. Исаак Ньютон определял инерцию как врожденную силу материи, присущую ей способность к сопротивлению [15, С. 25]. Феномен сопротивления в той или иной степени проявляется при любых изменениях, «срабатывает в странах любой формации и на любом уровне управления - страны в целом, отдельного региона, отдельной организации ... и т.п.» [19]. Бесконфликтное внедрение изменений является скорее исключением, чем правилом. Исследования показывают, что до 80% нововведений терпят неудачу, причем в более чем 50% случаях, причиной являются внутрифирменные факторы [17, С. 4].

С развитием инновационных процессов проблема сопротивления изменениям приобретает всё большее значение. Наука и практика все больше внимания уделяют соответствующему направлению – менеджменту изменений, в рамках которого исследуются возможности управления изменениями и способы преодоления негативного отношения к ним [10; 3].

Причины сопротивления инновационным изменениям многочисленны и разнообразны. Они могут быть обусловлены как внешними, так и внутренними факторами, носить объективный и субъективный характер.

В широко известной классификации Дж. Коттера и Л. Шлезингера выделяют причины сопротивления изменениям на разных уровнях - личностном уровне: узкособственнический интерес, непонимание и недостаток доверия, низкая терпимость изменениям, различная оценка ситуации, и на уровне группы (коллективный

уровень): давление со стороны коллег, усталость от изменений, предыдущий неудачный опыт проведения изменений [20].

В.М.Коновалов в «Инновационной саге» утверждает, что, в конечном счете, все причины могут быть сведены к двум: неправильное понимание ситуации и боязнь, что в случае внедрения инновации произойдет ущемление личных интересов. Причем нередко эти причины переплетаются [8, С. 90].

Спротивление инновациям может приобретать различные формы. Спротивление нововведениям может проявляться активно и открыто или носить пассивный и скрытый характер. Пассивная форма сопротивления проявляется в абсентеизме, затягивании выполнения заданий, равнодушии и снижении интенсивности труда; активная форма отражает открытый процесс выступления против изменений: отказ от внедрения нововведений, неприкрытая оппозиция, саботаж.

Современная теория и практика выработала к настоящему времени множество подходов к преодолению сопротивления. 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 [2]. Дж. Коттер и Л. Шлезингер формулируют шесть способов преодоления сопротивления, которые условно можно подразделить на «мягкие» и «жесткие» [9]. 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.

Исследования методов, способов и форм преодоления сопротивления активно занимаются не только менеджеры, но и социологи, психологи. Практическое их применение повышает эффективность инновационной деятельности в организации, позволяет успешно решать проблемы адаптации персонала к инновационным изменениям.

Адаптация сегодня является одной из ключевых проблем менеджмента персонала. Это понятие появилось в менеджменте с развитием системного подхода как характеристика закономерностей функционирования и развития различных систем при взаимодействии внутренних и внешних условий их существования. Под адаптацией в общем смысле принято понимать приспособление системы к характеру отдельных воздействий или к изменившимся условиям в целом. Процесс адаптации наблюдается в момент, когда в системе организм – среда возникают значимые изменения. Он обеспечивает формирование нового состояния, адекватного изменившимся условиям. Поскольку организм и среда находятся не в статическом, а в динамическом равновесии, их соотношение постоянно меняется. Поэтому также постоянно происходит и процесс адаптации.

В менеджменте персонала адаптацию традиционно рассматривают с позиций приспособления нового работника к новым условиям труда, к работе на новом месте. Такому пониманию адаптации сопутствуют понятия «испытательный срок», «профорентация», которые трактуются как процессы, предшествующие непосредственному вступлению нового сотрудника в организацию и обретению им новой должности. С этими процессами тесно связывают также обучение, воспитание, подготовку персонала.

Но такого подхода к вопросам адаптации сегодня недостаточно. Не следует сводить адаптацию персонала в организации только к приспособлению и ориентации в профессиональной деятельности. Это более многогранное явление, и рассматривать его можно гораздо шире, применительно к самым разнообразным ситуациям.

К настоящему времени в управленческой практике сформировались две модели адаптации: адаптация при приеме на работу и адаптация в изменяющихся условиях профессиональной деятельности. Преобладает, как уже отмечалось, первая модель. Вторая модель, известная также как должностная адаптация, имеет отношение не только к новым работникам, но и ко всем сотрудникам предприятий, которым приходится адаптироваться к изменению привычных условий трудовой деятельности. Изменения могут быть связаны с необходимостью освоения дополнительных должностных функций, возросшей нагрузкой на сотрудников, разрывом между реальной квалификацией работника и требуемой и т.п. Многие работники современных организаций испытывают стрессовое состояние из-за необходимости находиться в состоянии постоянной готовности к изменениям в будущем. Поэтому проблема адаптации становится всё более актуальной не только на начальных этапах работы в новом коллективе, но и практически на протяжении всей трудовой жизни. Особую актуальность она приобретает в условиях инновационных изменений. Грамотное управление адаптацией позволяет сгладить негативные моменты, вовремя предусматривать и преодолевать сопротивление изменениям, стимулировать творческое отношение к труду, повышать инновационную активность работников.

Следует отметить, что традиционно в менеджменте преобладает понимание адаптации как процесса, в ходе управления которым происходит активное воздействие на факторы, предопределяющие ее ход, сроки и снижение неблагоприятных последствий [11, С. 21]. Но это односторонний подход. Как справедливо отмечает В.П. Казначеев, адаптация, с одной стороны, - динамическое образование, непосредственный процесс приспособления к условиям внешней среды, а с другой - свойство любой живой саморегулируемой системы [7, С. 17]. В ходе адаптации личность выступает как активный субъект этого процесса. Поэтому следует не ограничиваться пониманием адаптации только как процесса, но рассматривать ее также с позиций личностного свойства (адаптивности).

Понятие адаптивности пришло в экономическую науку из биологии. Применительно к социально-экономическим системам адаптивность – это свойство, характеризующее способность системы нормально функционировать при изменении параметров внешней среды, ее приспособляемость к этим изменениям. Адаптивности присущи гибкость и восприимчивость системы внутренним и внешним изменениям.

Под адаптивностью работника понимается наличие определенных индивидуальных характеристик, позволяющих ему быстро и адекватно разрешать проблемные ситуации, нормализуя взаимодействие со средой. Человек, как активный субъект процесса адаптации, адаптируется к среде в соответствии со своими потребностями, интересами, стремлениями.

Адаптивность представляет собой результат взаимодействия возможностей работника и нормативных требований его профессиональной деятельности. При этом возможности могут быть как врожденными – инстинкты, темперамент, эмоции, внешние данные, физическое состояние организма; так и приобретенными – социальный статус, образование, уровень компетентности.

Адаптивность работников может повышаться или понижаться под влиянием социального окружения, условий работы, обучения, образа жизни [4]. Так, согласно исследованиям, люди развивают большую адаптивность в случае серьезных перемен, проявляют большую стойкость в трудных ситуациях.

Индивидуальные реакции на изменения различны, различны и адаптивные способности людей. Эти способности можно и нужно развивать. В условиях быстрых и зачастую непредсказуемых инновационных изменений это особенно важно. Высокая адаптивность позволяет работникам эффективно справляться с переменами. По мнению ведущих западных работодателей, адаптивность входит в десятку лучших навыков, которыми должны обладать сотрудники. В докладах по управлению персоналом за 2014 год часто упоминается, что HR-директора все чаще принимают сотрудников, исходя из их способности справляться с изменениями и неопределенностью, и в каждом втором случае говорят, что способность сотрудников справиться с непредвиденными проблемами является ключевым атрибутом для будущего успеха в бизнесе.

Высоко адаптивный сотрудник более склонен к новаторству, смелее воспринимает новые идеи, проявляет большую готовность к переменам. Специалисты выделяют некоторые значимые черты личности, способствующие развитию адаптивных навыков у человека. Это открытость и толерантность, психологическая устойчивость, доминантность, самовосприятие и самоатрибуция. В инновационно ориентированных организациях этим качествам следует уделять особое внимание. Культивируя данные качества у сотрудников, можно оказывать воздействие на глубину и степень их адаптивности.

В управлении человеческими ресурсами в нефтегазовом секторе все в большей мере находят отражение тенденции, связанные с глобальными стратегическими целями, с инновационным и инвестиционным развитием нефтегазовой отрасли. По мнению многих специалистов [18], в настоящее время формируется принципиально новый подход к обеспечению нефтегазового сектора страны человеческими ресурсами новой формации, обладающими повышенной адаптивностью к внедрению инноваций. Для этого требуется активнее внедрять современные методы, стимулировать рост адаптивности и инновационной активности работников. Для успешного осуществления инновационного развития необходимо формировать благоприятный климат в трудовом коллективе, внедрять современные технологии работы с персоналом, позволяющие сотрудникам реализовать свой потенциал, повышать восприимчивость к нововведениям.

Литература

1. Амбарцумян А.К. Современные факторы конкурентоспособности нефтегазовых компаний – технологии и кадры // Российское предпринимательство, 2010. — № 7. - Вып. 2 (163). — С. 100-105
2. Ансофф И. Индивидуальное и групповое сопротивление изменениям. Умение руководить и подчиняться. / Пер. с англ. - М.: Экономика, 1994. – 358 с.
3. Блинов А.О., Угрюмова Н.В. Управление изменениями. – М.: Дашков и К, 2014. – 304 с.
4. Витт О.С. Социально-экономическая сущность адаптивности работников промышленного предприятия в рыночной экономике // Теория и практика общественного развития, 2011. – № 3. - [Электронный ресурс]. - URL: http://teoria-practica.ru/rus/files/arhiv_zhurnala/2011/3/ekonomika/vitt.pdf (дата обращения 11.03.15)
5. 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>.
6. Инновации в нефтегазовом секторе. - [Электронный ресурс]. - URL: http://www.pwc.ru/ru/oil-and-gas/publications/innovation_survey_2014 (дата обращения 15.02.15)
7. Казначеев В. П. Современные аспекты адаптации. – М.: Наука, 1980. – 190 с. [С. 17]
8. Коновалов В.М. Инновационная сага. – М.-СПб-Киев: Вильямс, 2005. - 224 с. [С. 90]
9. Коттер Дж.П. Вперед перемен. – М.: Олимп-Бизнес, 2011. – 256 с.
10. Крутиков В.К. Управление изменениями / В.К.Крутиков и др. – Калуга: Изд-во «ИП Шилин «Эйдос», 2014. – 85 с.
11. Крутцова М. Н. Управление адаптацией персонала: учебное пособие. – Вологда: Легия, 2010. – 138 с. [С. 21]
12. 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
13. Макашева Н.П. Государственная поддержка и финансирование инновационной деятельности в России и странах мира // Вестник Томского государственного университета. Экономика, 2013. - № 3 (23). – С. 161 - 173
14. Маков В.М. Факторный анализ инновационной деятельности нефтегазового сектора России // Аудит и финансовый анализ, 2010. - № 2. - С.194 - 198
15. Ньютон И. Математические начала натуральной философии. Пер. и прим. А Крылова. - М.: Наука, 1989. – 688 с. [С. 25]
16. Павловская А.В. Эффективность инновационного развития нефтегазового комплекса на европейском Севере: монография. – Ухта: УГТУ, 2013.- 266 с.

17. Россинский Е. О. Организационный механизм преодоления сопротивления изменениям: Дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05. - Тверь, 2002. – 189 с. [С. 4]
18. Чумаков Т. Люди в системе координат // ТЭК. Стратегии развития. - 2013. - №1. - [Электронный ресурс]. - URL: http://www.tek-russia.ru/issue/articles/articles_286.html (дата обращения 05.02.15)
19. Шипилова О.А. Как преодолеть сопротивление персонала нововведениям// Кадры предприятия. – 2004. - № 9. - С.38-46
20. Kotter J.P., Schlesinger C.A. Choosing Strategies for Change//Harvard Business Review. – 1979. - vol. 57. - Issue 2. - p. 106-114

ИНСТИТУЦИОНАЛИЗАЦИЯ КОРПОРАТИВНОЙ СОЦИАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Е.В. Нехода¹, В.В. Маковеева²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

В большинстве зарубежных компаний вопросы, связанные с реализацией корпоративной социальной политики, являются частью общей стратегии корпоративной социальной ответственности (КСО). При этом социальная политика компаний включает широкий спектр вопросов, от регулирования социально-трудовых отношений и вложений в персонал, до разработки программ развития местного сообщества, охраны окружающей среды, участие бизнеса в решении социальных проблем на уровне общества через социальное инвестирование.

Актуализация участия бизнеса в решении широкого круга социальных вопросов и проблем связана с целым рядом объективных причин, основными из которых являются: 1) поиск новой парадигмы общественного развития и критериев оценки общественного прогресса; 2) кризис модели социального государства; 3) возрастание значимости социальных проблем современности и социальных рисков; 4) продолжающаяся дискуссия о социальной роли и социальных функциях бизнеса. До сих пор существует точка зрения среди западных и российских ученых, что развитие концепций корпоративной социальной ответственности и корпоративной социальной политики является, не чем иным, как «стремление государства переложить решение социальных проблем на плечи бизнеса». Однако современные реалии заставляют бизнес и менеджмент компаний учитывать интересы всех внутренних и внешних социальных партнеров, понимая, что от этого зависят и благоприятные условия ведения бизнеса.

В настоящее время исследователями отмечается теоретико-методологическая непроработанность сущности и содержания корпоративной социальной политики, слабая аргументация необходимости ее реализации, что проявляется в отсутствии разработанных целей, этапов, методов, инструментов ее формирования [2, 4, 11].

По мнению Ольги Канаевой особую теоретическую и практическую значимость приобретает «разработка типовой (референтной) модели формирования и реализации социальной политики компании» [4, с. 41]. Под моделью корпоративной социальной политики автор понимает «обобщающую схему, дающую представление об основных этапах, процессах, методах и инструментах формирования и реализации социальной политики компании; алгоритм, определенную последовательность действий и управленческих решений, позволяющих перейти от декларирования принципов КСО к социальной деятельности, интегрированной в стратегию компании, носящей систематический характер и имеющей конкретный результат – перейти от реализации отдельных социальных проектов и программ к формализованной, системной социальной политике [4, с. 41].

Таким образом, назрела острая необходимость в институционализации корпоративной социальной политики, т.е. формировании формализованной устойчивой социальной политики на уровне компаний, являющейся частью ее общей стратегии, имеющей цель, структуру, принципы, алгоритм формирования, методы, структурированные социальные программы. Не менее важным представляется и оценка вклада социальной политики в создание общих ценностей, а также оценка ее эффективности.

В нашем исследовании под корпоративной социальной политикой будем понимать комплекс мероприятий, направленных на управление человеком и воспроизводство человеческого потенциала в части создания необходимых условий для трудовой деятельности и формирования особой социальной среды бизнеса, а также мероприятия по управлению услугами социального характера. Основными направлениями реализации корпоративной социальной политики являются: 1) развитие кадрового потенциала; 2) производственная безопасность, охрана и условия труда; 3) социальная поддержка сотрудников компании; 4) охрана окружающей среды; 5) вклад в развитие регионов присутствия; 6) вклад в развитие общества в целом через реализацию общественно значимых социальных программ. В рамках реализации корпоративной социальной политики компании могут разрабатывать различные социальные программы: негосударственных пенсионных фондов, социального и медицинского страхования (прежде всего, дополнительного), подготовки и переобучения работников, это также могут быть программы поощрительного туризма и отдыха за счет средств предприятия, программы по улучшению условий труда и охраны здоровья и др.

Следует отметить, что целый ряд зарубежных и российских компаний уже внедрили принципы КСО в общую стратегию. Однако, по-нашему мнению, чтобы разработать эффективную стратегию корпоративной социальной политики, менеджменту компании необходимо знать, на каком уровне понимания собственных

социальных ролей и функций находится компания. На рис. представлены уровни вовлечения компании в процессы институционализации КСО и корпоративной социальной политики.

До настоящего времени не существует универсального алгоритма разработки стратегии КСО. По нашему мнению, вопросы, связанные с КСО и корпоративной социальной политикой, очень субъективны, зависят от множества факторов (размер предприятия и масштабы деятельности; состояние рынка труда; необходимость в удержании и развитии персонала; экономическая необходимость и выгодность поддержания и развития социальной инфраструктуры; условия развития и расширения бизнеса; интересы и давление со стороны работников предприятия; индивидуальные ценности высшего менеджмента).

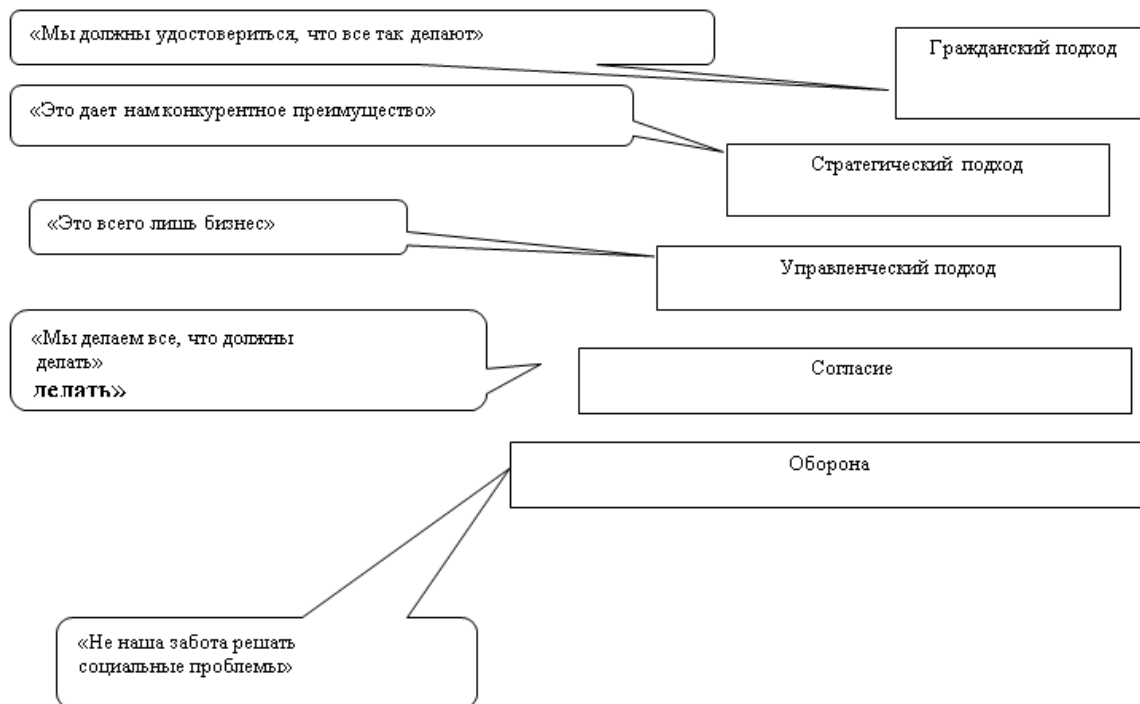


Рис.1 Уровни вовлечения КСО в деятельность организации [1]

Между тем западными исследователями уже предложено несколько руководств по внедрению КСО в деятельность компаний. Обобщение сложившихся подходов позволило предложить следующую, достаточно универсальную, интеграционную структуру КСО. Идентификация субъективного значения КСО и развитие рабочего определения корпоративной социальной политики с учетом организационных ценностей и норм (Шаг 1) – это стартовая точка в процессе разработки стратегии КСО. Она задает направление для организационных мероприятий в сфере КСО и корпоративной социальной политики с самого начала. Учет интересов стейкхолдеров заключается в их исключительном значении для постановки целей и формирования ценностей компании как следующего шага в процессе (Шаг 2). Тщательный отбор основных стейкхолдеров позволит компании сконцентрировать все свое время, ресурсы и энергию в наиболее эффективных направлениях. Следующий шаг – это развитие интеграционного плана КСО, который состоит из трех фаз: определение причин внедрения КСО (Шаг 3.1), мониторинг внутренней и внешней среды (Шаг 3.2), идентификация релевантных мероприятий в сфере КСО и корпоративной социальной политики (Шаг 3.3). Шаг 4 напрямую связан с шагом 2, т. к. он идентифицирует стратегию и коммуникационные каналы для различных групп стейкхолдеров в соответствии с их влиянием на организацию и ожиданиями по отношению к ней. Финальные два шага рассматриваются как достаточно стандартизованные, т. к. являются последними во всех стратегических подходах [3, 5, 6].

В настоящее время целый ряд крупных российских компаний формируют политику социально ответственного бизнеса (при этом нужно осознавать, что процесс этот длительный и поступательный, не дающий сиюминутных выгод и результатов), в добровольном порядке составляют нефинансовые отчеты¹, в частности,

¹Под нефинансовыми отчетами понимаются официально опубликованные компаниями и организациями документы, в которых они отчитываются обо всех или ряде ключевых аспектов своей деятельности. Как правило, речь идет о стратегии КСО во взаимосвязи со стратегией развития компании, соблюдении этических принципов ведения бизнеса, качестве корпоративного управления, вкладе в охрану окружающей среды, соблюдении прав человека, управлении персоналом, качеством продукции и услуг, поддержке местных сообществ, воздействиях компании на общество по всем ключевым направлениям ее активности [8].

социальные, размещают основные результаты социальной деятельности и направления социальных инвестиций на собственных сайтах, на сайте Российского союза промышленников и предпринимателей – РСПП. Среди российских компаний политику социально ответственного бизнеса демонстрируют, прежде всего, крупные нефтегазодобывающие компании, металлургические, крупные транспортные и строительные компании, энергетические компании, банковский сектор. Можно выделить и опыт конкретных компаний в реализации принципов социально ответственного бизнеса, и реализации корпоративной социальной политики – «Аэрофлот - Российские авиалинии», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Мосэнерго», «РУСАЛ», «Норильский никель», «Сбербанк» и многие другие. Как видно из табл., нефтегазовая отрасль занимает второе место по количеству публикуемых отчетов и третье место по числу компаний, предоставляющих нефинансовую отчетность. Среди российских нефтегазовых компаний, лидирующих в области социальных инициатив, информационных прозрачных выделяются ОАО «НК Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Татнефть», ОАО «ТНК ВР-Холдинг».

ОАО «ЛУКОЙЛ» является одной из крупнейших мировых вертикально-интегрированных компаний, занимающейся добычей и переработкой нефти и газа, производством нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. В основных сферах своей деятельности Компания занимает лидирующие позиции на российском и мировом рынках. Миссия компании: «Способствовать в регионах деятельности Компании долгосрочному экономическому росту, социальной стабильности, содействовать процветанию и прогрессу, обеспечивать сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов».

Социальная политика ОАО «ЛУКОЙЛ» включает несколько блоков [9].

Политика управления персоналом. В мае 2003 года была принята политика управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ», которая является основополагающим документом в области управления кадрами. Основа политики управления персоналом – построение системы конкретных мер: 1) по мотивации каждого работника к достижению целей, обусловленных стратегией развития Компании; 2) по определению критериев по оценке степени достижения результатов; 3) по вознаграждению и поощрению сотрудников.

Благотворительная и социальная деятельность. Социальные и благотворительные программы являются составляющей корпоративной стратегии и помогают сотрудничеству с государством, деловыми кругами и обществом. Существует два стратегических направления социальной деятельности: социальные инвестиции (поддержка детских домов и детских образовательных учреждений, программы в области образования, стипендиальные программы, конкурс социальных проектов и т.д.) и программы спонсорства и традиционной благотворительности (сохранение культурного и исторического наследия и адресная помощь).

Спорт. Компания ставит основными приоритетами следующие направления: поддержка профессиональных спортивных коллективов России, национальных федераций и национального олимпийского движения; физкультурно-оздоровительная работа с сотрудниками и членами их семей, развитие массовых видов спорта; оказание содействия развитию детского спорта в России. Гоночная команда «Лукойл Рейсингтим» (LukoilRacingTeam) является лидером отечественного автоспорта. Компания поддерживает различные спортивные клубы, Детскую футбольную лигу; является официальным партнером Олимпийского комитета России.

Пенсионное обеспечение сотрудников. В 1994 году была создана корпоративная система негосударственного пенсионного обеспечения на основе долевого участия работника и работодателя. Негосударственная пенсия работника складывается из взносов работника по индивидуальному пенсионному договору, взносов работодателя по пенсионному договору и инвестиционного дохода, полученного за время накопления. По итогам 2010 года в долевой корпоративной пенсионной системе приняло участие почти 50% работников. Сумма их личных взносов превысила 400 млн. руб. В среднем размер пенсионного взноса участника находится в диапазоне от 2 до 3 процентов от его заработной платы.

Молодежная политика. В политике управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ» работа с молодежью и молодыми специалистами является одним из приоритетных направлений. Работа регламентирована Комплексной целевой программой Группы «ЛУКОЙЛ» по работе с молодыми работниками и молодыми специалистами на 2008-2017 годы. Сегодня доля работников до 30 лет в общей численности персонала компании составляет около 25%.

Особое положение в социальной политике занимает «**Социальный Кодекс** ОАО «ЛУКОЙЛ», разработанный в 2002 году, который включает 3 взаимосвязанные части: корпоративные социальные гарантии работникам и неработающим пенсионерам организаций группы «ЛУКОЙЛ», социально ответственное участие компании в жизни общества, экономическая основа социальных инициатив. Контроль над соблюдением Кодекса осуществляет как управляющий персонал, так и профсоюзы. Нельзя не отметить и разработанный и используемый **Кодекс деловой этики** ОАО «ЛУКОЙЛ» – «свод норм и правил индивидуального и коллективного поведения всех без исключения работников компании «ЛУКОЙЛ». Кодекс деловой этики – важный инструмент создания устойчивой корпоративной культуры и стройной системы корпоративных ценностей».

Анализируя заявленные социальные программы, можно с уверенностью утверждать, что ОАО «ЛУКОЙЛ» является передовой компанией, цель которой – создание благоприятных условий для своих работников. Широкий спектр программ, их продуманность, нацеленность на итоговый результат – все это говорит о социально ответственной компании и целенаправленности корпоративной социальной политики.

И в заключение отметим, что с середины 2000-х годов в мире стала развиваться концепция интегрированной отчетности. Интегрированная отчетность сводит воедино финансовую и нефинансовую информацию и отражает способность организации создавать и поддерживать свою стоимость в кратко-, средне-

и долгосрочном периоде [10]. Концепцию интегрированной отчетности поддерживают более 80 глобальных компаний и 25 институциональных инвесторов, входящих в Пилотную программу Международного совета по интегрированной отчетности (МСИО). Среди участников - Danone, Deloitte, HSBC, KPMG, Microsoft, Coca-Cola, Unilever, Volvo и др. Из России в Программе участвуют только две компании - Госкорпорация «Росатом» и ОАО «НК Роснефть», что еще раз подтверждает лидерство российской нефтяной отрасли в развитии и реализации социальных инициатив и управленческих инноваций.

Литература

1. Andriof J. *Unfolding stakeholder engagement* / Andriof J., Waddock S. – Greenleaf, uk, 2002. – 168 P.
2. Бузгалин А.В. Будущее «скандинавской модели» (новый проект социально ориентированного развития) // Альтернативы. Теоретический и общественно-политический журнал, 2011. – № 1. – С. 4-16.
3. Hohnen P. *Corporate social responsibility: An implementation guide for business*, 2007.104 P. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (свободный). – URL: http://www.iisd.org/pdf/2007/csr_guide.pdf (дата обращения 07.04.2015).
4. Канаева О.А. Социальная политика компании: исходные посылы анализа // Вестник Санкт-Петербургского государственного университета, 2011. – Сер. 5. – Вып. 4. – С. 41-52.
5. McElhane K. *Just Good Business: The Strategic Guide to Aligning Corporate Responsibility and Brand*. – 2008. – 194 P.
7. Maignan I. *A Stakeholder Model for Implementing Social Responsibility in Marketing*/ Maignan I., Ferrell O.C., Ferrell L. // *European Journal of Marketing*. 2005.P. 956-977. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (свободный). – URL: <http://www.kantakji.com/media/3461/z117.pdf> (дата обращения 10.03.2015).
8. Официальный сайт Российского союза промышленников и предпринимателей. - [Электронный ресурс]. - Режим доступа: (свободный). - URL: <http://xn--o1aabe.xn--p1ai/simplepage/157> (дата обращения: 07.04.2015 г.).
9. Повышение информационной открытости бизнеса через развитие корпоративной социальной нефинансовой отчетности. Аналитический обзор корпоративных нефинансовых отчетов за 2008-2011. – М.: РСПП, 2012. – 104 с.
10. По материалам официального сайта ОАО «ЛУКОЙЛ». - [Электронный ресурс]. - Режим доступа: (свободный). - URL: <http://www.lukoil.ru> (дата обращения: 15.04.2015 г.).
11. По материалам сайта Интегрированная отчетность. - [Электронный ресурс]. - Режим доступа: (свободный). - URL: <http://ir.org.ru/> (дата обращения: 15.04.2015 г.).
12. Чирикова А. Бизнес как субъект социальной политики в современной России // *Общество и экономика*. –2006. – № 9. – С. 100-119.

СОСТАВЛЕНИЕ РЕСУРСНОЙ СМЕТЫ НА РЕКУЛЬТИВАЦИЮ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХОЛМИСТО-ТАЕЖНОГО РАЙОНА СРЕДНЕ-СИБИРСКОГО ПЛОСКОГОРЬЯ

А.С. Мишунина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рекультивация земель при строительстве скважин является обязательным элементом производственного процесса. Однако в условиях недостаточности финансовых ресурсов у нефтегазовых компаний является актуальным вопрос оптимизации затрат при проведении природоохранных мероприятий.

В соответствии с природоохранным законодательством [1] для обоснования способа рекультивации определяются следующие условия:

- характер нарушения земель на рассматриваемой территории;
- природные условия района расположения объекта (рельеф, климат, почвы,
- геологическое строение участка, состав и свойства нарушенных пород);
- формы и уровень воздействия нарушенных земель на окружающую природную среду;
- социально-экономические условия жизни населения в районе размещения объекта и

перспективы развития района.

Отметим, что для месторождений холмисто-таежного района Средне-Сибирского плоскогорья бассейн р. Обь наиболее приемлемым является лесохозяйственное направление рекультивации. Оценим структуру стоимости рекультивации. Разработка проектов рекультивации нарушенных земель проводится с учетом следующих факторов[3]:

- расположение нарушенного (нарушаемого) участка;
- природные условия района (климатические, педологические, геологические, гидрологические и вегетационные);
- перспективы развития района разработок;
- фактическое или прогнозируемое состояние нарушенных земель к моменту рекультивации и др.;

Можно выделить определенные этапы.

1. Технический (подготовительный), основной целью которого является расчистка участка.
2. Агротехнический с целью создания слоя почвы со свойствами, благоприятными для биологической рекультивации.

3. Биологический этап предусматривает внесение минеральных удобрений и посев трав.
4. этап предусматривает выполнение работ по очистке территории, в частности отверждение содержимого шламового амбара и его засыпка и планировку и выравнивание нарушенного участка площадки.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт [3].

Отметим, что структуре затрат техническая рекультивация и биологическая рекультивация регламентируются законодательством. При этом технический этап, как правило, дешевле биологического (табл.1). При этом, можно отметить, что посев может и не осуществляться, так происходит зачастую естественное лесовосстановление. Таким образом, данный вид затрат является для компаний основной статьёй, по которой возможно оптимизировать затраты. Однако при естественном восстановлении невозможно полное очищение территории строительства скважины.

Таблица 1

Сводный сметный расчет стоимости проведения технической и биологической рекультивации

№	Наименование работ или затрат	Соотношение технического и биологического этапа рекультивации, %	Возврат материалов, руб.
1	Техническая рекультивация	32%	не осуществлялся
2	Биологическая рекультивация	68%	не осуществлялся

Для альтернативного варианта комплексной утилизации может быть использована технология рекультивации, основанная на интродукции штаммов углеводородоксилирующих микроорганизмов и стимуляции процессов биогеохимического разложения нефти и нефтепродуктов (МД). Положительная особенность данного вида биопрепаратов - простота использования, при проведении работ по рекультивации земель биопрепарат смешивается с вносимыми под фрезу минеральными удобрениями и травами. Препарат имеет долгий срок хранения, удобен для транспортировки к месту проведения рекультивационных работ, прост в использовании. Высокую эффективность работы нефтеоксилирующей микрофлоры обеспечивает совокупность мероприятий, направленных на поддержание ее жизнедеятельности. Технологическое обслуживание при таком варианте включает: определение степени и характера загрязнения; разработка индивидуального плана мероприятий для каждого отдельного объекта; внесение культуры микроорганизмов-деструкторов нефти; отслеживание и корректировка технологического процесса до момента сдачи.

Для учета всех пунктов и получения итоговых прямых затрат составляется локальная ресурсная смета в которой отражаются все виды работ, а также их обоснование в соответствии с приказами министерства региона, где проводится рекультивация и государственные элементных сметных норм (табл.2).

Таблица 2

Локальная ресурсная смета на рекультивацию нарушенных земель при строительстве разведочной скважины

№	Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во		Сметная стоимость (в текущих ценах, руб)	
				На ед.	вс	На ед.	Общая
Технический этап рекультивации							
1	ГЭСН01-01-036-02. Пр.Минрегион от 17.11.08 № 253	Планировка нарушенной поверхности земли в границах полосы отвода	1000м ² спланир. поверхности за 1 проход бульдозера	1000м ²	66,66	274,14	18230,31
		Затраты труда машинистов	чел. час	0,2675	19,16	550,21	10542,02
	1.070149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт	маш. час	0,25	19,66	953,52	15885,64
Биологический этап рекультивации							
2	ГЭСН47-02-050-01. Пр.Минрегион	Внесение с механизированной загрузкой и	1 га.		6,66	1414,1	9403,76

	от 17.11.08 № 253	разбрасыванием мин.удобрений					
		Затраты труда машинистов	чел.час	1,96	13,11	550,21	7213,25
	1.010410	Тракторы на пневмолесном ходу	маш.час	0,83	5,53	587,39	3248,27
	2.060230	Экскаваторы одноковшовые	маш.час	0,83	5,87	784,26	4603,61
	3.092001	Сеялки	маш.час	0,83	5,53	62,62	346,29
4.119011		Удобрения минеральные	т				
3	Прайс	Минерально-торфяная смесь	кг		300	22	6600
4	ГЭСН47-01-047-01. Пр.Минрегион от 17.11.08 № 253	Посев луговых газонов тракторной сеялкой	1 га		6,66	1701,67	11333,12
		Затраты труда рабочих строителей	чел.час	0,75	4,96	166,3	828,17
		Затраты труда машинистов	чел.час	1,679	11,19	545,34	6102,35
	1.010410	Тракторы на пневмолесном ходу при работе на других видах стр-ва 59кВт	маш.час	1,46	9,73	587,39	5713,3
	2.092002	Сеялки прицепные	маш.час	1,46	9,73	59,27	576,7
	3.092701	Катки прицепные кольчатые 1т	маш.час	2,92	19,46	72,25	1405,99
	4.4140137	Семена газонных трав	кг		50	270	13500
	5.4149230	Другие семена газонных трав	кг		22	320,56	7052,32
5	ГЭСН47-02-093-03. Пр.Минрегион от 17.11.08 № 253	Прикатывание посевов	1 га		6,6652	523,43	3489
		Затраты труда машинистов	чел.час	0,782	5,21	538,19	2803,96
	1.010409	Тракторы на пневмолесном ходу при работе на других видах стр-ва 40 кВт	маш.час	0,63	4,53	524,85	2377,57
	2.092701	Катки прицепные кольчатые 1т	маш.час	1,36	9,06	72,26	654,59
Итого прямые затраты по смете в текущих ценах							87252,25
Накладные расходы							94877,25

Как видно из таблицы основная статья сокращения сметной стоимости рекультивации это биологический этап. Естественное восстановление растительного слоя, а также переработка земли со штаммами бактерий позволяют сократить статьи расходов по засеиванию и взращивание семян и саженков, а также упростить дорогостоящие мероприятия по переработке почв, ее детоксикации, и нанесение нового плодородного слоя.

В настоящее время существует нехватка специалистов широкого профиля, непосредственно для разработки качественной технологии ведения рекультивации для каждого отдельного предприятия в зависимости от почвенно-климатических условий и других сопутствующих факторов, требуются не только инженеры и специалисты по рекультивации, но и специалисты с экономическим и юридическим образованием для получения комплексного метода.

Литература

1. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
2. ГОСТ 17.5.1.03-86. Охрана природы. Земли. Классификация вскрышных и вмещающих пород для биологической рекультивации земель
3. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
4. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы, утвержденные Приказом Минприроды России и Госкомзема России от 22.12.1995 №525/67.
5. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».
6. Закон Российской Федерации «О землеустройстве» Принят Государственной Думой 24 мая 2001 года, №83-ФЗ (с изменениями на 23.07.2008г).
7. Шигаева М. Х., Мукашева Т. Д., Сыдыкбекова Р. К., Бержанова Р. Ж. Изучение естественного комплекса нефтеокисляющих микроорганизмов для биоремедиации почвогрунтов и утилизации отходов // Материалы VII Международной конференции «Сотрудничество для решения проблемы отходов» - г. Харьков. Украина, 2010

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КАДРОВОЙ ПОЛИТИКИ НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (НА ПРИМЕРЕ АО «ТРАНСНЕФТЬ – ЦЕНТРАЛЬНАЯ СИБИРЬ», Г. ТОМСК)

А.О. Наумкина, Т.С. Глызина

Научный руководитель старший преподаватель Т.С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Нефтегазовая промышленность сегодня – одна из наиболее развитых и прибыльных отраслей отечественной экономики. На данный момент с учетом финансового кризиса, в который сегодня попали все мировые экономики, что в значительной мере влияет на состояние нефтегазовой отрасли на внутреннем рынке России происходят процессы реструктуризации, имеющие целью повышение конкурентоспособности предприятий за счет оптимизации использования ресурсного потенциала, в частности кадрового. Анализ особенностей формирования механизма управления кадрами, определение структуры его составляющих элементов и характеристика их взаимосвязи позволяет создать надлежащие условия для повышения эффективности реализации мероприятий кадровой политики в социально-хозяйственных условиях деятельности предприятия.

Цель исследования – изучение особенностей и пути совершенствования кадровой политики на предприятии нефтегазового комплекса (на примере АО «Транснефть – Центральная Сибирь», г. Томск).

Методы исследования. Кроме общенаучных анализа и синтеза, в работе были использованы структурный анализ предприятия, анализ документов, анализ работы отдела кадров, наблюдение, экономический анализ.

Результаты исследования и их обсуждение

Кадровая политика АО «Транснефть – Центральная Сибирь» делится на следующие составляющие ее элементы:

1. Политика занятости – это обеспечение высококвалифицированным персоналом и создание привлекательных условий труда и обеспечения безопасности, а также возможностей для продвижения работников с целью повышения степени их удовлетворенности работой

2. Политика обучения – это формирование соответствующей базы обучения, чтобы работники имели возможность повысить квалификационный уровень и тем самым получить возможность своего профессионального продвижения

3. Политика оплаты труда – предоставление более высокой заработной платы, чем на других предприятиях, в соответствии со способностями, опытом, ответственностью работника

4. Политика благосостояния – это обеспечение более широкого набора льгот и услуг, чем у других нанимателей; социальные условия должны быть привлекательны для работников и взаимовыгодны для них и предприятия

5. Политика трудовых отношений - это установление определенных процедур для решения трудовых конфликтов.

Каждый из перечисленных составляющих элементов требует эффективного механизма выполнения:

1) в сфере занятости – анализ рабочих мест, методов найма, способов отбора, продвижения по службе, отпуска, увольнение и т.д.;

2) в сфере обучения – проверка новых работников, практическое обучение, развитие;

3) в сфере оплаты труда – оценка работ, льготные схемы, переменные ставки, учет различий в жизненном уровне и т.д.;

4) в сфере благосостояния – пенсии, страхование от болезни и нетрудоспособности, медицинские, транспортные услуги, жилье, питание, спорт, общественная деятельность, помощь в личных проблемах;

5) в сфере трудовых отношений – мероприятия по установлению лучшего стиля руководства, отношения с профсоюзами и т.д.

Для введения эффективной кадровой политики на АО «Транснефть – Центральная Сибирь» очень важно еще на стадии формирования предусмотреть основные критерии оценки ее эффективности. Это очень сложно, поскольку в России опыта оценивания эффективности кадровой политики вообще, а не только отдельных ее составляющих.

Кадровая политика должна акцентировать внимание на интеллектуальной, социальной, организационной и других составляющих.

В процессах социального управления центральным является человеческий фактор.

Профессионализм, активность, инициативность и работоспособность – вот далеко не полный перечень параметров и проявлений этого фактора [1, с. 30].

Создание работоспособной, эффективной команды профессионалов – вызов для любого руководителя, и одновременно, – это вершина управленческого мастерства.

Однако, усилия, потраченные на создание команды, окупаются в любом случае: команда легче и скорее достигает успеха. Роль лидера очень важна: он формирует основные принципы взаимодействия, задает вектор развития, принципиально влияет на микроклимат в коллективе [2, с.15].

Наиболее острые проблемы кадровой политики, согласно проведенному опросу сотрудников АО «Транснефть – Центральная Сибирь», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наиболее острые проблемы кадровой политики АО «Транснефть – Центральная Сибирь»

Перечень острых проблем кадровой политики	Количество ответов, %
Несовершенство системы развития персонала (недостаточность квалификации кадров, обучения, субъективный карьерный рост)	25
Несовершенство системы морального и материального стимулирования труда	15
Отсутствие кадрового резерва	14
Несовершенство системы отбора и найма персонала, отсутствие определенных критериев при отборе	11
Дефицит квалифицированных кадров	8
Неосведомленность кадров по поводу кадровой политики предприятия	8
Отсутствие определенных требований к руководителям, кандидатам на руководящие должности, неопределенность перечня компетенций	7
Неудовлетворительные взаимоотношения между руководителями и сотрудниками	7
Несовершенство системы аттестации (отсутствие объективных критериев оценивания, субъективная аттестация)	5

Одной из причин недостаточного уделения внимания развитию персонала является то, что подготовка кадров в рамках предприятия требует собственных средств, которых компания не хочет / не может выводить из работы. Еще одной причиной недостаточного развития подготовки кадров на предприятии является нежелание управленцев тратить средства на обучение персонала, из-за возможной смене работы последними, собственно опасение потерять потраченные средства.

Модель обеспечения взаимосвязи конкурентной стратегии АО «Транснефть – Центральная Сибирь» со стратегией кадровой политики достигается путем согласования взаимосвязанных и взаимоподдерживающих направлений разработки стратегии персонала.

Поскольку компетентность персонала является стратегическим ресурсом предприятия, то кадровый менеджмент должен обеспечить необходимые условия для ее формирования и развития. Следовательно, необходимым условием взаимодействия АО «Транснефть – Центральная Сибирь» и работников является стабилизация состава наемных работников предприятия. При этом, учитывая, что непрерывный научно-технический прогресс приводит к потере актуальности знаний наемных работников, управленцы имеют два пути для решения данной проблемы, а именно:

- освобождение существующего персонала, который уже не соответствует критериям конкурентоспособности современного рынка, и подбор нового, отвечающего профессионально-квалификационным требованиям рынка;

- непрерывное повышение квалификации и обучение наемных работников.

Для качественного формирования содержания стратегии развития персонала АО «Транснефть – Центральная Сибирь» предлагаем комплекс рекомендаций по:

- целям и задачам стратегии развития персонала, которая заключается в формировании и поддержке количественного и качественного состава персонала предприятия, что в наибольшей степени соответствует

требованиям производства, способствует решению проблем и обеспечивает реализацию конкурентной стратегии предприятия;

- стратегическим подходам к кадровому составу, отбору и привлечению кадров, заключающихся в переходе к формированию двухъярусной структуры персонала, которая состоит из «кадрового ядра» (наиболее квалифицированных и ценных работников) и «периферийных» работников, функции которых на предприятии есть менее значимыми и ответственными;

- организации труда и обеспечении эффективного использования персонала, что предусматривает создание современных рабочих мест, повышение качества жизни, оценки соответствия персонала должностям, которые они занимают, и внедрение эффективных моделей организации работ;

- развитию систем стимулирования персонала предприятия, включающих материальные и нематериальные стимулы к труду и важнейшие стратегические направления работы по мотивации персонала;

- развитию человеческого капитала предприятия, который обеспечивает повышение конкурентоспособности предприятия, его способности к инновациям;

- стратегическим подходам к организации движения кадров на предприятии как условию эффективного размещения, использования и содержания работников, обеспечение их профессионального роста, что возможно лишь при условии объединения оперативного и стратегического управления;

- развитию социально-трудовых отношений между наемными рабочими и работодателями относительно условий найма, функционирования и развития трудового потенциала предприятия;

- социальному развитию и социальной защите, которые охватывают такие сферы, как жилье, медицинское обслуживание, пенсионное страхование, социально-бытовые услуги, профессиональную подготовку, и способствуют обеспечению необходимых условий для повышения качества жизни и усиливают мотивацию работников.

Указанные рекомендации касаются основных направлений по разработке эффективной стратегии формирования кадровой политики АО «Гранснефть – Центральная Сибирь в современных условиях.

Кадровая политика должна увеличивать возможности предприятия АО «Гранснефть – Центральная Сибирь, реагировать на требования технологии и рынка, изменяющиеся в ближайшем будущем.

Выводы

По результатам исследования оценки персонала организации и методов ее осуществления можно сделать вывод, что сама оценка является важной в деятельности предприятия, управления им и управления персоналом. Спектр методов оценки персонала достаточно широкий и разнообразный. Выбор правильного метода оценки персонала достаточно сложный и требует учета ряда факторов, в частности соблюдение признаков оценки и требований к ней. Поскольку использование этих различных видов, приемов и методов оценки дает определенный результат оценки, а от этого зависит эффективность от оценки. Оценка дает два аспекта эффективности – экономическую и социальную.

Сочетание экономического и социального аспектов проведения оценки персонала организации позволяет обоснованно включить в систему оценки эффективности деятельности предприятия экономические показатели оценки персонала предприятия, которые выражаются соотношением полученного эффекта с затратами на достижение этого эффекта, и с учетом действующей социальной составляющей предприятия – показателей, которые отражают социально обоснованные стандарты уровня жизни работников предприятия и обеспечение потребностей и возможностей улучшения жизни.

Литература

1. Авдеев В.В. Управление персоналом. Оптимизация командной работы: Реинжиниринговая технология: Практикум / В.В. Авдеев. – М.: ФиС, 2008. – 256 с.
2. Бачило И.Л. Электронное правительство и инновации в области государственных функций и государственных услуг // Информационные ресурсы России, 2010. —№ 1. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.aselibrary.ru/digital_resources/journal/irr/2010/number_1/number_1_3/4/ (дата обращения 04.12.2013).

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММЫ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ ОАО «ВОСТОКГАЗПРОМ»

С.В. Надымов

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе деятельности предприятия ресурсы занимают одно из главенствующих мест, следствием этого является актуальным вопрос ресурсосбережения, создания ресурсосберегающей политики, неотъемлемо связанной со спецификой предприятия и определения оптимального соотношения ресурсов на предприятии. В настоящее время природные ресурсы занимают ведущее место в экономическом развитии России. К сведению, их добыча составляет более 50% валового внутреннего продукта России. Около 70% валютных поступлений федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации прямо или косвенно связаны с эксплуатацией природно-ресурсного потенциала страны. В связи приведенными фактами вопрос оптимального ресурсопотребления и ресурсосбережения занимает центральное место на предприятиях нефтегазовой промышленности. Это и обусловлено экономической значимостью выпускаемой продукции. [1]

Актуальность данной работы обусловлена тенденциями в стране в области развития ресурсосбережения. В правительстве страны особое внимание уделяется данным вопросам. Президент РФ устанавливает программы, например такие как, год экологии в стране в рамках которой должно осуществляться экономное пользование ресурсами, отходами производства. 30 января 2013г. Президент поручил Председателю Правительства РФ разработать комплексную стратегию управления в области экологии, ресурсосбережения. На уровне Правительства разрабатывается и рассматривается, принимается в чтениях большее количество проектов, в данной области.

Целями работы являются охарактеризовать деятельность нефтегазового предприятия в области ресурсосбережения и анализ экономических показателей эффективности применения программы ресурсосбережения компании ОАО «ВОСТОКГАЗПРОМ».

Программа ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром» основывается на поддержании экологического баланса, ввода новых технологий, позволяющих минимизировать и оптимально расходовать ресурсы для бесперебойного производства.

Обеспечение охраны окружающей среды в соответствии с Экологической политикой ОАО «Газпром» и Политикой в области охраны окружающей среды, здоровья и безопасности на производстве – один из основных корпоративных приоритетов ОАО «Востокгазпром».

У Компании есть полный пакет документов разрешающий производственную деятельность, связанную с добычей, переработкой и транспортировкой газа, который свидетельствует о ее соответствии существующим нормам и правилам по 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.

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, предварительной подготовки и транспорта газа компанией также проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промышленной подготовки газа.

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. [2]

Обращение с отходами, образующимися на производственных объектах Общества, осуществляется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства. Хозяйственно-бытовые сточные воды на месторождениях ОАО «Востокгазпром» 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) обеспечивает эффективную очистку хозяйственных стоков при минимуме эксплуатационных затрат. Для обезвреживания твердых бытовых отходов (ТБО) месторождения ОАО «Востокгазпром» обеспечены полигонами ТБО, где происходит их захоронение и надежная изоляция от окружающей природной среды.

Как было выявлено проведенными исследованиями, буровой шлам, образующийся при бурении разведочных и эксплуатационных скважин по принятым в ОАО «Востокгазпром» 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 «Востокгазпром» 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 «Востокгазпром» в последние годы стала разработка, финансирование и реализация программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

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 выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты, нормативы образования и лимиты 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. [3]

Приоритетное направление деятельности ОАО «Востокгазпром» - энергосбережение. Компания является одним из самых крупных потребителей энергоресурсов среди промышленных предприятий Томской области.

В 2013 году акционерное общество затратило на приобретение энергоресурсов на общую сумму 31940 тыс. руб., из них на электрическую энергию 26404 тыс. руб., на тепловую энергии 5536 тыс. руб. Учитывая специфику деятельности предприятия, газоснабжение объектов месторождений осуществляется из собственных источников, поэтому компания не осуществляет затраты на потребляемый газ.

В ОАО «Востокгазпром» для снижения затрат на энергетику в 2013 году был установлен частотный преобразователь на двигатель дымососа котельной на Мыльджинском месторождении. За период с 2007 по 2011 гг. в работе находились только два из четырех дымососа, потребляя 45 кВт электроэнергии каждый. Время работы дымососа 24 часа в сутки, средняя продолжительность отопительного периода 201 день. [4]

Так же для повышения надежности энергообеспечения идут работы по замене устаревших щитов станций управления электрооборудованием на современные фирмы «Siemens». Данная программа началась в 2005 году и рассчитана до 2016 года. В планах заменить 250 щитов станций управления электрооборудованием, 27 трансформаторных подстанций и распределительных пунктов.

В 2012 году в рамках совместной программы по повышению надежности энергоснабжения и снижению рисков отключения электроэнергии на месторождениях: Мыльджинское НГКМ, Северо-Останинское НГКМ, Казанское НГКМ и Северо-Васюганское НГКМ, была проведена замена технически устаревших отделителей, короткозамыкателей и масляных выключателей подстанций на современные вакуумные и элегазовые выключатели. Укрепляя позиции Останинской группы месторождений, в июле 2015 года планируется сдать силовые подстанции ПС-35/6 кВ «Северо-Останинская» и ПС-35/10 кВ «Останинская». На самом Останинском НМ также будет установлена трансформаторная подстанция, от которой будут запитываться Мирное НМ, Пиджинское НМ и Останинское НМ. Сейчас эти месторождения работают от дизельных электростанций, установленных на Мирном месторождении. Обеспечение бесперебойной подачи электроэнергии добавит надежности работе промысла. [4]

Анализ потребления электроэнергии проведен отдельно по исследуемым месторождения и представлен на диаграмме.

На рисунке 1 приведены показатели распределения потребленной электроэнергии, свидетельствующие о том, что рост годового потребления преимущественно обусловлен увеличением технологического расхода, при относительно постоянном уровне потребления на собственные нужды, снабжения субабонентов и технологических потерь. На общем фоне выделяться уровень потребления электроэнергии Казанского НГКМ.

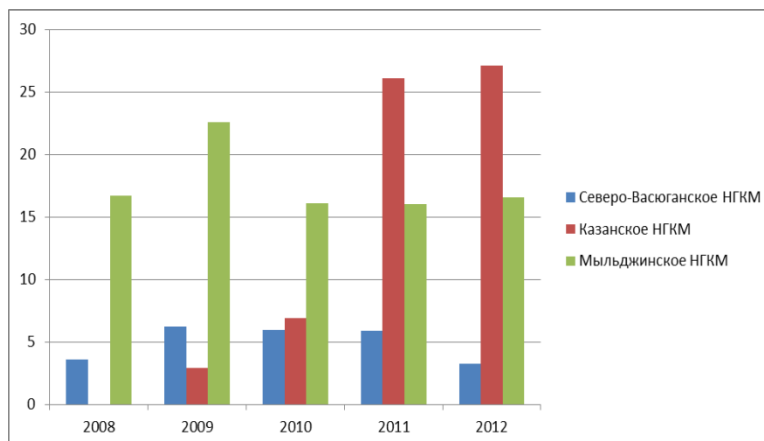


Рис. 1 – Динамика расхода электроэнергии, в млн. кВт*ч.

С момента ввода месторождения в эксплуатацию в 2009 году потребление электроэнергии возросло в 8,8 раз и по итогам 2012 года составило 23,074 млн. кВт*ч. В целом же можно говорить об установившемся режиме потребления электроэнергии.

В августе 2011 года разработан и выдан «Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов ОАО «Востокгазпром» со сроком действия до 2016 года.

В целях дальнейшей реализации работы по энергосбережению для снижения энергозатрат, на основании Федерального закона Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и Энергетической стратегии России на период до 2020 г. в ОАО «Востокгазпром» разработана третья программа энергосбережения на 2011–2015 гг. с перспективой до 2020 года. Планируется сэкономить около 360 млн. кВт*ч электрической энергии и порядка 870 тыс. Гкал тепловой энергии.

За годы проведения Программы было сэкономлено:

– 52009 кВт*ч/год электроэнергии в натуральном выражении и 144,8 тыс. руб. в денежном выражении. Была произведена установка активных фильтров подавления сетевых гармоник и установка частотного преобразователя на двигатель дымососа котельной МГКМ;

– 16,175 Гкал/год тела в натуральном выражении и 114,7 тыс. руб. в денежном выражении. Объекты месторождений ОАО «Востокгазпром» получают тепловую энергию от собственных источников и часть тепловой энергии производится из вторичных источников – за газовыми турбинами электростанций и газоперекачивающих аппаратов стоят теплообменники-утилизаторы, что позволяет экономить на отоплении зданий. Для более эффективной экономии было произведено устранение дефектов ограждающих конструкций и произведена установка термостатических клапанов;

– 0,208 млн. м³/год газа на собственные нужды в натуральном выражении и 2,17 млн. руб. в денежном. На месторождениях предприятие увеличило эффективности использования котлов-утилизаторов. Целью данного мероприятия является снижение потребления газа в котельных месторождениях, посредством полного использования тепловой мощности электрогенерирующих установок;

– 187,12 Гкал тепловой энергии на горячее водоснабжение и 2265 м³ холодной воды, планируемая экономия за год 1,44 млн. руб., за счет установки бесконтактных сенсорных смесителей.

Всего предприятие употребило энергоресурсов на сумму 43,05 млн. руб. Общая экономия при реализации программы по данным ресурсам составила 39,58 млн. руб.

В общем на программу ресурсосбережения предприятие затратило 31,940 млн. руб. при этом сэкономлено было 29,582 млн. руб. Таким образом затраты на внедрении программы превысили ее эффективность на 2,36 млн. руб.

Кроме введения политики ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром» осуществляет постоянную модернизацию основных средств и активно занимается инвестированием в новые проекты.

Ресурсосбережение как уже было отмечено, является неотъемлемым фактором успешного развития предприятий. Особенную важность оно представляет для нефтегазовой отрасли, так как является наиболее ресурсоемкой. В деятельности нефтегазовых предприятий наблюдается прямая зависимость от ресурсов.

В данной работе была охарактеризована деятельность нефтегазового предприятия в области ресурсосбережения. По итогам применения программы ресурсосбережения предприятию удалось сэкономить ресурсов общей стоимостью в 43,05 млн. руб., что в свою очередь положительно сказалось на прибыли предприятия, при том что затраты на реализацию программы составили 31,94 млн. руб., то есть 39%, а 61% из них оказался в прибыли предприятия. Постоянное улучшение процесса производственной деятельности предприятия подразумевает развитие ресурсосберегающих технологий.

Обобщая, хотелось отметить успех в применении и разработке ресурсосберегающих технологий на рассматриваемом предприятии, а так же перспективу развития данного направления. Так же хотелось бы сказать, что для более эффективного введения политики ресурсосбережения Востокгазпрому следует снижать затраты на мониторинг путем привлечения специалистов, выделять средства на строительство современных баз хранения нефтепродуктов, соблюдать пропорциональное инвестирование, а так же четкое и своевременное соблюдение правовых норм, актов, постановлений и законов.

Литература

1. Природоресурсное право (Калинин И.Б.). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://txbt.ru/62/index.html>, свободный. Загл. с экрана.
2. Положения и организация охраны в нефтяной промышленности, 2002.
3. ОАО «Востокгазпром». Охрана природы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/ecology/>, свободный.
4. Дроздовский А. А. Инженерный отчет NoИК-67/13 по энергетическому обследованию Открытого акционерного общества «Томскгазпром». – М., 2013. - 574 с.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ГЕЛИЕВЫХ РЕСУРСОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Д. А. Нечаев, Д. Г. Дубинский

Научный руководитель доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наше время природный газ является одним из важнейших видов энергетического сырья. Основную часть его (70–98%) составляет метан и его гомологи. Но, помимо них, в состав природного газа входят и неуглеводородные вещества (водород, азот, диоксид углерода, гелий). Несмотря на потенциальные перспективы применения этих попутных ресурсов, они сжигаются вместе с топливным углеводородным сырьем.

Природный газ является на данный момент единственным источником промышленного получения гелия. Это вещество широко распространено в природе, однако, в свободном виде в недрах оно не встречается, а получение его на воздухоразделительных установках из атмосферы, где содержание гелия равно лишь 0,00052%, неэффективно и нерентабельно.

С развитием новейших инновационных технологий, спрос на гелий в мире растет из года в год, что обусловлено уникальными свойствами данного ресурса и широким спектром областей его применения. Его незаменимость в высокотехнологичных, наукоемких отраслях промышленности (электронике, полупроводниковой индустрии, волоконной оптике, криогенике, медицинской томографии) определяет круг основных потребителей. К ним относятся прежде всего страны Азиатско-Тихоокеанского региона: Япония, Китай, Южная Корея, Тайвань, Сингапур. Например, скоростные поезда на «магнитной подушке» (маглев), конструкция которых основана на свойстве сверхпроводимости гелия, уже введены в эксплуатацию в Китае (шанхайская ветка длиной 32 км). Использование этого вещества как в «холодном» (0,1–10 К), так и «теплом» (273–6000 К) состоянии в системах охлаждения реакторов повышает безопасность в атомной энергетике, являющейся жизненно необходимым и безальтернативным источником энергии в Японии и Корее и постепенно вытесняющей неэкологичное угольное сырье в Китае. В целом, промышленное потребление гелиевых ресурсов в странах АТР ежегодно возрастает в среднем на 6–7%, происходят также скачки и до 9–10% [5].

В то же время, запасами такого ценного полезного ископаемого обладают немногие государства. Тенденция к их снижению наблюдается во многих традиционных странах-производителях, например, в Нидерландах (с 0,7 до 0,6 млрд м³) и в Польше (с 0,8 до 0,3 млрд м³). По данным доклада, представленного ОАО НПО «Гелиймаш» на Сибирском энергетическом конгрессе (2005 г., г. Новосибирск), из общемировых 27,8 млрд м³ наибольшими объемами гелия располагали Россия (9,1 млрд м³), США (8,9 млрд м³), Алжир (3,0 млрд м³) и Катар (2,0 млрд м³) [4]. Перспективы развития гелиевого потенциала этих четырех лидеров представлены в таблице 1.

Таблица 1 [1,4]

Страна	Запасы на 2005 г., млрд м ³	Запасы на 2009 г., млрд м ³	Прогноз производства на 2020 г., млн м ³	Прогноз производства на 2030 г., млн м ³
Россия	9,1	16,2	35–75	90–150
США	8,9	8,5	91	78
Алжир	3,0	8,4	33	33
Катар	2,0	10	29	35

США потеряли первенство в начале XX века, оставаясь одним из крупнейших потребителей гелия в масштабах, близких к объемам добычи. В ближайшую перспективу Соединенные Штаты не планируют дальнейшее развитие гелиевой промышленности, причем предполагается сокращение резервного запаса данного ресурса путем более интенсивной распродажи на рынке. В связи с этим, для Катара, Алжира и, в наибольшей степени, для России открываются возможности занятия практически освободившейся экономической ниши.

Начальные запасы основных месторождений гелия в России составляли примерно 9403 млн м³. На данный момент объемы добычи и потери газа (считая с начала разработки) оцениваются приблизительно в 673 млн м³. Основные запасы данного неуглеводородного ресурса сосредоточены в нефтегазоносных бассейнах Восточно-Европейской и Сибирской платформ (Сибирский федеральный округ). Здесь находится более 50% (около 4590 млн м³) всех запасов России. Значительными ресурсами располагает Дальневосточный ФО (Республика Саха (Якутия) – 3169 млн м³), что составляет примерно 35% от общероссийского показателя. На Приволжский ФО (прежде всего на Оренбургскую область) и Южный ФО (главным образом на Астраханскую область) приходится 7% всех запасов в России. Из разведанных месторождений природного газа в качестве источника гелия в настоящее время могут рассматриваться 176 объектов. Стоит отметить, что гелиевые ресурсы в вышеперечисленных регионах не исчерпываются, так как поисковые геолого-разведочные работы продолжаются (например, прогнозные и перспективные запасы в Восточно-Сибирском регионе оцениваются в объеме 34 млрд м³ и более). Важно подчеркнуть также, что в отличие от североамериканских месторождений Мидконтинента, сырьевая база которых на данный момент в значительной мере исчерпана, большинство российских месторождений (в особенности месторождения Восточно-Сибирского региона) еще практически не начали осваиваться, и их промышленные запасы все также продолжают пополняться [1].

Важным фактором развития России как страны-экспортера гелия является выгодное географическое положение сырьевой базы вблизи основных потребителей – стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Уже с 2006 г. Россия поставляет сжиженный гелий Японии в масштабах около 500 т в год. В 2014 году в опытном порядке партия этого неуглеводородного ресурса была отправлена в Корею для компании «Samsung».

В то же время, перед Российской Федерацией открываются перспективы не только ведущего производителя гелия, но и одного из крупнейших его потребителей. На внутреннем рынке данный вид сырья будет активно применяться в эксплуатации космодрома «Восточный», строящегося в 180 км к северу от Благовещенска – конечного пункта первого участка проектируемого газопровода «Сила Сибири». Более того, гелий также используется в строительных работах на самом газопроводе при сварке и резке металлов (в качестве гелиевой и гелий-аргоновой среды, в зависимости от размеров изготавливаемых деталей). Продолжая тему использования ресурсов в нефтегазовой промышленности, стоит отметить расширение масштабов подводных работ на сахалинском шельфе. Гелиево-кислородные дыхательные смеси, которые в 3 раза легче воздуха, увеличивают глубину возможного погружения водолазов с 50 м до 200–300 м, т.е. до уровня континентального шельфа. В связи с этим объем потребления неуглеводородных газов на Сахалине может возрасти. Развитая сеть магистральных газопроводов в регионе облегчает задачу снабжения работ необходимыми ресурсами [5]. Однако нефтегазовая отрасль – далеко не единственный потребитель гелия. Наличие собственных запасов, продаваемых российским научно-исследовательским учреждениям по цене ниже рыночной, сможет стимулировать исследовательские и опытно-конструкторские работы.

Несмотря на вышеуказанные перспективы, в настоящий момент гелий в промышленных масштабах в России извлекается только на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, хотя для этих целей планируется также строительство Амурского газоперерабатывающего комплекса. Если не предпринимать активных действий по защите гелиевых запасов, начиная с момента запуска трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан», ежегодные потери этого газа будут близки к масштабам его потребления. Для его сохранения необходима защита на государственном уровне. Гелий следует включить в перечень стратегических ресурсов страны, а его добыча и экспорт должны регулироваться специальным законодательством. За основу можно принять опыт США, где подобная программа была успешно реализуема в период 1925–1996 гг.

На данный момент единственный способ сохранения качественных гелиевых ресурсов, который не тормозит газодобычу – его предварительное извлечение из газов в объеме, превышающем спрос на него, и закачка излишков в подземные гелиехранилища в виде гелия-сырца (азотно-гелиевого концентрата). В качестве гелиехранилищ возможно использование малых истощенных газовых месторождений, возврат гелиевого концентрата в один из пластов разрабатываемого месторождения, или использование соляных каверн. Перспективы последнего варианта уже рассмотрены ООО «Подземгазпром», выделившей в ходе исследований три возможных местоположения будущих хранилищ: район п. Балаганск и п. Тыреть (Иркутская обл.), район п. Богучары (Красноярский край), район Чаядинского нефтегазоконденсатного месторождения [2].

Другим важным аспектом развития гелиевой промышленности является транспортировка газа. Единственный в мире промышленный гелиепровод связывает хранилище Клиффсайд (США) с месторождениями Мидконтинента. Тем не менее, этот вид трубопровода – более эффективная альтернатива используемому сейчас автомобильному транспорту сжиженного газа в цистернах. Например, доставка 20 тонн груза по автомобильным дорогам от Ковыктинского месторождения до Владивостока (приблизительно 4000 км) может быть оценена приблизительно в 250–270 тыс. рублей, а грузооборот тары составит примерно 160000 тонно-километров, так как тара перевозится и в обратном направлении. Непрерывная круглосуточная подача гелия по трубопроводу не только обойдется дешевле, но и исключит целый ряд технологических и организационных операций: оформление въезда-выезда транспорта на охраняемую территорию, подключение и отключение гибких металлорукавов, контроль качества тары и готового продукта, проверку безопасности тары [3].

При всем этом гелиепроводный транспорт достаточно экологичен и обладает низкой, практически нулевой, аварийностью. Инертность и негорючесть этого вещества обуславливает возможность строительства газопроводов практически повсеместно: в охранных зонах, в зонах отчуждения железных дорог, вместе с линиями оптоволоконной связи, вдоль автомобильных дорог и магистральных углеводородных трубопроводов. В то же время, потребуются тщательный мониторинг гелиепроводной сети, так как, при малейшем дефекте, в силу своих химических и физических свойств, гелий легко улетучивается, что может привести к большим потерям.

Таким образом, гелий является одним из наиболее перспективных природных ресурсов, спрос на который растет из года в год в связи с его применением в инновационных технологиях. Россия, обладая огромными запасами этого сырья, может реализовать свой потенциал как в общемировых масштабах, так и в собственных ресурсоэффективных проектах. Поэтому, в ближайшей перспективе топливно-энергетическому комплексу России необходимо решить законодательную, технологическую и транспортно-инфраструктурную задачи.

Литература

1. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А. Э. Конторович, А. Г. Коржубаев, Л. В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М., 2006. – № 2. – С. 17–24.
2. Рубан Г. Н. Критерии выбора хранилищ гелиевого концентрата в Восточной Сибири / Г. Н. Рубан, В. Л. Бондарев, В. П. Королева, Д. С. Королев // Георесурсы. – М., 2010. – № 4 (36). – С. 29–32.
3. Трубопроводный транспорт промышленных газов // Gasworld Россия и СНГ. – 2013. – № 28. – С. 24–25.
4. Удут В. Н. Перспективы гелиевой промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) / В. Н. Удут // ЭКО., 2005. – № 10. – С. 75–81.
5. Якуцени В.П. Традиционные и перспективные области применения гелия / В.П. Якуцени // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. – Т. 4, № 1. – С. 1–13.

НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

М. А. Носова, К.А.Коновалова

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Государство воздействует на рыночную экономику с помощью экономических рычагов, важное место среди которых занимают налоги. Платежи за пользование природными ресурсами составляют довольно многочисленную группу налогов, сборов и иных обязательных платежей.

Данная статья освящает непосредственно налог на добычу полезных ископаемых, раскрывая при этом перспективы его развития в России. Богатство России формируется при помощи природных ресурсов, которые в свою очередь создают минерально-сырьевую базу страны. Большая часть дохода нашего государства в государственном бюджете приходится непосредственно на доходы от экспорта ресурсов.

По итогам 2012 года Россия в очередной раз подтвердила свой статус крупнейшей сырьевой державы в мире, оказавшись на лидирующих позициях по экспорту нефти и газа. В год добывается более 0,5 млрд. т. нефти, из которых почти половина уходит на экспорт. Ежегодные доходы от экспорта черного золота достигают 171,7 млрд. долл. [4]

За 2012 год было экспортировано 239,3 млн. тонн нефти, общая стоимость которой составила 180,9 млрд. долл. США. Рост внутренней переработки ресурсов является одной из причин небольшого падения уровня экспорта нефти [3].

В 2012 году компания «Роснефть» экспортировала по системе «Транснефть» 60,9 млн. тонн нефти, повысив экспорт на 3,29 %. В итоге ее доля в суммарном объеме экспорта составила 31 %. ТНК-ВР повысила экспорт на 1,24 % — до 30,1 млн. тонн (21 %), «Сургутнефтегаз» снизил экспорт на 1 % — до 26,7 млн. тонн (14,6 %), ЛУКОЙЛ повысил экспорт на 3,4 % — до 24,6 млн. тонн (17,7 %). Таким образом, на эти компании приходится более 84 % всей экспортируемой нефти [5].

Кроме того, Россия является крупнейшим экспортёром природного газа, формируя приблизительно 20 % общего экспорта газа в мире. По исследованиям экспертов за 2012 год экспорт газа из России снизился до 179 млрд. кубометров. Однако планируется, что экспорт российского газа существенно вырастет благодаря разработке новых месторождений [3].

Все перечисленные компании облагаются налогом на добычу полезных ископаемых, который был введен в 2002 году (глава 26, Налоговый кодекс РФ) [1]. Почти каждый год ставки налога изменяются с целью улучшения экономической ситуации в стране. Благодаря введению данного вида налога, поступления в федеральный бюджет от добычи полезных ископаемых значительно увеличились, и с каждым годом размер данных поступлений растет. Доля доходов по данному налогу в 2009 году составила 39,3 %, к концу 2010 года она увеличилась на 4,1 % и на 5,6 % к концу 2011 года, что можно объяснить повышением цены на нефть. Ежегодно растет объем добываемого природного сырья благодаря освоению и разработке новых месторождений. Это способствует постоянному росту доходов государства, которые были централизованы в федеральном бюджете государства с 2010 года из-за того, что запасы нефти и газа сосредоточены крайне неравномерно на территории РФ [2].

Однако при введении НДС в тех регионах, где добыча именно твердых полезных ископаемых была первостепенной, доля доходов от платежей уменьшилась. Сокращение произошло под влиянием нескольких факторов: изменения объекта налогообложения по отдельным видам минерального сырья, уменьшения налоговых ставок по твердым полезным ископаемым, а также использования затратного метода оценки налоговой базы [6]. Эксперты уже длительное время отмечают проблему определения объекта налогообложения и проблемы, связанные с оценкой стоимости добытых полезных ископаемых. Данные проблемы служат веским основанием для корректировки механизма налогообложения добычи твердых полезных ископаемых.

Однако, не смотря на перечисленные недостатки, следует рассмотреть перспективы данного налога. Как известно, на современном этапе развития таможенные и налоговые платежи топливно-энергетического комплекса составляют значительную долю доходов федерального бюджета страны. Очевидно, что это одна из важнейших составляющих экономики России.

2012 год стал годом налоговых реформ для отрасли. Изменения в основном оказались связаны с появлением новых льгот для компаний, занимающихся добычей нефти. Государство рассчитывает, что налоговые послабления должны стать стимулом для освоения и разработки новых месторождений, что позволит России увеличить добычу нефти, а, следовательно, и рост доходов. Можно сказать, что наиболее масштабный перечень льготного налогообложения коснулся разработки месторождений на шельфе.

Подобные инициативы российского государства не остались незамеченными зарубежными компаниями. В течение 2012 года «Роснефть» создала сразу три масштабных международных альянса по освоению месторождений на шельфе.

К процессу освоения российского шельфа «Роснефть» пыталась подключить и российских нефтяников. По законодательству, негосударственные компании не могут самостоятельно осваивать российский шельф, а должны участвовать в совместных предприятиях с государственными — «Роснефтью» или Газпромом.

Однако, к сожалению, достичь окончательных договоренностей компании так ни с кем и не удалось. В результате «Роснефти» удалось привлечь к работе на шельфе только Газпром.

Были установлены новые ставки налога на добычу полезных ископаемых на газ. Также для независимых производителей газа предлагаются понижающие коэффициенты, которые равны 0,646 — на 2013 год, 0,673 — на 2014 год и 0,701 — с 1 января 2015 года. За счет введения данных ставок федеральный бюджет пополнится в будущем году на 13,6 млрд. руб., в 2014 году — около 58 млрд. руб. и в 2015 году — 95 млрд. руб. [4].

Ставка НДС на газ до настоящего момента постоянно росла. Впервые она резко пошла вверх в 2011 году. До 2012 года рост налоговой нагрузки хоть и встречал крайнее недовольство в Газпроме, однако практически не отражался на его финансовых показателях. Эксперты полагают, что выходом из ситуации мог бы стать дифференцированный подход в области расчета НДС. Для этого могла бы быть разработана формула для расчета этого налога. Министерство энергетики РФ предлагает в формуле расчета на 2014—2015 гг. учитывать фактическую цену реализации газа и окупаемость проектов, а также уйти от классификации группы Газпром и независимых производителей [4].

В заключение следует отметить, что будущее России полностью зависит от эффективного использования природно-ресурсного потенциала страны. Поэтому ресурсные платежи должны быть экономически значимыми, иметь существенный удельный вес в общей структуре налогов. Только научный подход, а не стремление обеспечить немедленное поступление налогов на приемлемом уровне, позволит разработать более эффективный механизм такого налогообложения. Необходимо грамотно планировать изменение ставок налога в зависимости от ситуации в стране, иначе финансовые потери понесут не только компании, занимающиеся добычей полезных ископаемых, но и само государство

Литература

1. Налоговый кодекс Российской Федерации по состоянию на 1 февраля 2012: - ч. 1, 2 (с изменениями, вступающими в силу с 1 января 2012 года).
2. Официальный сайт Федеральной налоговой службы РФ - Налог на добычу полезных ископаемых. [Электронный ресурс] — Режим доступа: [URL:http://www.nalog.ru](http://www.nalog.ru), свободный (дата обращения: 20.04.2013).
3. Официальный сайт Центрального банка РФ. [Электронный ресурс] — Режим доступа: URL: <http://www.cbr.ru/statistics>, свободный (дата обращения: 29.03.2013).
4. Росбизнесконсалтинг — информационное агентство. [Электронный ресурс] — Режим доступа: URL: <http://www.rbc.ru>, свободный (дата обращения: 30.03.2013).
5. Сайт новостей. [Электронный ресурс] — Режим доступа: URL: <http://newsruss.ru>, свободный (дата обращения: 28.03.2013).
6. Фадеев Д.Е. Актуальные вопросы развития налоговой системы // Налоговый вестник, .2010. — 288 с.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

А.Т. Оспанов

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящей статье оценены все возможные источники выделения загрязняющих веществ при сооружении технологических скважин для подземного выщелачивания урана, которые оказывают влияние на окружающую среду, на примере деятельности геологоразведочной экспедиции АО «Волковгеология» на месторождении «Ирколь», Казахстан. Особое внимание уделено системе обращения технологических отходов, образующихся в больших объемах.

Потенциальные выбросы, сбросы и отходы проектируемых работ показаны в таблице 1.

Даже мероприятия, связанные с охраной окружающей среды, влекут за собой и выброс пыли, поднимаемой автотранспортом, и при земляных работах, и выхлопных газов, и воды при исследовании.

Основным источником негативного воздействия на окружающую среду являются буровые передвижные установки БПУ-1200 М с буровыми станками ЗИФ-1200 МР, бульдозеры Т-165-2, прицеп-комплекты, передвижные электростанции АКСА АЖД-200 мощностью 160 кВт, экскаватор ЕК-18, водовозы КРАЗ-6322, вахтовые машины ГАЗ-66, «хозяйка», ремонтная мастерская на базе автомобиля ЗИЛ-131.

Все движущиеся механизмы (установки и автомобили) при своём перемещении уплотняют и срезают почву. При этом образуется пыль. Работающие автомобили и электростанция выбрасывают отработанные газы. Сооружение мест сбора шламов, осветлителей, зумпфов сопровождается пылевыведением.

Источники выделения загрязняющих веществ при сооружении технологических скважин оказывают влияние на:

- атмосферный воздух (автотранспорт и специальные агрегаты);
- почвенно-растительный покров (места сбора шламов, осветлители технической воды, нарушение герметичности затрубного пространства);
- поверхностные и подземные воды (поглощение бурового раствора, склад ГСМ, выброс пластового флюида на поверхность);
- недра;
- растительный, животный мир и человека.

Созданная система обращения с технологическими отходами в предприятии позволяет минимизировать их воздействие на окружающую среду до низкой значимости. Промышленные нерадиоактивные отходы сортируются: одна часть направляется на регенерацию и переработку, остальная – на захоронение. Все радиоактивные и повышенной радиоактивности отходы передается на захоронение на пункт захоронения радиоактивных отходов. Шламы вскрышных пород размещается в широких траншеях и перекрывается гумусовыми слоями, которые предварительно складывается при сооружении этих траншей. Для контроля воздействия технологического процесса на окружающую среду предусмотрена служба радиационной и экологической безопасности, отвечающая за учет, хранение, передачу и транспортировку всех отходов, включая радиоактивные

Таблица 1

Потенциальные выбросы, сбросы и отходы проектируемых работ

Наименование видов работ	Выбросы	Сбросы	Отходы
Подготовительные работы (подготовка подъездных путей, буровой площадки, проходка трёх зумпфов)	Пыль, поднимаемая движением автотранспорта и при земляных работах, выхлопные газы	Нет	Вскрыша при сооружении буровой площадки, проходке зумпфов, бытового мусор
Бурение и расширение ствола скважины с применением глинистого раствора. Вскрытие рудной зоны	Пыль, поднимаемая движением автотранспорта, выхлопные газы	Нет	Буровой шлам (обычный и по рудной зоне), бытового мусор
Освоение скважины: промывка технической водой, освоение эрлифтом в 3 этапа до полного осветления изливающейся воды	Пыль, поднимаемая движением автотранспорта, выхлопные газы	Нет	Шлам
Геологическое, гидрогеологическое и радиоэкологическое сопровождение, включая топографические работы.	Пыль, поднимаемая движением автотранспорта, выхлопные газы	Нет	Бытовой мусор
Горные работы	Пыль, поднимаемая движением автотранспорта и при земляных работах, выхлопные газы	Нет	Бытовой мусор

За загрязнение окружающей среды сверхустановленных нормативов плата за эмиссии в окружающую среду рассчитывается в соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет».

Ниже приведен расчет платы за эмиссии в окружающую среду, который выполнен по ставкам платы за эмиссии в окружающую среду, утвержденным Решением областного Маслихата Кызылординской области № 121 от 26.12.2008 года (Табл. 2, 3, 4).

Таблица 2

Расчет платы за выбросы от стационарных источников в пределах нормативов эмиссий на 2015 г

№№ п/п	Вид загрязняющих веществ	Ставка платы за 1 тонну (МРП) 2015 г.-1982 тг	Ставка платы в тенге (2015 г.)	Величина выбросов, тонн/год	Сумма налога, тенге
1	Окислы азота	20	39 640	3,554	140 881
2	Окислы серы	20	39 640	1,115	44 199
3	Окислы углерода	0,32	634	3,043	1 930
4	Сероводород	124	245 768	0,000003	1
5	Углеводороды	0,32	634	0,856	543
6	Формальдегид	332	658 024	0,036	23 689
7	Пыль неорганическая	10	19 820	3,052	60 491
8	Сажа (углерод)	24	47 568	0,142	6 755
9	Окислы железа	30	59 460	0,0123	731
10	Бенз/а/пирен	996,6 за 1 кг	1408195,8	0,0000004	1
	ИТОГО за год				279 219

Таблица 3

Расчет платы за выбросы от передвижных источников в пределах нормативов эмиссий на 2015 г.

№№ п/п	Вид топлива	Ставка платы за 1 тонну (МРП) 2015 г.-1982 гг	Ставка платы в тенге (2015 г.)	Расход топлива тонн/год	Сумма налога, тенге
1	Бензин	0,66	1308,12	92,64	121184,24
2	Дизтопливо	0,9	1783,8	259,63	463127,99
	ИТОГО				584312,23

Таблица 4

Расчет платы за эмиссии в окружающую среду по производственным отходам в пределах нормативов на 2015 г.

№№ п/п	Вид отходов	Ставка платы за 1 т (МРП) 2015 г.-1982 гг	Ставка платы в тенге (2015 г.)	Объемы отходов, тонн/год	Объем р/активных отходов, Гбк	Сумма налога, тенге
1	Черный и цветной металлолом	2	3964	4		15856
2	ТБО	0,19	376,58	3,6		1355,688
3	Буровой шлам вскрышных пород	0,004	7,928	5785		45863,48
5	Промасленная ветошь	2	3964	0,7		2774,8
6	Радиоактивный шлам (Гбк)	0,38	753,16		2,6	1958,216
	ИТОГО					67808,184

Таким образом, общая плата за эмиссии в окружающую среду за 2015 год составит:

$$279\,219 + 584\,312,23 + 67\,808,184 = 931\,339,41 \text{ тенге.}$$

В процессе выполнения работ будет частично нарушено 22,2 га почвенного слоя и растительности. На протяжении периода выполнения работ будет проводиться техническая рекультивация нарушенных земель: засыпка грунтом, а затем почвенным слоем земляных сооружений – зумпфов, мест сбора шламов, осветлителей, их уплотнение и орошение водой. Как показывает опыт ранее проведенных аналогичных работ в соседних регионах, восстановление растительности на аналогичных засоленных почвах происходит через 3 года. В этой связи на конец периода работ часть нарушенных земель будет восстановлена.

Кроме того, в пределах горного отвода на площади геотехнологических полей после проведения технологического бурения будут продолжены эксплуатационные работы. Поэтому вопрос о возмещении потерь сельскохозяйственного производства из-за частичного или полного нарушения земель должен решаться только после завершения эксплуатационных работ, проведения комплекса рекультивационных мероприятий и передачи земель горного отвода государству.

Комплексная оценка производственной деятельности предприятия АО «Волковгеология» показала его незначительное воздействие на окружающую среду при соблюдении природоохранных мер, угроза для здоровья персонала и населения ближайших населенных пунктов отсутствует.

Литература

1. Берикболов Б.Р., Каюков П.Г., Дубчинин П.П., Ефремов Г.Ф. и др Оценка воздействия добычи урана методом подземного выщелачивания на окружающую среду на обрабатываемых месторождениях Северный Карамурун, Канжуган, Уванас и Мынкудук. – Алматы, 2002 г. - 834 с. - 12 гр. - пр. 23 биб.
2. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, РНД 211.2.01.01-97.
3. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, РНД 211.2.02.04-2004. - Астана, 2004.
5. Методические рекомендации по расчету выбросов от неорганизованных источников, утвержденные приказом Министра охраны окружающей среды РК № 100-п от 18.04.2008 г.
6. СНиП РК 4.01-02-2001

**АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОКЛАДКИ ГАЗОПРОВОДА МЕТОДОМ
ТОННЕЛЬНОГО ДЮКЕРА**

М.Н. Павлов

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газоснабжение всех регионов России является насущной проблемой на сегодняшний день. Доведение газа до конечного потребителя означает строительство газопровода. Самыми безопасными считаются подземные газораспределительные сети. При строительстве таких сетей обычно возникают осложнения при переходе через водные преграды.

При прокладке газопровода через водные преграды используются различные технологии. Некоторые из них:

- прокладка дюкера;
- прокладка методом горизонтально-направленного бурения.

Первый метод включает весь спектр работ по монтажу газопровода. Все работы выполняются поэтапно. У этого метода есть свои недостатки, такие как большие затраты, объемы и небольшие скорости проведения работ.

Прокладка газопровода осложняется тем, что в условиях крайнего севера в основном преобладает боковая эрозия рек. Это означает, что прокладка дюкера в теории невозможна. Чтобы не повредить русло реки, используют технологию прокладки горизонтально-направленным бурением.

Метод горизонтально-направленного бурения (ГНБ) – это закрытый вариант производства работ, использующий меньший объем ручных и транспортных работ. Буровая бригада из 5 - 7 человек успешно справляется с объемом работы в короткие сроки с применением современной строительной техники. Но и у этого метода есть недостатки. Например, ограничение проведения ремонтно-восстановительных работ.

В данной работе мы предлагаем усовершенствованный метод бестраншейной прокладки трубопровода, который основан на 2-х технологиях прокладки, устраняющий проблему с ремонтно-восстановительными работами, метод тоннельного дюкера.

Метод тоннельного дюкера разработан специально для устранения проблемы с ремонтно-восстановительными работами и заключается в прокладке трубопровода большого диаметра (кожуха) горизонтально-направленным бурением, во внутренней части которого будет непосредственно проложен рабочий газопровод меньшего диаметра.

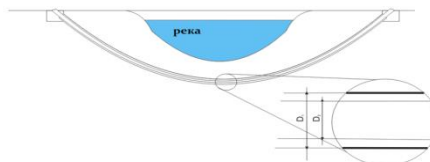


Рис. 1. Прокладка методом тоннельного дюкера

Применение современного метода бурения помогает значительно снизить затраты на ремонтные работы.

Целью данного исследования является анализ экономической эффективности прокладки газопровода методом тоннельного дюкера.

В ходе исследования был произведен расчет экономической эффективности траншейной технологии прокладки газопровода и метода тоннельного дюкера.

Экономия денежных средств при строительстве подземного перехода методом тоннельного дюкера через реку рассчитанной по формуле (1), составляет 712371 руб.

$$\Delta = C_{\text{тд}} - C_{\text{тр}} = 827999 - 1540371 = -712371 \text{ руб.} \quad (1)$$

Где: $C_{\text{тд}}$ - эксплуатационные затраты тоннельного дюкера;
 $C_{\text{тр}}$ - эксплуатационные затраты траншейного метода.

Продолжительность строительства подводного перехода способом тоннельного дюкера меньше, чем траншейным способом на 3,5 месяца, или в 4,5 раза

Если посмотреть на круговую диаграмму (рис.3.), то мы видим, что экономия средств при строительстве перехода составляет примерно 30% в сравнении с традиционным методом с внешней экскавацией грунта.

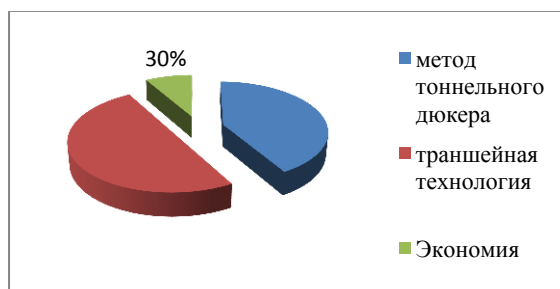


Рис. 2. Экономия средств при строительстве подводного перехода методом тоннельного дюкера

Кроме того другими преимуществами метода тоннельного дюкера являются:

- проведение строительно-монтажных работ без трудоемких подводно-технических, водолазных, берегоукрепительных работ и помех для навигации;
- сокращение сроков строительства;
- строительство подводного перехода без повреждения береговых склонов и нарушения руслового режима реки, неизбежных при строительстве траншейным способом;
- простота проведения ремонтно-восстановительных работ;
- снижение факторов, оказывающих отрицательное воздействие на окружающую среду при производстве строительно-монтажных работ;
- улучшение условий эксплуатации, исключение необходимости водолазных обследований.

Таким образом, строительство подводного перехода по методу тоннельного дюкера экономически выгоднее. Выгодность заключается в более высоких технико-экономических показателях.

Литература

1. Методическая разработка на тему: «Сооружение трубопроводов методом ГНБ». [Электронный источник]- <http://pandia.org/text/78/476/49138.php>
2. Оценка эффективности капитальных вложений в строительство подводного перехода магистрального газопровода способом горизонтально-направленного бурения. [Электронный источник]- <http://studopedia.org/2-68942.html>
3. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика): Технический учебник-справочник. М., ПрессБюро №1, 2005.
4. СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтально-направленного бурения.- М., 2011.

ПРОБЛЕМА СВОЕВРЕМЕННОЙ ПОДГОТОВКИ КОМПЕТЕНТНЫХ КАДРОВ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

С.В. Парунин

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно энергетической стратегии России до 2035 – экономическая поддержка государством производства достаточного количества электроэнергии является ключевым аспектом для дальнейшего благополучия России в ближайшей, средней и долгосрочной перспективе. Приоритетным направлением стратегии в ближайшей и среднесрочной перспективе является ориентированность энергетики страны на повышение добычи и использования природных энергоресурсов: нефти, природного газа, угля, урана [1].

Вопрос о возобновляемых, альтернативных источниках электроэнергии стратегия переносит в долгосрочную перспективу и соответственно определяет долгосрочный подход к постановке и решению проблемы подготовки соответствующих квалифицированных кадров, фактически игнорируя проблему актуальности кадровой компетенции.

Попытка реализации такого одностороннего подхода практически может привести к резкому росту экономических рисков и соответствующим срывам при реализации мероприятий энергетической стратегии в долгосрочной перспективе. Что в свою очередь отрицательно скажется на будущем благополучии Российской экономики в целом.

Учитывая данный неутешительный вывод необходимо провести анализ возможностей своевременной проработки и реализации решения проблемы эффективной подготовки компетентных и квалифицированных кадров в России – учитывая имеющийся отечественный и передовой мировой опыт в отрасли возобновляемых, альтернативных источников энергии с целью реализации на опытных и опытно-промышленных производствах действующих на базе ведущих ВУЗов страны.

Приоритетным направлением в развитии современной мировой экономики является ориентация на долгосрочную перспективу использования природных ресурсов Земли. В энергетической отрасли данная экономическая тенденция выражена активным развитием возобновляемых, альтернативных источников получения электрической энергии. Одним из ярких примеров является непрерывное развитие и

совершенствование технологий производства фотоэлектрических пластин с прямым преобразованием солнечного света в электрическую энергию [2].

Например, в процессе развития технологии и техники производства установок солнечной энергетики, в период с 1980 года по 2014 год, значения основных показателей их экономической эффективности: k_N^{yA} – удельных капиталовложений в 1,0 кВт установленной мощности и $k_Э^{yA}$ – цены производимой электроэнергии снизились более чем в 10 раз (таблица 1) [2,3 с. 209].

На основании оценок экспертов – дальнейшее совершенствование техники полупроводниковых материалов и использование концентраторов солнечного излучения позволит снизить данные основные показатели приблизительно до 2 раз к 2020 год, а соответственно количество производимой одним килограммом кремния, энергии, в фотоэлементах (за 30 лет), составит эквивалент 75 000 килограммам нефти (при КПД теплоэлектростанции 33%) [3 с. 211].

Таблица 1

Значения основных показателей экономической эффективности для установок солнечной энергетики в 1980 году и 2014 году

Показатели экономической эффективности	1980 год	2014 год
k_N^{y0} , долл. США/кВт	50000	3000
$k_Э^{y0}$, долл. США/кВт*ч	1,5	0,12

Однако энергетическая стратегия России до 2035 года имеет явно выраженную сырьевую ориентацию на увеличение добычи и использования природных ресурсов страны: нефти, природного газа, угля, урана. Основной причиной отсутствия успехов в развитии энергетической отрасли, в том числе массового производства и применения возобновляемых, альтернативных источников получения электрической энергии, стратегия определяет в технологическом отставании России, вследствие негативного влияния следующих недостатков [1]:

- недостаточное экономическое стимулирование инновационной деятельности большинства предприятий;
- недостаточный потенциал отечественной прикладной науки;
- слабость отечественных инженеринговых компаний;
- трудности трансферта передовых зарубежных технологий;
- отсутствие в топливно-энергетическом комплексе целостной системы взаимодействия науки и бизнеса и развитой инновационной инфраструктуры.

На основании указанных недостатков энергетическая стратегия России ставит центральной задачей – восстановление инновационного цикла: фундаментальные исследования – прикладные исследования – опытно-конструкторские разработки – головные образцы – производство и соответственно определяет следующие меры:

- выявление критических технологий в топливно-энергетическом комплексе;
- государственное финансирование фундаментальной и прикладной науки в энергетической отрасли;
- разработка баз данных и справочников наилучших доступных технологий;
- освобождение от налогообложения прибыли, направляемой на реализацию научно-исследовательских опытно конструкторских работ;
- предоставление льготных условий компаниям энергетического сектора на первоначальный период освоения отечественных образцов новой техники и технологий;
- развитие стимулирующего налогообложения для производственных, инженеринговых, проектных компаний, внедряющих передовые (инновационные) технологии в энергетике.

С целью реализации указанных мероприятий – энергетическая стратегия России до 2035 года предлагает разработку и организацию:

- программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием;
- государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий;
- организация федеральных и региональных центров науки и высоких технологий в топливно-энергетическом комплексе;
- создание на базе частно-государственного партнерства полигонов для обработки образцов новой техники и технологий и кафедр для подготовки квалифицированных кадров.

Таким образом, можно заключить, что энергетическая стратегия России до 2035 года переносит вопрос о становлении и использовании возобновляемых источников электроэнергии в долгосрочную перспективу и соответственно определяет – долгосрочный подход – к решению проблемы подготовки соответствующих квалифицированных кадров.

Однако, стратегия, фактически игнорирует проблему кадровой компетенции, её актуальность и своевременность.

Следовательно, указанное несоответствие позволяет сделать следующий вывод, что попытка реализации такого одностороннего подхода, к подготовке кадров, приведёт как к резкому росту экономических рисков, так и соответствующим срывам при реализации мер энергетической стратегии в долгосрочной

перспективе. Что в свою очередь отрицательно скажется на будущем благополучии Российской экономики в целом.

Учитывая данный неутешительный вывод – необходимо рассмотреть возможность проработки и реализации решения проблемы своевременной и эффективной подготовки компетентных и квалифицированных кадров в России – используя имеющийся отечественный и передовой мировой опыт в отрасли возобновляемых, альтернативных источников энергии, на опытных и опытно-промышленных производствах действующих на базе ведущих ВУЗов страны.

Таким образом, на основании результатов проведенного раскрытия проблем развития отечественной энергетики для энергетической стратегии России до 2035 года можно сделать следующие выводы:

1. Становление и развитие массового производства и применения возобновляемых, альтернативных источников электроэнергии отнесено к долгосрочным мерам.
2. Решение проблемы подготовки соответствующих квалифицированных кадров определено в долгосрочную перспективу.
3. Стратегия игнорирует проблемы своевременной подготовки компетентных кадров.
4. Игнорирование проблемы своевременной подготовки компетентных и квалифицированных кадров для становления и развития производства возобновляемых, альтернативных источников электроэнергии соответственно отрицательно скажется на будущем благополучии Российской экономики в целом.

Литература

1. Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru>, свободный.
2. Интернет-ресурс компании ООО «АЭнерджи» о возможностях использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и технологиях энергосбережения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://aenergy.ru>, свободный.
3. Солнечная энергетика: Учеб. пособие для вузов / Под. Ред. В.И. Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.

РАЗВИТИЕ ТРЕБОВАНИЙ К МЕНЕДЖМЕНТУ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ С.В. Парунин

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При реализации мер долгосрочной перспективы энергетической стратегии России до 2035 отдельного внимания заслуживает процесс реализации становления и развития массового производства и применения возобновляемых, альтернативных источников энергии [1].

Однако, вследствие высокой наукоёмкости и динамики развития технологий производства альтернативных источников энергии, проявляется актуальность проблемы нехватки соответствующих, компетентных менеджеров.

Также, существенную угрозу, для становления и развития производства, представляют повышенные риски гибели стартапов компаний. В большинстве случаев вызванных недостатком организационного управления, вследствие отсутствия предварительно разработанного алгоритма последовательности решения проблем на этапах жизненных циклов предприятия, что приводит к снижению средних экономических показателей деятельности производственного предприятия в целом [2].

Таким образом, в целях отбора и своевременной подготовки соответствующих компетентных менеджеров, необходимо провести анализ развития требований к менеджменту для реализации наукоемких проектов массового производства альтернативных источников энергии.

Одним из фундаментальных процессов, существенно влияющих на становление и развитие практически любой компании, является процесс формирования команды менеджмента.

Наиболее наглядно, основополагание данного процесса, можно продемонстрировать на основании результатов исследований, посвященных анализу причин свертывания стартапов компаний (рисунок 1) [2].

На основании данных представленных на рисунке 1, может быть сделан вывод, что основной причиной свертывания стартапов, является недостаток организационного управления, вследствие отсутствия предварительно разработанного алгоритма последовательности решения проблем для развития этапа становления предприятия. В свою очередь первопричина уходит корнями в излишнюю самонадеянность менеджмента компании, особенно в условиях доходности и спокойствия иницилирующих проект крупных корпораций. Вследствие чего наступает паралич даже у тех, кто готов был хотя бы подумать о самостоятельности. Следствием, является свёртывание стартапов компаний в результате снижения средних экономических показателей деятельности предприятия относительно территории развертывания его основной деятельности.

Однако, с практической точки зрения – основной предпосылкой для проблем и ошибок на этапе становления молодой компании является неадекватная реакция менеджмента на текущие изменения, которые вызываются одновременным воздействием всевозможных внешних и внутренних факторов. Где к внешним факторам для предприятия соответственно отнесено текущее состояние экономической, политической и

юридической ситуации в регионе его деятельности. А к внутренним непосредственно производство и реализация продукции и следовательно процессы привлечения и использования различных видов ресурсов, в том числе финансовых и людских.



Рис. 1 – Причины свертывания стартапов компаний, %.

Вследствие отказа менеджмента предприятия от изменений, дальнейшее развитие предприятия ставится под угрозу. Однако в процессе развития организационной системы жизненно необходимо параллельно проводить формирование многоуровневых технологических проектов, которые реализуют не самостоятельные фиксированные функции, а определенный спектр функций, способствующий развитию и применению новых технологии, при повышении автоматизации процессов [3].

Однако, согласно мнению одного из классиков менеджмента И. Адизеса – процесс формирования эффективной команды менеджмента можно сравнить с процессом решения задачи головоломки. Например, выбирая генерального директора, следует понимать, на каком этапе жизненного цикла находится компания в данный момент. Исходя из этого, следует решить – какой тип лидера, генерального директора, предпочтителен. В реальности корпорации в основном подбирает удобного для себя лидера, не заботясь о том, сможет ли он перейти к необходимой, для выживания компании, стадии жизненного цикла.

Согласно длительному этапу проведенных исследований в зависимости от стадий жизненного цикла компании, необходимы следующие типы лидеров [4 с. 166,167]:

- бурно развивающейся компании, на начальном этапе, необходим руководитель-предприниматель с развитой ориентацией на достижение результатов с удовлетворительными способностями к эффективному администрированию и направленной интеграции коллектива компании на достижение коллективных и корпоративных ценностей;

- далее в течении короткого промежутка времени потребуется руководитель с развитой ориентацией на достижение результатов и эффективность администрирования, при удовлетворительных способностях к предпринимательской деятельности и направленной интеграции коллектива компании на достижение коллективных и корпоративных ценностей;

- затем следует очередь руководителя-предпринимателя с развитой ориентацией на администрирование, при удовлетворительных способностях к достижению результатов и направленной интеграции коллектива компании на достижение коллективных и корпоративных ценностей;

- в период расцвета необходим лидер-предприниматель с развитой способностью к направленной интеграции коллектива предприятия в достижения коллективных и корпоративных ценностей, при удовлетворительных способностях к достижению результатов и эффективности администрирования;

- на стадии заката опять потребуется руководитель с развитой ориентацией на достижение результатов с удовлетворительными способностями к эффективному администрированию и направленной интеграции коллектива компании на достижение коллективных и корпоративных ценностей;

- при стремительной потере компанией доли рынка, во время кризиса организации потребуется руководитель, способный исправить положение – с развитой ориентацией на достижение результатов, при

удовлетворительных способностях к эффективному администрированию, предпринимательской деятельности и направленной интеграции коллектива компании на достижение коллективных и корпоративных ценностей.

На основании указанных требований к лидеру компании, следует заключение о необходимости соблюдения условия взаимодополняемости членов команды менеджмента, которое обязательно необходимо учитывать в процессе формирования команды менеджмента компании. А успех самого процесса формирования команды менеджмента определяется эффективностью двух отдельных, практически параллельно протекающих процессов. Один, из которых предполагает приведение в соответствие квалификации, стиля управления и поставленной задачи, что предусматривает продуманную систему найма и отбора компетентных людей с взаимодополняющими стилями управления и способностями, при правильном их назначении на соответствующую должность. Вторым является следствием необходимости в эффективной коммуникации, умении слышать и понимать, что говорят вам люди, а также понятном и доступном изложении собственных мыслей руководству и подчиненным [4 с. 176].

Однако, вследствие высокой наукоёмкости и динамики развития технологий производства альтернативных источников энергии возникают дополнительные сложности решения головоломки, для процесса формирования взаимодополняющей команды менеджмента компании, а следовательно проявляется проблема нехватки соответствующих компетентных менеджеров. Что в свою очередь, сопровождается ещё более высокой ответственностью организаторов производства – за успех предпринимаемого инновационного проекта производства альтернативных источников энергии. Следовательно, дополнительным требованием, для успешного становления производства альтернативных источников энергии является постоянное, непрерывное, взаимовыгодное и взаимопроникающее сотрудничество науки и производства. А осознанное и адекватное понимание данного требования – всеми членами команды менеджмента – является одним из основных показателей для формирования взаимодополняющей команды менеджмента данного наукоёмкого производства [5].

В свою очередь, на основании практического опыта следует, что неблагоприятным психологическим фактором, при формировании команды менеджмента наукоёмкого производства, является распространённый, устойчивый, действующий на сознательном и бессознательном уровне стереотипный шаблон – суть которого состоит в создании непреодолимого барьера, ставящего науку и производство по разные стороны баррикады. Не исключено, что преодоление указанного барьера возможно в случае отбора кандидатов из активно-позиционированных молодых научно-исследовательских сотрудников, при наличии опыта: руководства научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами; участия в пуско-наладочных работах на производственных предприятиях.

Следствием данного решения, является обязательная необходимость подготовки по менеджменту или прохождения обучения в магистратуре по программам менеджмента, для прошедших отбор и успешно выполнивших программы подготовки квалифицированных кадров научно-исследовательских сотрудников.

Однако, в целях формирования устойчиво развивающейся компании следует придерживаться кадровой политики найма персонала гетерогенной возрастной структуры. Данный вывод следует из предпосылки сдерживания эмоциональной неустойчивости молодых менеджеров, особенно, при проведении переговоров об отмене наскоро принятых неадекватных решений, с привнесением в молодую компанию правил корпоративного поведения и закрепления организационной культуры. Возможна и замена старшего персонала внешними консультантами, однако на практике, в большинстве случаев, данное решение является следствием жёсткой необходимости и потребует увеличения расхода финансовых ресурсов [2].

Таким образом, на основании данных, полученных путём проведения анализа причин свертывания стартапов компаний и проблем, практической реализации фундаментального процесса формирования команды менеджмента, для становления и развития наукоёмкого производства альтернативных источников энергии, согласно, долгосрочной перспективе, энергетической стратегии России до 2035 года, можно сделать следующие выводы:

1. Высокая наукоёмкость и динамика развития технологий производства альтернативных источников энергии, приводит к проблеме нехватки соответствующих компетентных менеджеров.
2. Дополнительным требованием, для успешного становления производства альтернативных источников энергии является постоянное, непрерывное, взаимовыгодное и взаимопроникающее сотрудничество науки и производства.
3. Для преодоления научно-производственного психологического барьера не исключён отбор кандидатов из активно-позиционированных молодых научно-исследовательских сотрудников, при наличии опыта: руководства научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами; участия в пуско-наладочных работах на производственных предприятиях.
4. Прошедших отбор и успешно выполнивших программы подготовки квалифицированных кадров научно-исследовательских сотрудников необходимо подготовить в соответствии с программами магистратур по менеджменту.
5. Для формирования устойчиво развивающейся компании необходима кадровая политика найма персонала гетерогенной возрастной структуры или возможна замена старшего персонала внешними консультантами.

Литература

1. Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru>, свободный.
2. Коршунов И.А., Гапонова О.С. Анализ причин гибели и долгосрочные стратегии развития стартапов // Экономический анализ: теория и практика: Ежемесячный журнал, 2014. – №46. – С. 38-49.
4. Любушин Н.П., Бабичева Н.Э. Теоретические основы экономического анализа развития организаций и законы развития систем // Экономический анализ: теория и практика: Ежемесячный журнал, 2012. – № 36. – С. 2–12.
5. Адизес И.К. Идеальный руководитель: Почему им нельзя стать и что из этого следует / Пер. с англ. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 262 с.
6. Фатхутдинов, Р.А. Инновационный менеджмент: Учебник для вузов. – Санкт-Петербург: Изд-во «Питер», 2013. – 448 с.

**СИСТЕМА МОТИВАЦИИ В ОТРАСЛЕВЫХ РЕШЕНИЯХ SAP HR (НА ПРИМЕРЕ «САХАЛИН
ЭНЕРДЖИ»)**

Я.А. Перфильева

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа с персоналом в условиях современного динамично развивающегося рынка является одним из ключевых факторов повышения эффективности компании и конкурентоспособности бизнеса. Выдвигаются все более жесткие требования, как к сотрудникам, так и к системе управления персоналом. Наряду с типовыми функциями, такими как подбор кадров и делопроизводство, важную роль начинают играть такие задачи как планирование затрат, анализ эффективности трудовых ресурсов и обеспечение роста производительности персонала за счет систем мотивации, оценки и развития персонала. Одним из самых эффективных методов повышения системы мотивации на предприятии является внедрение технологий, то есть программного продукта, который поможет решить проблемы, образовавшиеся на предприятии.

По данным, Росстата, 67% компаний для автоматизации HR-процессов используют внешние разработки, 11% - разрабатывают ИТ-решения внутренними силами, 22% респондентов применяют как внутренние, так и внешние решения для автоматизации различных HR-процессов.

Программа SAP HR представляет собой комплексное технологическое решение задач по работе с персоналом, начиная от повседневного оперативного учета данных до принятия стратегических решений по развитию бизнеса. Функции программного обеспечения не ограничиваются учетом персонала, а включают в себя решения по мотивации, развитию, обучению и оценки эффективности деятельности персонала.

SAP – это гибкая программная система для адаптации необходимых бизнес-процессов, интегрируемая с остальными модулями (финансы, зарплата, логистика).

Основная задача рассматриваемого продукта – оптимизация процессов управления персоналом. Корпоративная информационная система SAP HR оснащена востребованным на сегодняшний день модулем SAP Human Resources Management System.

Примером успешного внедрения программного обеспечения SAP ERP является компания «Сахалин Энерджи». За счет данного продукта упростилась работа не только касаясь мотивации персонала, но и всего производственного процесса. При внедрении автоматизированной системы управления персоналом на базе модуля SAP HCM в «Сахалин Энерджи» стало обеспечиваться эффективность управления персоналом, и открылись дополнительные возможности для осуществления дистанционного обучения, планирования затрат на персонал, электронного документооборота, управления инфраструктурой, визовой поддержки и аттестации рабочих мест (рис.1). В частности, появилась возможность того, чтобы сотрудники кадровой службы могли изменять и совершенствовать процессы в соответствии с развитием компании без существенных затрат на адаптацию ИТ-инфраструктуры.

В результате повышение мотивации на предприятии происходит за счет:

1. использования инструментов оперативного расчета компенсационных пакетов на основе результатов деятельности подразделений по ключевым показателям эффективности (KPI) в единой информационной среде.

2. эффективного распределения задач между сотрудниками и подразделениями с помощью механизмов администрирования персонала, анализ эффективности работы сотрудников на основе информации, поступающей в режиме реального времени.

3. прозрачного для сотрудников управления развитием с помощью эффективных инструментов поиска и мотивации перспективных работников.

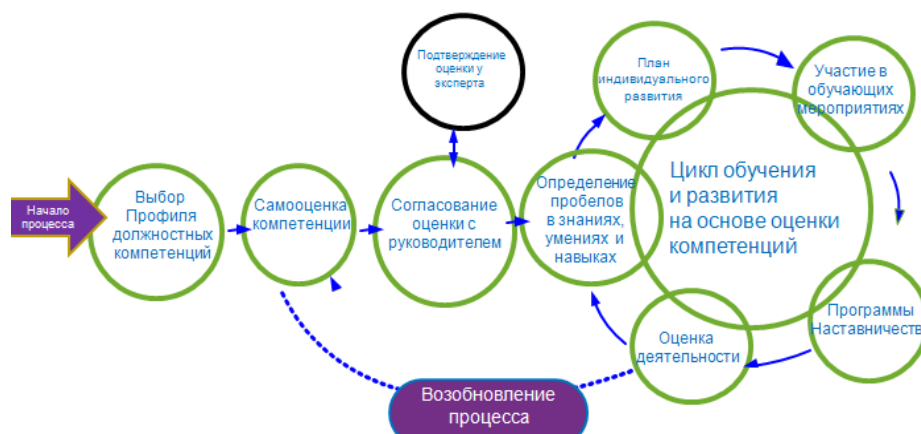


Рис. 1 – Процесс обучения и развития (SAP HCM) в «Сахалин Энерджи»

Решение SAP предлагает всестороннюю поддержку процесса администрирования вознаграждений. Оно включает функциональные возможности просмотра и редактирования данных по вознаграждениям, планирования вознаграждений в соответствии с достигнутыми личными и общими результатами деятельности, утверждения запланированных вознаграждений и предоставление информации, необходимой для расчета заработной платы.

Например, профессиональный рост сотрудника, выявленный в процессе аттестации, должен влиять и на размер его материального вознаграждения. С помощью решения можно сформировать многомерную матрицу, одним из измерений которой являются результаты аттестации, а другими – различные дополнительные данные (например, стаж работы в данной должности). Поставив в соответствие каждой ячейке матрицы определенный уровень доплат, можно получить четкую и прозрачную систему стимулирования в зависимости от повышения квалификации.

Благодаря особенностям системы, SAP HR может внедряться поэтапно, в зависимости от необходимости того или иного модуля. Интерфейс данного продукта разработан с учетом всех эргономических особенностей, что позволяет пользователю максимально комфортно взаимодействовать с любыми функциями. SAP HR эффективно взаимодействует с различными департаментами предприятия, обмениваясь важной информацией. Так, если есть необходимость, данные по заработной плате могут передаваться бухгалтеру.

Использование SAP HR позволяет:

1. быстро получить полный доступ к данным;
2. обеспечить информационную поддержку решений, принимаемых на различных уровнях, в основу которых положен всесторонний анализ ситуации;
3. вовлечь в работу над достижением стратегических целей компании каждого ее сотрудника;
4. обеспечить процесс непрерывного обучения персонала;
5. повысить качество оперативного и стратегического планирования организационных изменений бизнеса и бюджета на содержание персонала.

Решение SAP позволяет компаниям использовать передовые методы материального стимулирования сотрудников в зависимости от их квалификации и производительности, применять различные схемы регулирования оплаты труда, в том числе гибкие механизмы регулирования, а также программы долгосрочного участия сотрудников в прибыли компании и они давно переросли рамки традиционного программного обеспечения, это – инновационные технологии успешного ведения бизнеса. Таким образом, модуль SAP HR системы позволяет осуществлять автоматизированное управление персоналом в соответствии с поставленными целями и задачами предприятия.

Литература

1. Что такое SAP? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://webotvet.ru/articles/opredelenie-sap.html>, свободный
2. SAP - управление ресурсами предприятия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.abica.ru/articles/article4.php>, свободный
3. SAP HR Организационный менеджмент [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.evola.ru/upload/sap%20materials/russian/hr_org_management.pdf, свободный
4. Автоматизации HR- процессов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gks.ru>, свободный.
5. Электронный помощник кадровика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rhr.ru/index/rule/automation/10106.html>, свободный

**ПЛАТНОСТЬ И ЗАКРЫТОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ДРУГИЕ ПРОБЛЕМЫ
ОСВОЕНИЯ НЕДР**

К.О. Петрова

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основная проблема, с которой встречается в России потенциальный недропользователь, это проблема доступа к сведениям геологической изученности, данным о геологосъемочных, поисковых, оценочных работах, геологическим картам. В соответствии с функционирующим законодательством геологические и другие сведения о недрах, полученные за счет государственных средств, являются государственной собственностью. Порядок и условия их использования определяются федеральным органом управления государственным фондом недр в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Согласно Приказу МПР России от 05.05.2012 № 122 (ред. от 02.12.2013), для предоставления в пользование геологической информации о недрах заявитель подает заявку в Роснедра, его территориальные органы или федеральный или территориальный фонды геологической информации, которые в течение 10 дней принимают решение о предоставлении информации. Заявка должна содержать данные о заявителе, цель получения геологической информации, перечень запрашиваемой информации, реквизиты документа, подтверждающие наличие допуска к информации ограниченного доступа, дата, подпись уполномоченного лица и печать заявителя. Основаниями для отказа в предоставлении государственной услуги является направление заявителем заявки с нарушением требований, а так же отсутствие у заявителя допуска к информации ограниченного доступа в соответствии с установленным порядком. Получить данный допуск можно лишь работая в организации, где есть первый отдел, уполномоченный сотрудник и генеральный директор, имеющий допуск к Форме №2. При этом первый отдел может быть организован лишь в государственных предприятиях, а частным компаниям нужно договариваться с государственными, чтобы организовать у себя филиал первого отдела. Таким образом, прежде чем думать о ГРП, юниорная компания должна выделить время (примерно 3-4 месяца) на переговоры с государственными органами и обустроить необходимые помещения для работы с геологической информацией.

Постановлением Правительства Российской Федерации № 69 от 11.02.2005 (ред. От 5 февраля 2014 г.) "О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение"

минимальная плата за государственную экспертизу запасов углеводородного сырья колеблется от 160 до 800 тыс.руб. в зависимости от категории месторождений. Стоимость единицы геологической информации о недрах («единицей» является отчет, карта и пр., проходящие в фондах под одним регистрационным номером) определяется с учётом её вида и определенных свойств (повышающие коэффициенты к 10 тыс.руб.). Немалые суммы придется заплатить пользователю недр за образцы, собранные на стадии разведки и освоения месторождений нефти, газа или подземных вод и специально подготовленные к лабораторным исследованиям. Следовательно компании вынуждены платить за информацию данного рода еще на стадии поиска и выбора участка, сами того не зная, выиграют они аукцион или нет, будут ли проводить все необходимые ГРП в данном регионе. Для малых и средних компаний это недопустимо, поэтому они отдают предпочтение неофициальным каналам, которые предлагают нужную им информацию за значительно меньшие деньги. В итоге государство не может со всей эффективностью управлять своей собственностью, а бизнес использует в работе некачественный информационный материал.

Все сведения о геологических объектах, полученные за счет средств недропользователей, передаются на хранение в государственные геологические фонды, но согласно Закону "О недрах" являются собственностью недропользователей и предоставляются только по письменному согласию владельца. Следовательно, эта информация неограниченное время может быть закрыта даже для государственной геологической службы.

Такие жесткие рамки доступа к фондовой геологической информации сводятся к тому, что в настоящее время основная часть всех геологических данных просто «залеживается» в государственных архивах и не используется по назначению во благо обществу и страны в целом.

В развитых странах ситуация кардинальным образом отличается. Геологическая информация, которая была получена за счет бюджета, относится к общественным благам и к ней имеют равный и свободный доступ все граждане и организации. В свою очередь компании и граждане платят налоги (а значит и финансируют деятельность Геологических служб), тем самым как бы оплачивают возможность свободного доступа к геологической информации.

Такой секретный режим в недропользовании России становится преградой для освоения недр. Закрытость информации, по своей сути, защищает лишь интересы научных институтов, которые продают первичную геологическую информацию, еще не попавшей в открытый доступ. Такие секреты и запреты негативно влияют на бизнес: закрытость данных пугают иностранных инвесторов, которые привыкли к полной прозрачности.

В 2006 году уже поднимался вопрос о снятии ограничений на доступность геологической информации, в 2008 году на одном из заседаний было поручено разработать меры по усовершенствованию системы хранения данных о недрах. Однако в феврале 2011 было заявлено, что об отмене режима секретности говорить пока рано.

Очевидно то, что от закрытости и платности информации природные богатства России не исчезнут. Правительство не раз говорило о том, что нынешняя система недропользования понемногу становится негодной. В настоящее время специалистами данной отрасли разрабатывается новая классификация углеводородных запасов и за ее основу взяты зарубежные стандарты. Новая Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов будет введена с 1 января 2016г.

Как отмечается, после ввода новой классификации резких изменений объема запасов углеводородов не произойдет. В связи с созданием новой классификации запасов природных ресурсов в Роснедрах была создана рабочая группа по подготовке методических рекомендаций для недропользователей, в работе которой участвуют представители всех крупных компаний: «Роснефти», «Газпрома», «ЛУКОЙЛа», «Башнефти», «Газпром нефти» и «Татнефти».

Пересчет запасов углеводорода распределенного фонда будет проводиться силами самих компаний-недропользователей в течение 2014-2015 г. В это же время Роснедра проведут оценку нераспределенного фонда недр.

В настоящее время российские компании используют классификацию, принятую еще в далеком 1983 году. В начале 21 века она практически не изменялась, а лишь корректировались некоторые пункты этой классификации. В соответствии с ее положениями учитываются только наличие и количество определенного сырья в месторождениях, в то время как зарубежная классификация учитывает, прежде всего, экономическую эффективность разработки и возможность извлечения попутного сырья. Эти факторы и поясняют, почему по западным меркам у России намного меньше доказанных запасов, чем принято считать внутри страны.

Согласно нормам PRMS нельзя квалифицировать углеводороды по категории «извлекаемые», если по ним нет утвержденного проекта разработки и освоение не планируется в ближайшие пять лет. Можно отметить, что в России не обращают внимания на различного рода тонкости в классификациях запасов углеводородов и собирают всю информацию в одну кучу. А закрытость геологической информации усугубляет неразбериху. Российские недропользователи сами подчас не имеют полной картины чего и сколько содержится в собственных недрах. Однако большинство нефтегазовых компаний устраивает нынешнее положение. Возможно, их пассивность в данном вопросе связано с иностранными конкурентами, которые хотят воспользоваться природными возможностями нашей страны.

Из графика на рисунке 1 видно, что одни и те же недра, оцененные по разным методологиям, несут различную информацию для инвестора. По действующей в России методологии ничего не говорится об экономической составляющей, поэтому количество доказанных запасов выше, чем по новой методологии, где учитываются все факторы, необходимые для того, чтобы инвестор мог принять взвешенное решение. Внутренние изменения в цифрах вряд ли изменят практику недропользования. Зарубежным инвесторам станет гораздо удобнее ориентироваться, если методы расчетов Роснедр будет совпадать методологией статистиков по всему миру.

В настоящее время большинство месторождений осваивается лишь на 60%, а целый ряд лицензионных участников и вовсе всего на 20 %.. Выкачав из скважины все «сливки» владельцы просто напросто засыпают скважины грунтом, тем самым минимизируют свои расходы на добычу. Недопустимо консервировать работоспособные скважины с низким дебитом, а необходимо по максимуму «выжимать» не только нефть или газ, а так же извлекать и попутное сырье.



Рис. 1 Оценка доказанных запасов природного газа для России по старой и новой методологии

Многие отечественные специалисты утверждают, что в России существует фонд средних и малых месторождений и законсервированных скважин, которые находятся в собственности крупных компаний, которые никогда не будут их осваивать. Политика государства в этом вопросе должна быть непоколебимой: с одной стороны создавать условия для развития малых предприятий, а с другой – воздействовать на крупные нефтегазовые предприятия, чтобы они в свою очередь начали продавать не востребуемые запасы и законсервированные скважины.

Министерство природы РФ предлагает до 2020 года выделить более 3 трлн рублей на программу воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы. Основной объем финансирования — 2,4 трлн рублей — должен пойти на углеводородное сырье. Эти данные отражены в проекте государственной программы, которую разработало министерство на период 2014—2020 годов.

Сдерживающим фактором здесь является богатое наследство, которое ставили еще советские геологи. По оценке Ernst & Young, средний показатель обеспеченности сырьем российских компаний составляет примерно 22 года (все нефтегазовые запасы) и примерно 19 лет (жидкие углеводороды), в то время как у мировых лидеров этот срок составляет примерно 13 и 12 лет соответственно. Имея такие запасы, нет смысла сильно тратиться на геологоразведку сейчас. С одной стороны, это может показаться беспечностью с точки зрения долгосрочной стратегии, но с другой, практично с позиции финансирования текущих инфраструктурных проектов и дивидендной политики.

Можно отметить, что без существенных изменений в законодательстве и налоговой политике России только одни государственные ассигнования на ГРП не смогут обеспечить необходимого расширения ресурсной базы к запланированному сроку. Прогнозы говорят о следующем: к 2020 году потребление нефти вырастет в мире на 13—15 %, а к 2030 году — на 34 %. Становится очевидным, что для сохранения текущего места на мировом рынке Россия должна будет в 2020 году добывать более 520—530 млн т нефти, в 2030 году — 600—630 млн т. Однако анализ показывает, что ресурсный потенциал, которым оперирует Минприроды в расчете на перспективу, не гарантирует такого прироста добычи и даже ее нынешнего уровня.

Литература

1. Приказ Минприроды России от 05.05.2012 N 122 "Об утверждении Административного регламента Федерального агентства по недропользованию по предоставлению государственной услуги по предоставлению в пользование геологической информации о недрах, полученной в результате государственного геологического изучения недр".
2. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Электронный ресурс]. - режим доступа: (<http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=132240>).
3. Электронный ресурс: Агентство нефтегазовой информации (<http://pda.angi.ru/>).
4. ГеоИнжиниринг – [Электронный ресурс]. - режим доступа: (<http://www.geoengineering.su/>).
5. Консультант Плюс - [Электронный ресурс]. - режим доступа: (<http://www.consultant.ru/>)
6. Информационно-правовой портал «Гарант.Ру» [Электронный ресурс]. - режим доступа: (<http://www.garant.ru/>)

МИНИМИЗАЦИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ПРОМЫШЛЕННЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

В.С. Поленичкин

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из наиболее актуальных проблем для нашей страны является энерго- и ресурсосбережение, от которого во многом зависят конкурентоспособность экономики и состояние окружающей среды. Для решения предложено использовать известные принципы минимизации образования отходов производства в рамках внедрения интегрированной системы менеджмента.

Цели в данной области заключаются в том, чтобы:

- стабилизировать или сократить в течение согласованного периода времени объем образования отходов, подлежащих окончательному удалению, путем разработки норм с учетом веса, объема и состава отходов, а также ввести практику сепарации отходов с целью облегчения их рециркуляции и повторного использования;
- повышать эффективность процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, с целью разработки оперативной политики минимизации отходов путем использования экономических или других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления.

Организация исполнения основных требований законодательства в части экологически безопасного обращения с отходами — лишь первый этап формирования системы управления отходами на предприятии. На второй стадии (консультативно-аналитической) проводится анализ проектных документов (материалов первичного учета отходов, материалов обоснования деятельности по обращению с отходами и т.п.) и аудит отходов в целях идентификации приоритетных направлений в области обращения с отходами на предприятии, требующих улучшения. С учетом этих направлений вырабатывается стратегия обращения с отходами (минимизация их образования, сокращение использования сырья, переработка образованных отходов либо их экологически безопасное размещение) и определяется политика в области управления отходами. С учетом выработанной стратегии проводится разработка мероприятий по минимизации образования и опасных свойств

отходов, максимальной их переработке и экологически безопасному размещению, поиск технических и технологических решений в области переработки образованных и (или) накопленных отходов, подходов к минимизации образования отходов, подбор наилучших из доступных существующих технологий производства (Best Available Techniques — BAT), энерго- и ресурсосберегающих технологий и т.п., а также установление плановых заданий, ограничивающих образование отходов и регулирующих обращение с ними. Как правило, на этой стадии промышленные предприятия обращаются в специализированные организации, оказывающие услуги природоохранного направления, для управленческого консультирования по вопросам нормативного, организационного, технического, технологического обеспечения мероприятий по минимизации образования отходов и максимальной их переработке, подбора экономически рентабельных малоотходных технологий и технологий переработки отходов.

На третьей стадии (стадии внедрения) осуществляется принятие управленческих решений о внедрении отобранных технологий минимизации отходов, энерго- и ресурсосберегающих технологий, технологий переработки отходов. Внедрение указанных технологий со временем дает экономическую выгоду как прямую (ресурсо- и энергосбережение, сокращение расхода сырья), так и опосредованную (за счет налоговых льгот, зачета затрат на природоохранные мероприятия в счет экологических платежей, что предусмотрено как в действующих нормативных актах, регламентирующих процедуру взимания платы за загрязнение окружающей среды, так и в законопроекте «О плате за негативное воздействие на окружающую среду»).

Итогом процесса является формирование системы управления отходами на предприятии в рамках системы экологического менеджмента (Environmental Management System — EMS). Создание и функционирование такой системы обеспечивает возможность сертификации предприятия на соответствие требованиям стандартов серии ИСО 14000. В свою очередь, как показывает практика, наличие такого сертификата дает значительные конкурентные преимущества для продвижения продукции предприятия на мировом и отечественном рынке. Систему управления отходами можно определить как часть общей (интегрированной) системы управления предприятием, которая включает в себя организационную структуру, деятельность по планированию, обязанности и ответственность, практику, процедуры, процессы и ресурсы для формирования, внедрения, достижения, анализа и актуализации (а также оптимизации) политики в сфере обращения с отходами на предприятии. Важным условием устойчивого функционирования такой системы является периодический анализ результатов экологической политики в области обращения с отходами, оценка эффективности системы управления отходами и совершенствование (оптимизация) этой системы. [5]

В построении политики обращения с отходами и разработке нормативно-правовой базы ЕС установил четкую иерархию методов обращения с отходами. Иерархия устанавливает приоритетные направления развития технологий с учетом устойчивого развития. Построение систем обращения с отходами не может быть основано на управлении потоком образования отходов только на стадии утилизации, таким образом, система управления отходами в целом движется к более интегрированным подходам решения вопроса. Впервые иерархия технологий обращения с отходами была представлена в Рамочной директиве об отходах (75/442/ЕЕС), и в настоящее время является компонентой всех основных директив в области обращения с отходами. Внедрение целесообразности тех или иных технологий определяется на основе выбора наилучших с точки зрения экологии из экономически целесообразных технологий с учетом как экономических, так и социальных аспектов [6]. Обращение с отходами должно подчиняться иерархии.

Предотвращение или минимизация образования отходов занимает первое место в иерархии методов. Данный подход позволяет экономить средства на проведение мероприятий по обращению с отходами, а также приводит к повышению производительности и снижению удельного использования ресурсов. Снижение количества отходов может быть достигнуто за счет переориентирования производства и потребления на продукцию и упаковку, приводящую к образованию меньшего количества отходов (например, пропагандой многократного использования продукции, мотивирование производителей к снижению количества упаковки и т.п.).

Повторное использование - вторая наиболее приемлемая технология. Вторичное использование подразумевает повторное использование материалов без каких-либо существенных переделов. Примером повторного использования является вторичная тара.

Использование материального потенциала отходов: использование вторичных материалов в качестве сырья. К методам использования материального потенциала отходов относят выделение утильных фракций с последующей переработкой в товарную продукцию, компостирование. Использование энергетического потенциала отходов: получение энергии из отходов.

Управление отходами в ЕС в настоящее время нацелено на снижение количества отходов и обеспечение того, что произведенные отходы используются и обезвреживаются способами, не приводящими к деградации окружающей среды.

Основой системы управления отходами в ЕС служит Концепция управления отходами и провозглашенные в ней принципы устойчивого развития, применительно к СУО. Концепция обозначена в Стратегии ЕС по управлению отходами.

В Концепции продекларированы следующие принципы устойчивого развития в области обращения с отходами:

- соблюдение иерархии обращения с отходами (приоритетность). Приоритеты по обращению с отходами расставляются следующим образом: предотвращение, минимизация, вторичное использование, использование материального потенциала, использование энергетического потенциала, захоронение.

- принцип предосторожности. Там, где существует угроза серьезного или необратимого ущерба для ОС или здоровья человека, отсутствие всеобъемлющих научных доказательств не должно быть причиной отказа от реализации экономически эффективных мероприятий по предотвращению деградации ОС.

- принцип близости. Отходы должны перерабатываться и обезвреживаться как можно ближе от мест их образования. Это сокращает время, энергию, вероятность аварий, финансовые затраты, воздействие на ОС от транспортирования. Иначе отрицательное влияние перечисленных выше факторов может перевесить преимущества от рециклинга, компостирования и других методов обращения с отходами.

- принцип "загрязнитель платит". Загрязнитель должен нести все расходы, связанные с проведением мероприятий по обеспечению надлежащего качества ОС. Другими словами, стоимость этих мероприятий должна отражаться в стоимости товаров и услуг, которые загрязняют ОС (при производстве и/или потреблении).

- принцип ответственности производителя. Данный принцип базируется на принципе "загрязнитель платит" и устанавливает физическую и финансовую ответственность производителя за весь жизненный цикл товара и его упаковки даже после окончания их использования потребителем. Таким образом, бремя (в т.ч. финансовое) переработки и утилизации продукции перекладывается на производителя, что мотивирует его разрабатывать менее опасные для ОС продукты, которые могут быть подвергнуты разборке, повторному использованию и рециклингу.

Программы повышения энергоэффективности и оптимизации использования энергетических ресурсов предприятий и организаций становятся в последние годы все актуальнее. Причин тому несколько:

- расширение производства и, как следствие, увеличение энергозатрат на технологический процесс;
- либерализация рынка электроэнергетики и общий рост стоимости энергоресурсов;
- общая изношенность энергетической инфраструктуры, отсутствие независимых ресурсных экспертиз различных технологий;
- профессионально разработанные программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности предприятий и организаций помогают нашим клиентам приблизиться к высоким европейским энергетическим стандартам и сделать производство более рентабельным [7].

Известно, что в России на выпуск единицы продукции потребляется различных видов ресурсов и энергии в несколько раз больше, чем в развитых странах и многих развивающихся. По некоторым данным этот показатель в отношении потребления энергии в нашей стране в среднем в 2,5—3,0 раза больше по сравнению со средним мировым уровнем потребления [1], а по отношению к развитым странам — в 5—6 раз [2]. Поэтому вполне логично, что в условиях мирового экономического кризиса эта проблема стала одной из приоритетных. Кроме того, повышение эффективности использования энергии и ресурсов приведет к улучшению состояния окружающей среды и повышению уровня экологической безопасности, который во многих регионах страны близок к критическому. Известно, что для обеспечения должного уровня экологической безопасности предельно-критическое значение валового национального продукта должно быть не менее 5 %, а в России прямые экологические потери достигают 20 % [4].

В самом общем виде повысить эффективность использования ресурсов и энергии возможно двумя путями. Первый путь — это снижение потерь в существующих системах добычи, производства и использования, второй — совершенствование технологий, оборудования и систем управления. В первом случае возможный эффект оценивается в 40—60 % только за счет учета потерь тепла, во втором — в 200 % только за счет повышения КПД газотранспортных агрегатов в результате внедрения действующих в мире технологий [2]. Понятно, что при использовании новых инновационных решений можно получить еще лучшие результаты.

Эффективность использования ресурсов и энергии можно оценивать не только по потреблению различных видов ресурсов и энергии в расчете на единицу выпускаемой продукции, но и по количеству отходов, образующихся в процессе производства. Тогда решение указанной выше проблемы трансформируется в минимизацию образования отходов.

Основные принципы минимизации образования отходов хорошо известны. Это модификация процесса, модернизация технологии, хорошее ведение "домашнего хозяйства", замена факторов, повторное использование отходов на самом предприятии и за его пределами [4]. В разной степени они использовались при реализации различных этапов общей концепции «реиндустриализации экономики», которая включает: «экологический аудит», «систему экологического менеджмента», «экологическую маркировку», «экологически чистое производство», «индустриальную экологическую систему», «фактор 4» и «фактор 10», «ноль отходов» [3].

Пять из шести принципов минимизации отходов относятся к категории инженерно-технических, а шестой принцип — ведение «домашнего хозяйства», которое означает изменение рутинного порядка и методов хозяйствования, — к категории управленческих. Этот принцип можно считать определяющим, поскольку внедрение современных методов управления, например, системы менеджмента качества или системы экологического менеджмента, безусловно, потребует замены действующих технологий, оборудования и, возможно, сырья и материалов. В связи с этим возникнет необходимость использования инновационных научных и инженерно-технических решений в производственном процессе. Впрочем, справедливо и обратное утверждение: внедрение инноваций и их использование потребуют изменений в системе управления. Но первый вариант является менее затратным как по времени, так и по финансовым вложениям, не говоря уж о степени риска. Схема основных принципов минимизации образования отходов представлена на рисунке 1.

Система экологического менеджмента (СЭМ) относится к лучшим достижениям XX века в бизнесе. Она предполагает создание системы постоянного улучшения состояния окружающей среды в процессе производства. В основе СЭМ лежит анализ жизненного цикла продукции (ЖЦП), который позволяет детализировать все стадии ЖЦП и выявлять необходимые резервы для уменьшения негативного воздействия производства на окружающую

среду. При этом снижение потребления энергии и ресурсов рассматривается как возможный инструмент улучшения экологической обстановки. В нашем случае этот инструмент становится главной целью, а снижение нагрузки на окружающую среду — полезным и важным дополнением.

Все упомянутые выше принципы минимизации отходов применимы на любой стадии ЖЦП, поскольку все они сопровождаются образованием отходов в той или иной форме.



Рис.1 Схема основных принципов минимизации образования отходов

На каждом этапе ЖЦП в первую очередь необходимо рассматривать возможность использования известных инновационных решений, а если их нет — ставить соответствующую задачу перед учеными. Поскольку процесс разработки инноваций продолжителен по времени, весьма рискован и затратен, целесообразно одновременно с постановкой задачи начать внедрение уже известных и используемых технических решений, опыта родственных предприятий и т. п. Можно вместо разработки собственных инновационных проектов найти и приобрести права на применение готовых решений, представленных на рынке интеллектуальной собственности. Весьма полезно и продуктивно проведение конкурсов предприятий на лучшее решение проблемы. В целом все зависит от инициативы руководителя и финансовых возможностей предприятия.

Указанные действия логично вписываются как в системы экологического менеджмента и менеджмента качества, так и в другие интегрированные системы менеджмента. Это обусловлено тем, что любые действия, направленные на снижение потребления энергии и других ресурсов, автоматически приводят к снижению нагрузки на окружающую среду, что в свою очередь положительно сказывается и на качестве продукции и услуг. Если подобные действия носят инновационный характер, то эффект будет особенно значительным. Кроме того, инновационные решения относятся к предметам интеллектуальной собственности и имеют определенную цену на рынке.

Для того чтобы можно было обоснованно судить о текущем уровне энерго- и ресурсозатрат, а также о динамике их изменения, необходимо иметь удобный в практическом отношении универсальный показатель. Таким показателем может быть предложенный ранее для оценки экологической эффективности производства (предприятия) безразмерный энергетический эквивалент отходов (ЭЭО). Он характеризует затраты всех видов энергии на образование твердых и жидких отходов, выбросов вредных веществ в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ в водоемы и на рельеф местности. Все они не используются для выпуска товарной продукции и являются, по сути, отходами. Уменьшение их величины позволяет обоснованно судить об эффективности как планируемых, так и реализуемых мероприятий по снижению энерго- и ресурсозатрат. Поскольку предлагаемый показатель является интегральным, можно рассчитать частные показатели по каждому виду отходов или по каждому производственному участку. Например, если энергосберегающие мероприятия осуществляются в области сброса сточных вод на каком-то участке производства, целесообразно использовать изменение размера платежей за уменьшение сбросов и всех видов энергии, которые имеют отношение к сбросу сточных вод на этом участке.

Некоторые исследователи полагают, что для выработки эффективных решений по снижению энергозатрат необходимо проводить специализированный энергоаудит. Однако он позволит выявить лишь наиболее проблемные участки и предложить мероприятия из области "на конце трубы". Из мировой практики известно, что такого рода решения малоэффективны, поскольку не затрагивают первопричины повышенного расхода энергии. Поэтому необходимо проводить аудит экологический с оценкой ЖЦП, в котором все виды и формы потери энергии рассматриваются как отходы. Тогда для планирования мероприятий по энергосбережению можно использовать все принципы минимизации отходов. Этот же подход целесообразен и в отношении потребления любых других видов ресурсов.

Экологический аудит является предшественником разработки и внедрения системы экологического менеджмента, а аудит системы качества — соответственно, менеджмента качества. С 2003 г. эти процедуры можно проводить одновременно в рамках ГОСТ Р ИСО 19011—2003, что серьезно удешевляет процесс внедрения интегрированной системы менеджмента, в которую входят ГОСТ Р ИСО 14001—2004 и ГОСТ Р ИСО 9001—2001. Это дает дополнительный стимул как для активизации деятельности по минимизации отходов, так и по энерго- и ресурсосбережению, поскольку к решению проблем качества отечественные производители проявляют заметно больший интерес, чем к вопросам улучшения состояния окружающей среды. Но улучшение показателей, характеризующих минимизацию отходов, можно и нужно рассматривать как улучшение качества продукции и качества управления его производством. В нашем случае речь идет в первую

очередь об энерго- и ресурсосбережении. Важно отметить, что наличие соответствующих сертификатов (экологического и качества) заметно повышает конкурентоспособность производителя, особенно на международном рынке.

Таким образом, выяснилось, что минимизация образования отходов, реализуемая в рамках внедрения интегрированной системы менеджмента, является перспективным направлением повышения эффективности отечественной экономики за счет энерго- и ресурсосбережения.

Литература

1. Бяненко В.Ш. Эколого-экономические аспекты ухудшения состояния здоровья людей // Экологическая химия, 2009. - Т. 12. - Вып. 4. - С. 256—268.
2. Глубоков Е. Черные дыры энергетики // Деловой экологический журнал, 2011 - № 1(16). - С. 12—14.
3. Гридэл Т. Е., Алленби Б. Р. Промышленная экология. — М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2014. — 527 с.
4. Ибатуллин У. Г., Сандалова Е. С., Ибатуллина С. М. К вопросу об экологической безопасности в современных условиях // Экономика природопользования, 2010 - № 4 - С. 80—88.
5. Косякова И. В. Методологические основы формирования механизма экономического обеспечения экологической безопасности промышленных предприятий. Автореф. дисс. докт. экон. наук.— Самара, 2011.— 40 с.
7. Львов Д. С., Гусев А. А., Медведева О. Е. и др. Механизм налогозамещения как главное условие экономического роста (обеспечение ускоренного экономического роста России на основе эффективного использования ресурсной ренты) // Экономика природопользования, 2013 - № 2 - С. 2—20.
8. Мекуш Г. Е. Экономическая оценка «прошлого» экологического ущерба и потери экономики Кемеровской области от заболеваемости населения // Безопасность жизнедеятельности, 2012 - № 10 - С. 59—64.

ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Е.С. Пудова

Научный руководитель, доцент И.В. Шарф,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный этап развития мировой экономики оказывает существенное влияние на производство энергоресурсов, которое характеризуется с одной стороны колебаниями спроса на энергоресурсы, а с другой стороны, даже в условиях макроэкономических кризисов сохраняется необходимость в уточнении данных по минерально-сырьевой базе всех видов энергоносителей, в частности углеводородов, которые составляют более 25% от потребления всех видов энергоресурсов.

Россия занимает второе место по ресурсам и доказанным запасам газа (32,9 трлн. м³) и седьмое место по нефти, (5,2 % всех доказанных запасов). При этом объёмы добычи нефти и газа имеют положительную тенденцию. Объём добычи нефти в 2014 году составил 526,1 млн. т (в 2013г. – 523,5), объём добычи газа – 668,0 млрд. м³ [1,2,3].

Оценка ресурсной базы УВ основывается на нефтегазогеологическом районировании территории, в котором с периодичностью 5-10 лет определяются перспективные зоны нефтегазонакопления по результатам проведенных геологоразведочных работ. Последнее нефтегазогеологическое районирование территории России было завершено в 2010 году. По итогам оценки в России: нефтегазонных провинций - 13, нефтегазоносных областей - 80, нефтегазоносных районов - 153, самостоятельных нефтегазоносных областей - 1 (Балтийская).

Анализируя структуру начальных суммарных ресурсов нефти и газа России, можно заметить, что Западно-Сибирская НГП остается основной для перспектив добычи. По газу кроме Западно-сибирской НГП выделяются акватории морей. Однако данное состояние отображает лишь степень изученности нефтегазоносных территорий, которые в основном по площади изучены не достаточно и неравномерно. Общие данные по добыче нефти и газа по субъектам Российской Федерации представлены в таблице 1.

Таблица 1

Добыча нефти и конденсата по субъектам Российской Федерации

Регион		2010	2011	2012	2013
Европейская часть Федерации	млн. т	153,7	154,1	153,2	153,5
	% от РФ	30,4	30,1	29,6	29,3
Западная Сибирь	млн. т	318,3	316,3	317,2	316,4
	% от РФ	63,0	61,8	61,2	60,5
Восточная Сибирь	млн. т	19,7	27,2	35,1	41,1
	% от РФ	3,9	5,3	6,8	7,9
Дальний Восток	млн. т	13,4	13,8	12,6	12,4
	% от РФ	2,7	2,7	2,4	2,4
Россия, всего	млн. т	505	511	518	523
	% от РФ	100	100	100	100

Степень разведанности нефти и газа в прямую зависит от степени изученности, которая обеспечивается в свою очередь поисковым бурением. Вся территория России исследована геологоразведочными работами не достаточно, но при выполнении соответствующих объемов геологоразведочных работ будут приращены ресурсы и запасы УВ к уже существующим. Выполнение соответствующих объемов геолого-разведочных работ позволит обеспечить показатели добычи нефти и газа в соответствии с действующими стратегиями.

Анализ ресурсной базы УВ России касается только жидких УВ и газа, учитываемых в государственном балансе России и в количественной оценке ресурсов УВ. В данный анализ не полностью входят трудноизвлекаемые ресурсы и запасы, которые имеются в Российской Федерации, большая часть таких ресурсов ранее не учитывались в количественной оценке УВ и при подсчете запасов, в связи с их не рентабельностью. Речь идет о так называемых «нетрадиционных ресурсах и запасах» УВ, к которым относят «сланцевую нефть и газ» и другие виды трудноизвлекаемых УВ. Для понимания геологической природы и промышленных сложностей поисков и разработки данных видов, необходимы новые базовые определения, которые отображают их физическую, геологическую и экономическую сущность.

Кроме этого существенным фактором других видов УВ являются прогнозы и оценки по их запасам и ресурсам. Они огромны и превышают ресурсы и запасы обычных УВ. Основным фактором сдерживания развития добычи таких видов УВ является сложность их поиска, разведки, добычи и переработки.

По перспективам возможного освоения нетрадиционные ресурсы можно разделить на три группы:

- первая группа - ресурсы первоочередные, для освоения которых уже имеются промышленные технологии (тяжелая и высоковязкая нефть, природные битумы, нефть и газ, залегающие на глубинах более 4500 м и в низкопроницаемых породах, сланцевый газ и метан угольных пластов);
- вторая группа - ресурсы и объекты средней и долгосрочной перспективы, для которых уже разработаны либо разрабатываются опытно-промышленные технологии (сланцевая и матричная нефть, газогидраты);
- третья группа - потенциально возможные и гипотетические ресурсы, технологий использования которых пока не предложено (водорастворенные газы, газ газонасыщенных торфяников и др.)

В первой группе можно отметить перспективность добычи высоковязкой нефти и природных битумов. Основные мировые запасы углеводородов сосредоточены именно в тяжелой нефти. По разведанным запасам тяжелой нефти, которые оцениваются в 6-7 млрд. тонн, Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы (таблица 2). Сегодня на долю тяжелой нефти приходится 23% от общей добычи нефти в РФ.

Таблица 2

Сравнительные данные по запасам высоковязкой нефти

Показатели	Млрд. т
Мировые запасы высоковязкой нефти	810
Мировая добыча высоковязкой нефти	0,44
Мировые запасы нефти малой и средней вязкости	162
Канада	522,5
Венесуэла	177,9
Российская Федерация	6,24

Одним из наиболее перспективных направлений по освоению нетрадиционных ресурсов второй группы можно считать добычу сланцевой нефти. Всего же планета располагает ресурсом в 345 миллиардов баррелей сланцевой нефти. Этого при сохранении нынешних темпов потребления вполне хватит человечеству более чем на 10 лет. По запасам данного вида ресурсов Россия находится на первом месте в рейтинге стран (рис. 1).

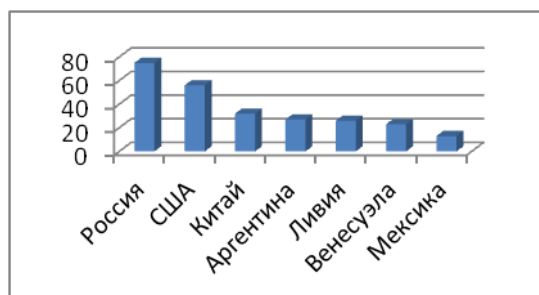


Рис. 1 – Рейтинг стран по запасам сланцевой нефти (млрд. баррелей)

Добыча нетрадиционных видов углеводородного сырья в мировом потреблении составляет первые проценты (5,4%, сланцевой нефти - 1,6%). Однако тенденции истощения запасов традиционной нефти с одной стороны и стремительный рост объемов добычи из нетрадиционных источников с другой позволяют утверждать, что в ближайшем будущем этот процент существенно возрастет, с учетом нарастающих тенденций до 10 - 20% к 2020 - 2030 гг.

Россия занимает 1 место в мире по извлекаемым ресурсам нетрадиционных источников нефти (по оценкам экспертов) - только по Западной Сибири извлекаемые ресурсы нетрадиционной нефти оцениваются в 10 - 30 млрд. тонн.

Одним из приоритетных направлений добычи из нетрадиционных источников углеводородов является сланцевая нефть [4]. Значительное распространение «доманикоидов» и «баженитов» по площади и в разрезе в пределах основных НГП и обилие в них промышленных притоков свидетельствует в пользу высокой вероятности масштабной добычи нефти, основанной на применении новейших технологий добычи. Общие извлекаемые ресурсы сланцевой нефти варьируются в пределах от 20 до 100 млрд. тонн нефти

Из других видов нетрадиционных источников углеводородов следует выделить метан угольных пластов, промышленная добыча которого уже началась структурами ОАО «Газпром» в Кузбассе. Учитывая, что при этом еще и решается проблема повышения безопасности при добыче угля, это направление должно входить в сферу государственного регулирования.

Огромные запасы газогидратов в северных широтах России свидетельствуют о перспективности этого вида углеводородного сырья, однако, для Российской Федерации это отдаленная перспектива.

Для подготовки участков недр под лицензирование на сланцевую нефть необходимо выполнить научно-аналитическое обобщение накопленных геолого-геофизических и геохимических данных с целью выделения и обоснования перспективных зон нефтенакпления и получения положительного опыта недропользования с применением новейших технологий добычи.

Успешность освоения нетрадиционных ресурсов может быть обеспечена консолидацией усилий органов власти, научно-исследовательских институтов, в том числе академических институтов и научных подразделений компаний-недропользователей

Литература

1. Перспективы и стратегические инициативы развития топливно-энергетического комплекса [Электронный ресурс]. - Режим доступа. http://www.minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/ch_6.php, свободный
2. Статистика нефтяного комплекса [Электронный ресурс]. - Режим доступа. www.minenergo.gov.ru/activity/oil/, свободный
3. Статистика газового комплекса [Электронный ресурс]. - Режим доступа. www.minenergo.gov.ru/activity/gas/, свободный
4. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 322 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов"

АНАЛИЗ ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА Д.С. Рамазанов

Научный руководитель доцент М.Р. Цибулькинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящей статье проанализирован опыт применения метода ГРП в ведущих нефтяных компаниях России. На основе анализа сделано сравнения получаемого эффекта от метода ГРП. Описаны перспективы развития и применения метода ГРП в рассматриваемых компаниях.

В РФ за 2013г., по разным подсчетам, было добыто 523-540 млн. т. нефти, из которых примерно 30% от указанного объема было получено благодаря использованию методов интенсификации притоков добычи нефти. Для поддержания планируемых объемов добычи в условиях истощения ресурсной базы, возрастают требования к используемым в нефтедобыче технологиям. Нефтяные компании занимаются активным поиском и разработкой инновационных технологий, позволяющих увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), интенсификацию добычи [1].

Причем одна и та же технология, внедренная на разных месторождениях или в разных компаниях, показывает разные показатели. Высокая неопределенность результатов использования новых технологий в нефтедобыче обусловлена рядом обстоятельств:

1. Геологические особенности месторождений;
2. Неопределенность затрат на освоение и разработку месторождений;
3. Высокий статистический финансовый показатель, характеризующий изменчивость цены на добываемую продукцию;
4. Затраты и результаты разработки и внедрения новых технологий характеризуются высокой степенью риска.

В России выделяются три основных метода интенсификации притоков и повышения нефтеотдачи пластов: резка боковых стволов, гидравлический разрыв пласта, физико-химическое воздействие на пласт. В данном анализе будет рассматриваться эффект от применения метода гидравлического разрыва пласта (ГРП). Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть, либо их смесь) к забоям скважины. Объектами для его проведения являются добывающие и нагнетательные скважины разрабатываемых и вводимых в разработку месторождений, а также поисковоразведочные скважины перспективных площадей. Перед тем как сделать сравнение эффективности в разных компаниях нужно сделать анализ эффективности от применения метода в

разные годы в рассматриваемых компаниях (таблица 1). Общую динамику применения метода можно увидеть на рисунке 1.

Таблица 1.

Опыт применения метода ГРП в нефтяных компаниях[2]

Годы	2010г.			2011г.			2012г.			2013г.		
	Газпром нефть	Лукойл	Сургутнефтегаз	Газпром нефть	Лукойл	Сургутнефтегаз	Газпром нефть	Лукойл	Сургутнефтегаз	Газпром нефть	Лукойл	Сургутнефтегаз
Количество операций, шт	232	690	2103	252	681	2294	352	867	2334	412	915	2398
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	476	924	989	514	914	1142	673	900	1211	854	989	1402

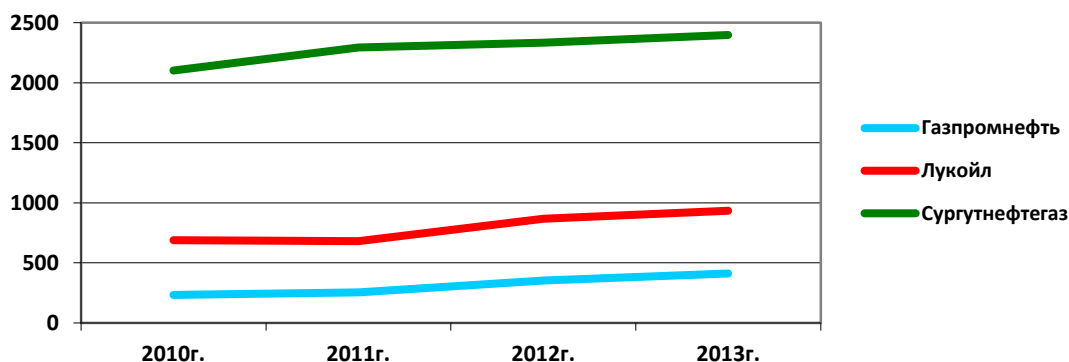


Рис.1. Общая динамика применения метода ГРП нефтяными компаниями

Из таблицы 1 и рисунка 1 видно, что с каждым годом в каждой компании происходит увеличение числа применения метода ГРП. Наиболее часто данный метод применяется в Сургутнефтегазе и это не удивительно, так как в данной компании самая большая доля скважин с трудно извлекаемыми запасами. Далее сделан сравнительный анализ показателя средней эффективности метода ГРП по каждой компании в разные годы (таблица 2).

Таблица 2.

Сравнение эффекта от применения метода ГРП[3].

Компания/год	Средний эффект от 1 операции ГРП, тыс. тонн			
	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Газпромнефть	2,05	2,04	1,91	1,91
Лукойл	1,34	1,34	1,04	1,01
Сургутнефтегаз	0,47	0,5	0,52	0,51

Как видно из таблицы 2, наряду с быстрым увеличением количества операций идет снижения эффективности в среднем на 50 тонн с каждым годом. Причем данная тенденция характерна для всех анализируемых компаний. Это объясняется тем что со временем на существующих месторождениях эффект от применения ГРП снижается. Самый худший эффект на 1 операцию ГРП в 0,5 тыс. тонн показывает Сургутнефтегаз, но это не является показателем технологической отсталости компании. Наоборот в Сургутнефтегазе накоплен самый большой опыт применения ГРП, также, как и уровень разработки данной технологии. А низкий эффект связан с большим количеством трудноизвлекаемых запасов.

Метод ГРП хорошо зарекомендовал себя и в среднем за рассматриваемые 4 года дает эффект в 1,22 тыс. тонн дополнительной добычи нефти за применение 1 операции ГРП. Именно поэтому во всех рассматриваемых компаниях идет активное изучение, разработка и совершенствование метода ГРП. Однако определенные успехи российских нефтяных компаний в инновационной сфере напрямую связаны их деятельностью в НИОКР и сотрудничестве с различными Научно Исследовательскими организациями. Только вкладывая средства в

«науку» нефтяным компаниям удастся преодолеть дефицит инновационных отечественных технологий и приблизиться по уровню инновационного потенциала к зарубежным коллегам.

Литература

1. Отчеты о деятельности компании ОАО «Лукойл» за 2010-2013гг. [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://www.lukoil.ru> - официальный сайт ОАО «Лукойл»;
2. Отчеты о деятельности компании ОАО «Газпромнефть» за 2010-2013гг. [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://www.gazprom-neft.ru/> - официальный сайт ОАО «Газпромнефть»;
3. Отчеты о деятельности компании ОАО «Сургутнефтегаз» за 2010-2013гг. [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://www.surgutneftegas.ru/> - официальный сайт ОАО «Сургутнефтегаз»;

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДОМ ВОДНЫХ ПРЕГРАД

Д.С. Рамазанов

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящей статье приводится описание наиболее часто используемого метода, применяемого при ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности – бонового заграждения. На основе результатов испытаний и анализа эффективности боновых заграждений, даны рекомендации по оптимальному заграждению, позволяющему снизить время на ликвидацию разлива.

Эксплуатация магистральных нефтепроводов представляет собой один из наиболее опасных видов деятельности. По данным Ростехнадзора в 2013г. сумма ущерба от аварий на труботранспорте вдвое превысила показатели 2012г. Наибольший ущерб наносят аварии, происходящие в местах, где участки нефтепровода проходят через водные преграды: ручьи, реки, болота. Повышение уровня промышленной безопасности за счет применения более эффективных средств локализации и ликвидации аварий на нефтепроводах, проходящих через водные преграды, является одной из важнейших задач при сегодняшнем уровне аварийности и объемах транспортировки нефти.

Статистика аварий на трубопроводах нефти и нефтепродуктов за последние года показывает, что количество аварий не снижается. Основные причины аварий: брак при строительстве, некачественные материалы труб, низкие темпы по диагностированию и выявлению дефектов в трубопроводах, а также старение действующих сетей.

Магистральные трубопроводы являются сложными техническими объектами, к которым предъявляются повышенное внимание и требования по надежности и безопасности. Аварии на водных переходах наносят колоссальный экономический ущерб, а их ликвидация более энергозатратный и долгий процесс, чем аварии линейных участков на суши. В последние годы количество прорывов нефтепроводов не уменьшается, так, согласно данным Ростехнадзора, ежегодно на магистральных трубопроводах происходят не один десяток аварий (рис.1) [1]. При этом зачастую нефтяные компании и компании операторы скрывают реальные объемы разлившейся нефти или вовсе не имеют достоверных данных.

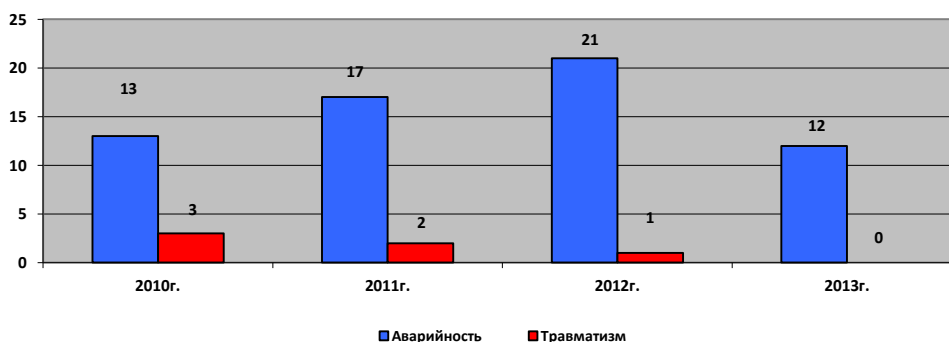


Рис. 1. Статистика аварий на магистральных трубопроводах

Основываясь на проведенном анализе публикуемой информации можно утверждать, что в 2014г. количество аварий на труботранспорте привнесло показатели 2013г.

Полный ущерб от аварий в 2013 г. составил 319 млн. руб., из них прямые потери от аварий составили 74 млн. руб., затраты на локализацию и ликвидацию последствий аварий — 211,5 млн. руб., экологический ущерб — 4,9 млн. руб., ущерб, нанесенный третьим лицам, — 332 тыс. руб. (рис. 2)

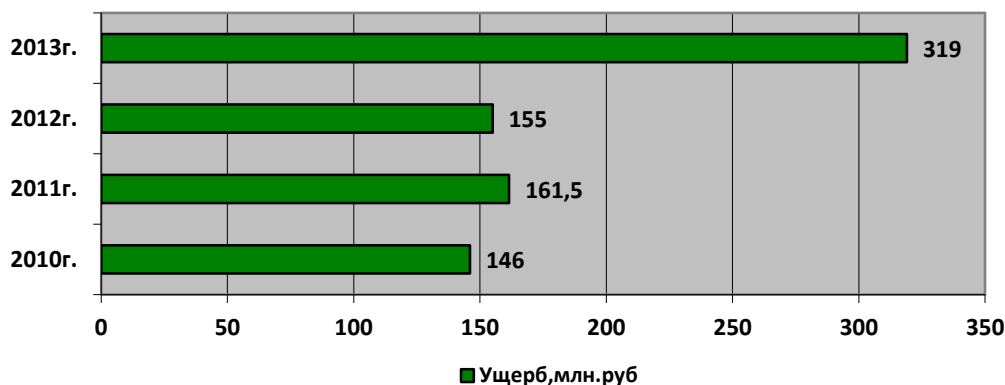


Рисунок 2. Статистика причиненного ущерба от аварий на трубопроводах.

Согласно произведенному анализу количества аварий за 2013г. 41,5% (на газопроводах — 3, нефтепроводах — 2) составляют аварии по причине брака при производстве строительных работ и заводском изготовлении труб; 33% (на газопроводах — 3 продуктопроводах — 1) составляют аварии из-за несоблюдения правил производства работ в охранной зоне магистральных трубопроводов. Доля аварий, произошедших в результате коррозионного растрескивания под напряжением труб в 2013 г., уменьшилась с 6 в 2012г. до 2 в 2013г. [2].

В связи с выше перечисленными факторами, все более жесткие требования предъявляются к средствам локализации и ликвидации нефтяных разливов. Использование боновых заграждений — наиболее применяемый в данное время способ локализации и ликвидации разливов на водных поверхностях. **Боновое заграждение** — это механический барьер, препятствующего перемещению или распространению слоя нефтяной пленки вместе с тонким верхним слоем воды.

Основополагающую роль в при устранении разлива нефти и нефтепродуктов на водных поверхностях играет фактор времени, так как он влияет на стратегию ликвидации и на затраты технических, трудовых и финансовых ресурсов [2].

Время реагирования при использовании таких заграждений складывается из:

- 1) времени на обработку информации о разливе;
- 2) времени на подготовку опергруппы и погрузку оборудования;
- 3) времени следования к месту аварии;
- 4) развертывания и установки оборудования [4].

Оценку эффективности боновых заграждений рассмотрим на примере ООО «Транснефть-Восток». На данный момент времени на балансе ООО «Транснефть-Восток» в подразделениях и линейно-аварийных службах в аварийном запасе числится 60 единиц боновых заграждений следующих видов: Уж-2М (г. Уфа), Балеар-312, Балеар-323 (Франция), БЗ-14-00-00, АО «АЦКБ» (г. Астрахань). С окончание строительства и вводом в эксплуатацию нового участка трубопровода «Куюмба-Тайшет», планируется оснастить вновь созданные подразделения и линейно-аварийную службу новыми боновыми заграждениями.

Сравнительная характеристики боновых заграждений и оценка их эффективности приведены в таблицах 1 и 2 соответственно [3].

Таблица 1.

Характеристика боновых заграждений

Характеристики	Тип бонового заграждения				
	АО «АЦКБ» (г.Астрахань)	БЗ-14-00-00 (г. Ростов-на-Дону)	УЖ-2М (г.Уфа)	Балеар-312 (Франция)	Балеар-323 (Франция)
Скорость течения, при которой БЗ сохраняет устойчивость, м/с	0,25	0,5	1,5	-	-
Скорость ветра, м/с	12	10	14	-	-
Высота волн, м	1,25	1,25	1,25	-	-
Компактность укладки для транспортировки и хранения, м ³ /м	-	-	0,3	1,5	1,7
Масса 1 м, кг	4,75	6,0	4,5	5,0	8,0
Длина секций, м	20	100	50	50	10
Высота экрана, м					
• надводная	0,15	0,2	0,20	0,25	0,37
• подводная	0,45	0,5	0,48	0,35	0,53

Таблица 2.

Оценка эффективности боновых заграждений

Наименование показателя	Ед. измерения	Тип бонового заграждения				
		АО «АЦКБ» (г.Астрахань)	БЗ-14-00-00 (г. Ростов-на-Дону)	УЖ-2М (г.Уфа)	Балеар-312 (Франция)	Балеар-323 (Франция)
Время подготовки БЗ к установке	мин	60	60	60	60	60
Время развертывания и крепления БЗ к воде	мин	30	30	25	25	25
Оптимальный угол установки для устойчивости на течении	градусы	30	30	35	26	36
Макс. усилие при перемещении БЗ	кг	300	500	300	600	1650
Макс. усилие удержания БЗ в рабочем положении	кг	200	220	230	250	760
Эффективность удержания	визуально	положительная	положительная	положительная	положительная	положительная

По результатам исследований и оценке результатов были сделаны следующие выводы:

- у большинства боновых заграждений нет специального приспособления для удобства их переноски при монтаже и демонтаже секций;

- максимальную эффективность при удержании нефти показали лишь боновые заграждения типа БЗ-14-00-00, «УЖ-2М» и «Балеар-323».

Однако боновым заграждениям типа БЗ 14-00-00 присуща малая прочность в местах соединения секций, что делает их более применимым для защиты берегов, а заграждения типа «Балеар-323» имеют громоздкие размеры, не удобные при монтаже, а так же неустойчивы на течениях выше 0,8 м/с. В то время как боновое заграждение типа «Уж-2М» обладает рядом преимуществ: он состоит из комплекта (100 метров), состоящего из 5-ти частей, взаимозаменяемых 20-ти метровых, заполняемых воздухом секций, а также комплекта монтажных и запасных частей для установки, и ремонта на месте эксплуатации. Для удобства и ускорения развёртывания-свёртывания в различных условиях эксплуатации секции ограждения размещены на 3-х катушках, устанавливаемых на подставку.

Использование катушек дает возможность перемещать БЗ двум рабочим в любое труднодоступное место. Заполнение камер воздухом можно осуществлять от любого переносного компрессора или воздуходувки, а также с помощью двух ручных мехов, идущих в комплекте, в течение времени не более 1-ой минуты на секцию. Основным и преимущественным отличием «Уж-2М» от остальных является то, что «Уж-2М» может в процессе эксплуатации устанавливаться дополнительно (при больших течениях до 2 м/с и растяжки до 400-500 метров и т.д.) на несущем тросе с относительно не большим прогибом, что может практически исключить попадание нефти под бон.

Выводы: Оценка эффективности боновых заграждений показала, что рекомендуемое боновое заграждение «УЖ-2М» производимое ООО «НефтеТрансТехника» наиболее эффективно при высоких скоростях течения рек и является самым компактным из них, что не маловажно, так как при разливах нефти фактор времени играет решающую роль. Применение боновых заграждений «УЖ-2М» поможет в дальнейшем значительно снизить время на реагирование и устранение аварийных разливов на водных переходах, повысить уровень безопасности, а так же существенно уменьшить причинённый ущерб.

Литература

1. Отчет Ростехнадзора за 2013 году // www.gosnadzor.ru: официальный сайт Ростехнадзора [Электронный ресурс]. - Режим доступа. http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Отчет%202013.pdf (дата обращения 28.01.15).
2. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем, 2004г. 422 Нефтегазовое дело: электронный научный журнал.2014. №2 [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://www.ogbus.ru>

4. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, и нефтепродуктов: Справ. / Мерициди И.А. 2008г.
5. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти / Вылкован А.И. [и др.]: Науч.-практ. пособие. СПб.: Центр-Техинформ, 2000г.
6. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / Забела К.А.: Недра Бизнесцентр, 2001г.
7. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов [Электронный ресурс]. - Режим доступа. // <http://www.normacs.ru>: официальный сайт Системы нормативов NormaCS. [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/8VD.html> (дата обращения 28.01.2015).

РОЛЬ ГОСУДАРСТВА В РАЗВИТИИ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.А. Ростовщикова

Научный руководитель, доцент И.В. Шарф,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях растущей конкуренции на мировых рынках в условиях санкций, актуальными становятся вопросы использования инновационных решений в ситемах и методах разработки месторождений и переработки углеводородного сырья. Применение современных информационных технологий нефтегазовыми компаниями оказывает существенное влияние на организацию процессов управления как основным производством, так и компанией в целом. В частности, опрос высших руководителей нефтегазовых компаний показывает, что они рассматривают в качестве жизненно важного фактора будущего успеха, прежде всего, инновационную деятельность (рис. 1) [1].



Рис. 1 (Источник: PwC). - «Рост через инновации». Базовая выборка (количество респондентов из нефтегазового сектора): 66 респондентов

По мнению аналитиков и специалистов, государство в состоянии снизить издержки выхода компаний на новые рынки и уменьшить риски, связанные с разработкой и внедрением принципиально новых продуктов. Таким образом, усилия нефтегазовых компаний направлены на внедрение радикально новых и прорывных инновационных проектов в самых разных областях производственной деятельности (рисунок 2) [1].

технологий в производство, определение путей государственного участия в преобразованиях, носящих инновационный характер. Можно выделить четыре блока сосредоточения государственного участия в инновационном процессе[2]:

1. Информация. Для постоянного поддержания, обновления и эксплуатации инновационных банков данных знаний, целесообразным становится создание информационно-аналитических центров. Информационное обеспечение инновационной деятельности осуществляется посредством проведения конференций, смотров техники и технологий отраслевого, регионального и международного уровней.

2. Инфраструктура. С созданием инфраструктуры связана активизация инновационной деятельности. Компании, управляющие фондами, созданными венчурной компанией, налаживают связь с потенциальными поставщиками идей, создают объекты инфраструктуры, такие как центры коллективного пользования, бизнес-инкубаторы и технопарки.

3. Экспертиза. Только идеи, имеющие технико-экономическое обоснование, реальные бизнес перспективы, могут быть профинансированы. Управляющие венчурными фондами компании формируют научно-экспертные советы, которые отбирают проекты и предлагают их к финансированию.

4. Капитал. Задача государственных инновационных институтов состоит в обеспечении инновационных проектов частным финансированием, превращением интеллектуальной собственности в прибыльный бизнес.



Рис. 2 (Источник: PwC). - «Рост через инновации». Базовая выборка (количество респондентов из нефтегазового сектора): 66;

Государственной задачей является содействие изменению отношения бизнеса к внедрению высоких технологий. Крупные компании занимаются исследованиями и разработками по направлениям, которые имеют ресурсное обеспечение, и развитие которых является целеполагающим. По другим направлениям крупные компании осуществляют спрос на инновации [3].

В настоящее время основными координаторами инновационной политики Российской Федерации, направленной на коммерциализацию перспективных научно – исследовательских и опытно – конструкторских разработок, являются ОАО «Российская венчурная компания» (РВК) и корпорация «Российская корпорация нанотехнологий» (РОСНАНО). При их содействии и при поддержке Министерства энергетики РФ, периодически проходят такие выставки как «НЕФТЕГАЗ», «ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ. ГАЗ», «НЕФТЕГАЗ-ИНТЕХЭКО» [4]. Нефтегазовые выставки актуальны в решении и продвижении вопросов внедрения инноваций, интеграции практического опыта повышения эффективности добычи и переработки нефти и газа. Результатом проведения выставки становятся совместные проекты, новые разработки и предложения.

Таким образом, обобщая вышесказанное, можно сказать, что государство принимает активное участие в развитии предприятий нефтяной и газовой промышленности. В частности, без регламентации инновационной деятельности, финансирования и проведения мероприятий, направленных на устойчивое развитие инновационных технологий, нефтегазовый сектор России окажется неконкурентоспособным.

Литература

1. Инновации в нефтегазовом сектор// Электрон. Журнал. [Электронный ресурс]. - Режим доступа. www.pwc.com/innovationsurvey.
2. «Экономическое развитие и инновационная экономика». Государственная программа Российской Федерации. распоряжение от 13 августа 2013 г. п 1414-р
3. Разумов В.И., Сизиков В.П. Основы теории динамических инновационных систем, 2012.
4. Официальный сайт Третьей Международной конференции «НЕФТЕГАЗ-ИНТЕХЭКО». [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://www.neftegaz.intecheco.ru/>

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

А.А. Ростовщикова

Научные руководители: доцент В.В. Коновалов, доцент О.В. Пожарницкая
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы все большее внимание привлекают проблемы использования чистых нетрадиционных возобновляемых источников энергии для нужд энергоснабжения различных сельскохозяйственных и промышленных объектов. Актуальность и перспективность данного направления энергетики обусловлена двумя

основными факторами: катастрофически тяжелым положением экологии и необходимостью поиска новых видов энергии [1].

В связи с медленным, но верным истощением ресурсов основных энергоносителей, в первую очередь, нефти и газа, а также ограниченностью перспектив развития гидро - и атомной энергетики, во многих странах мира ведутся исследования по расширению использования альтернативных энергоносителей — торфа, горючих сланцев, битумов, нетрадиционных газов, энергии тепла земли, солнца, ветра, океана, биосинтеза и др. [2]. Работы по использованию альтернативных энергоносителей ведутся и в России. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234 р. утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, в которой большое внимание уделено необходимости использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.

Изучая прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2013-2018 гг., разработанный ОАО «СО ЕЭС» на основании имеющейся у ОАО «СО ЕЭС» фактической и прогнозной информации о производственно-хозяйственной деятельности субъектов электроэнергетики, утвержденных программ социально-экономического развития региона, а также сведений о заключенных договорах на технологическое присоединение (таблица 1), напрашивается вывод, что в ближайшее время потребность в использовании возобновляемых и нетрадиционных источников энергии будет только увеличиваться, в связи, с чем рассматриваемая проблема становится еще более актуальной.

Таблица 1.

Прогноз потребления электроэнергии энергосистеме Томской области, млн. кВтч

Показатель	2014 (прогноз)	2015 (прогноз)	2016 (прогноз)	2017 (прогноз)	2018 (прогноз)
Электропотребление, млн. кВтч	9344	9421	9531	9609	9688

Формирование энергосистемы состоялось в шестидесятые годы прошлого столетия в основном в городе Томске и прилегающем районе. Наиболее активный процесс формирования энергосистемы состоялся в семидесятые – восьмидесятые годы. В этот период выстроена железная дорога Асино – Белый Яр и выполнено электроснабжение потребителей прилегающих к железной дороге, осуществлено электроснабжение сельскохозяйственных потребителей юго-восточных районов области и начато активное освоение северных нефтегазовых месторождений. В районе месторождений строятся новые города (Стрежевой, Кедровый), начинается освоение Лугинецкого, Игольского, Герасимовского и других нефтегазовых месторождений, для электроснабжения которых строятся подстанции и линии электропередачи.

Основными энергоисточниками энергосистемы Томской области являются электростанции Томская ГРЭС-2 (Ру–331 МВт) и Томская ТЭЦ-3 (Ру–140 МВт), Томская ПРК (Ру–14,7 МВт) входящие в состав Томского филиала ОАО «ТГК–11», а также ТЭЦ СХК (549 МВт), принадлежащая ОАО «Сибирский химический комбинат». Остальные энергетические мощности представлены объектами малой генерации промышленных предприятий, как правило, газотурбинными и газопоршневыми электростанциями (станции промпредприятий) установленной мощностью 61,2 МВт. Энергосистема Томской области является дефицитной по мощности и электроэнергии, переток электроэнергии из соседних регионов, объединенных энергосистем Сибири и Урала в 2012 году составил 3,635 млрд. кВтч или 40 процентов годового потребления электроэнергии.

Дефицитность области по электроэнергии обуславливает поиск путей снижения ее зависимости от внешних поставщиков электроэнергии и повышения тем самым ее энергетической безопасности.

Наличие в области запасов природного газа и его добыча на уровне 4–4,2 млрд. куб. м позволяют потенциально рассматривать возможность строительства новых газовых энергоблоков на Томской ТЭЦ–3, мини–ТЭЦ на базе газотурбинных или газодизельных энергоблоков небольшой мощности. В то же время прогнозируемая тенденция опережающего роста стоимости на природный газ по сравнению со стоимостью угля предопределяет целесообразность использования газа только на эффективном энергетическом оборудовании.

Альтернативой развития электроэнергетики на газе следует считать развитие атомной энергетики и электростанций с использованием угля.

Следует также учитывать, что значительная часть генерирующего оборудования электростанций Томской области отработала свой парк ресурс, изношена и требует замены.

Еще одной особенностью энергосистемы Томской области является то, что основные источники генерации сосредоточены на юге области, а значительная доля потребителей электрической энергии, главным образом предприятий нефтегазового комплекса, расположены на севере региона. Транспорт электрической энергии с юга на север осуществляется по длинным линиям напряжением 110–220 кВ, имеющим на сегодняшний день очень высокую загрузку, приводящую к тому, что в послеаварийных и ремонтных режимах этих ВЛ требуется ограничение нагрузки потребителей. На многих подстанциях энергосистемы также остро стоит вопрос о дефиците резервов трансформаторной мощности. Эти обстоятельства приводят к тому, что в некоторых узлах энергосистемы практически исчерпана возможность подключения новых потребителей к электрической сети.

Все вышесказанное обуславливает необходимость разработки направлений развития электроэнергетики Томской области, среди которых немалое внимание заслуживает применение альтернативных источников энергии и возобновляемых энергетических ресурсов.

Оценка технически реализуемого потенциала возобновляемых и нетрадиционных источников энергии позволяет определить технический потенциал для основных видов возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, среди которых наиболее привлекательным выглядит энергия ветра (таблица 2). Во многих уголках мира ветровая энергетика уже достигла уровня, который позволяет ей стать основным источником энергии. Рост ветроэнергетики в развитых странах, особенно в Европе, длительное время был обусловлен проблемой глобального изменения климата.

Ветровая энергетика является наиболее привлекательным решением мировых энергетических проблем. Она не загрязняет окружающую среду и не зависит от топлива. Более того, ветровые ресурсы присутствуют в любой части мира и их достаточно, чтобы обеспечить растущий спрос на электроэнергию [3].

Таблица 2.
Ежегодный технический потенциал возобновляемых и нетрадиционных источников энергии для Томской области

Наименование	Годовое производство электроэнергии, млрд кВт.ч	Годовое производство тепла, млн Гкал
Ветровая энергия	100 - 402	-
Солнечная энергия	15 - 25	36
Малые гидроэлектростанции	4,1	-
Биомасса	4,7	26
Геотермальная энергия	-	76

Приведенные значения характеризуют суммарные технические возможности производства энергии с помощью возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Сопоставление данных таблицы с современным уровнем производства в Томской области электрической (5,5 млрд кВт.ч) и тепловой энергии (12,3 млн Гкал) показывает, что технический потенциал возобновляемых и нетрадиционных источников энергии значительно превосходит потребности в энергии.

Для оценки реальных возможностей применения возобновляемых и нетрадиционных источников энергии в первую очередь необходимо определить их экономический потенциал, т.е. ту часть технического потенциала, использование которого может быть эффективно при существующих и прогнозных показателях энергоустановок для существующих и прогнозных нагрузок (потребностях в энергии).

Для определения экономического потенциала возобновляемых и нетрадиционных источников энергии требуется проведение серии технико-экономических исследований непосредственно по конкретным пунктам их возможного размещения (технико-экономическое обоснование проектов). На основании экономических оценок проведено ранжирование технологий возобновляемых и нетрадиционных источников энергии по эффективности. Для районов децентрализованного электроснабжения, в которых электроэнергию вырабатывают дизельные электростанции, даны количественные оценки возможной выработки возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, конкурирующих с дизельными электростанциями.

Такой анализ позволяет наметить подходы к разработке программы развития возобновляемых и нетрадиционных источников энергии в Томской области, в том числе определить пилотные проекты, для которых в первую очередь целесообразна разработка технико-экономического обоснования.

Технологии возобновляемых и нетрадиционных источников энергии можно ранжировать в порядке убывания их эффективности следующим образом.

1. Газогенераторные электростанции на древесном топливе эффективны в районах децентрализованного электроснабжения. В случае конкуренции с дизельными электростанциями они вырабатывают существенно (в несколько раз) более дешевую электроэнергию и являются наиболее предпочтительными источниками электрической энергии для изолированных потребителей.

Томская область богата лесными ресурсами. В период наибольшего развития лесопромышленной деятельности отходы отрасли составляли 260 тыс. т. Даже во время наибольшего развития лесозаготовок лесная промышленность использовала лишь около четвертой части древесного запаса, подлежащего рубке, что привело к накоплению спелых и перестойных насаждений.

С учетом этого при коэффициенте полезного действия газогенераторных электростанций 20 процентов возможности производства электроэнергии для Томской области в целом составляют примерно 160 - 640 млн кВт.ч (т.е. 3 - 12 процентов суммарного производства электроэнергии).

2. Ветроэнергетические установки конкурентоспособны по сравнению с дизельными электростанциями в районах децентрализованного электроснабжения при средней скорости ветра более 3,4 м/с (такие скорости характерны для значительного количества населенных пунктов). Их использование позволяет уменьшить выработку электроэнергии на дизельных электростанциях и экономить дорогое дизельное топливо.

3. Малые гидроэлектростанции деривационного типа в отдельных случаях могут оказаться эффективными для электроснабжения изолированных потребителей, однако условия для строительства таких гидроэлектростанций в Томской области неблагоприятны вследствие равнинности рельефа. Возможные масштабы развития малой гидроэнергетики невелики - несколько установок единичной мощностью порядка сотен киловатт.

4. Большие запасы торфа позволяют (в случае наращивания его добычи и производства топливных брикетов) значительно снизить зависимость Томской области от привозного угля, потребляемого котельными. Ограничений на возможности добычи торфа не выявлено.

5. Геотермальное теплоснабжение конкурентоспособно с котельными на всей территории области. Пункты, в которых выявлены термальные месторождения, имеются потребности в тепловой энергии, и целесообразно строительство соответствующих систем: в Асино, Тегульдете, Зырянском, Первомайском, Белом Яре, Бакчаре, Подгорном, Степановке, Назино, Колпашево, Катайге, Нарыме, Парабели, Каргаске и других населенных пунктах.

6. Тепловые насосы, использующие низкопотенциальное тепло, в районах централизованного электроснабжения (там, где электроэнергия дешевле) приблизительно равноэкономичны по сравнению с котельными. Их внедрение может быть целесообразно по неэкономическим (экологическим или социальным) критериям.

7. Геотермальные электростанции в принципе могли бы быть построены в Томской области, однако низкая температура термальных вод требует разработки специального оборудования, которое в настоящее время на рынке недоступно.

8. Известно, что солнечная энергия, доходящая до нашей планеты, примерно в 20000 раз превосходит потребности человечества. Из неё примерно четверть уходит на испарение воды и фактически постоянно более-менее равномерно аккумулируется в атмосфере над любой точкой мира [4]. Однако использование солнечной энергии для электро- или теплоснабжения экономически неэффективно и применение этих технологий в заметных масштабах нецелесообразно.

Неотъемлемой частью привлечения инвестиций в развитие нетрадиционных и возобновляемых источников энергии является создание демонстрационных зон высокой энергоэффективности.

Демонстрационная зона высокой энергетической эффективности представляет собой систему комплексного энергоснабжения, в которой создаются условия для эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, решения организационных, технических, экономических и нормативно-правовых проблем по приоритетным направлениям энергосбережения, концентрации производственного и научно-технического зарубежного и отечественного опыта с целью дальнейшего развития экономики и социальной сферы.

Такие зоны могут быть созданы в Колпашево, Асино и других населенных пунктах области [5]. В структуре такой зоны высокой энергетической эффективности должны быть созданы энергосервисные компании по эксплуатации объектов производства, транспорта и распределения топливно-энергетических ресурсов, организованы постоянно действующие инженерные центры для обучения и переподготовки специалистов в области энергосбережения, оказания консалтинговых услуг, проведения целевых семинаров и других мероприятий информационного обеспечения деятельности по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

При создании демонстрационных зон высокой энергоэффективности необходимо использовать следующие основные принципы:

применение новых прогрессивных технологий и оборудования для производства, транспортировки и распределения тепловой энергии;

внедрение энергосберегающих мероприятий;

обеспечение коммерческой привлекательности и рентабельности демонстрационных проектов.

Подводя итог вышесказанному следует отметить, что Томская область обладает большим потенциалом нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, среди которых наиболее эффективным направлением развития является внедрение газогенераторных электростанций с целью экономии топлива, потребляемого дизельными электростанциями, а также строительство ветроэнергетических установок.

Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии обеспечивают наибольший экономический эффект в районах децентрализованного электроснабжения, где они конкурируют с дизельными электростанциями.

В целях развития использования чистых нетрадиционных возобновляемых источников энергии необходимо предпринять действия на национальном уровне.

1. Принять на законодательном уровне обязательства по развитию возобновляемой энергетики.

2. Разработать на законодательном уровне рыночные инструменты для развития возобновляемой энергетики.

3. Обеспечить устойчивый возврат инвестиций, при вложении их в проекты «возобновляемой энергии».

4. Реформировать рынки электроэнергии, гарантируя:

- устранение барьеров на пути развития возобновляемой энергетики;

- устранение неравных условий на рынке;

- учет в стоимости энергии социальных и экологических издержек, возникающих в результате

загрязнения окружающей среды.

Литература

1. Магомедов АМ Нетрадиционные возобновляемые источники энергии 1996 Издательско-полиграфическое объединение «Юпитер» 4
2. Голицын МВ Альтернативные энергоносители 2004 Наука 3

3. Веселовский ОН, Шнейберг Я.А. Очерки по истории электротехники 1993 Издательство 6
4. Стырикович МА, Шпильрайн ЭЭ Энергетика. Проблемы и перспективы 1981 Энергия 38
5. Постановление Государственной Думы Томской области № 1008 «Об Энергетической стратегии Томской области на период до 2020 года» 2008 Официальные ведомости Государственной Думы Томской области 13(135)-1

**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНОЙ
АППАРАТУРЫ «СКАЛА 48», ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ФУНДАМЕНТОВ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРИ**

Т.Г. Сайфамлюкова, Н.В. Стадникова, С.А. Кофанов

Научный руководитель старший преподаватель О.П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Освоение северных территорий России играет огромную роль в экономике нашей страны и, несомненно, в развитии нефтяной промышленности. Огромные месторождения, расположенные в условиях многолетней мерзлоты, имеют колоссальные по своему объёму запасы нефти и газа, для транспортировки которых требуется удобный и экономически выгодный способ. Этим критериям в полной мере соответствует только трубопроводный транспорт. Поэтому значение новой стальной артерии в столь труднодоступном районе России сложно переоценить.

По сравнению с месторождениями, расположенными в центральной и южной частях страны, северные месторождения обладают рядом особенностей, затрудняющих их разработку и обустройство обслуживающих их комплексов. Одной из особенностей являются сложные инженерно-геологические условия территории освоения и обустройства северных месторождений: наличие многолетнемерзлых пород, пучинистых и просадочных грунтов диктует требования по более детальному и тщательному изучению, учету и анализу данных инженерно-геокриологических изысканий при проектировании и строительстве объектов обустройства месторождений.

В связи с этим возникают сложности при проектировании и строительстве комплексов обустройства месторождений Севера. Магистральный газопровод — один из основных элементов газотранспортной системы и главное составное звено единой системы газоснабжения России.

Однако строительство трубопроводов, как правило, занятие не из легких и сталкивается с рядом трудностей и задач, первоочередная из которых это выбор места прокладки.

Для определения положения трубопровода необходимо иметь представление о породах, складывающих поверхностный слой и о процессах происходящих в них. На поставленные вопросы ответ могут дать геофизические исследования пород.

Современный уровень развития малоуглубинных геофизических исследований позволяет решать необходимые задачи в различных областях нашей жизни: экологический контроль, земледелие и почвоведение, инженерные изыскания и т.д. Методы геофизики находят широкое применение в строительстве.

Геофизические исследования при инженерно-геологических изысканиях для проектирования и строительства магистральных трубопроводов выполняются для определения:

- состава грунтов;
- мощности и условий залегания грунтов;
- определения глубины залегания уровня грунтовых вод в полосе трассы проектируемых

трубопроводов и на площадках сопутствующих сооружений.

Выбор методов геофизических исследований и их комплексирование следует проводить в зависимости от решаемых задач и конкретных геологических условий. Наиболее эффективные геофизические методы исследований при инженерно-геологических изысканиях на объектах магистральных трубопроводов: электроразведка и сейсморазведка.

Целью сейсморазведочных работ является получение сейсмогеологического разреза, с картированием кровли полускальных и скальных пород и литолого-акустических границ в верхней части разреза. Сейсмопрофилирование методом преломленных волн выполняется по методике многократных перекрытий фланговой встречной системой наблюдений. Регистрация и возбуждение ведется с использованием продольных и поперечных волн.

Электроразведка методами вертикального электрического зондирования и профилирования. Выполнение вертикального электрического зондирования производится с помощью следующих установок: симметричной четырёхэлектродной, симметричной трёхэлектродной, трёхэлектродной градиентной, дипольной, частотное и электромагнитное зондирование, зондирование становлением поля в ближней зоне и др.

Для определения состава, мощности и условий залегания грунтов, с целью уточнения инженерно-геологического разреза, на сложных участках по трассе трубопровода рекомендуется выполнять вертикальное электрическое зондирование. Длина установки АВ до 50 м, с обеспечением глубины исследований не менее 5 м.

На участках перехода трубопровода через водные преграды выполняется вертикальное электрическое зондирование с длиной установки АВ 100-250 м, с обеспечением глубины исследований от 15 до 30 м. Точки наблюдений ВЭЗ располагаются по линиям профилей по береговой части – через 20-50 м, по русловой части – через 10-20 м.

В ООО «Конструкторское Бюро Электрометрии» при институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН был разработан комплект электроразведочной аппаратуры «Скала 64». Это

многоэлектродная электроразведочная станция для работы методом сопротивлений: ВЭЗ, ЭП, 2D и 3D томография (Рисунок 1).



Рис. 1 – Комплект электроразведочной аппаратуры «Скала 64»

Используя два 24-х электродных кабеля с шагом 5 метров между электродами, получаем данные для построения геоэлектрического разреза по профилю длиной до 235 метров, затраты времени на построение которого составляют порядка 10 минут.

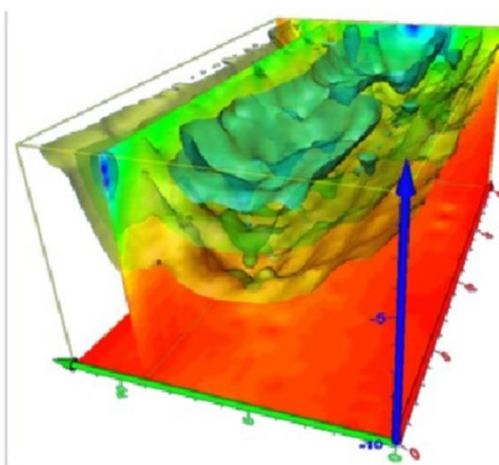


Рис. 2 – Распределение УЭС под котлованом

Данные измерений по параллельным профилям можно обработать программой трехмерной инверсии и получить пространственное распределение УЭС на глубину до 100 м.

Широкое применение станция получила при исследовании различных площадок под строительство.

В данном примере (Рис. 2) исследован грунт по площадке котлована шириной 12 м, длиной около 30 м. Задача – изучение сезонного промерзания. На рисунке показаны изоповерхности по различным значениям удельного электрического сопротивления (УЭС) грунта. Нижняя изоповерхность (50 Ом·м) соответствует УГВ, верхняя (1200 Ом·м) – нижней границе промерзшего песка. Полевые работы 1 час, обработка 10 мин.

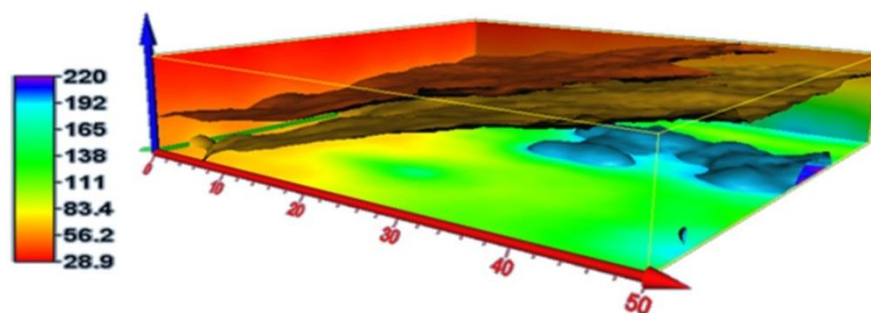


Рис. 3 – Заболоченная площадка под строительство

На рисунке (Рис. 3) представлена заболоченная площадка под строительство котельной 50x55 м. Верхняя изоповерхность УЭС соответствует границе илистого дна и воды, вторая граница – раздел между илом и песком. Высокоомный объект в нижней части – гравийный грунт. Данные подтверждены бурением. Полевые работы заняли 3 часа, обработка - 20 мин.

Малоглубинные исследование грунта для строительства продуктопровода.

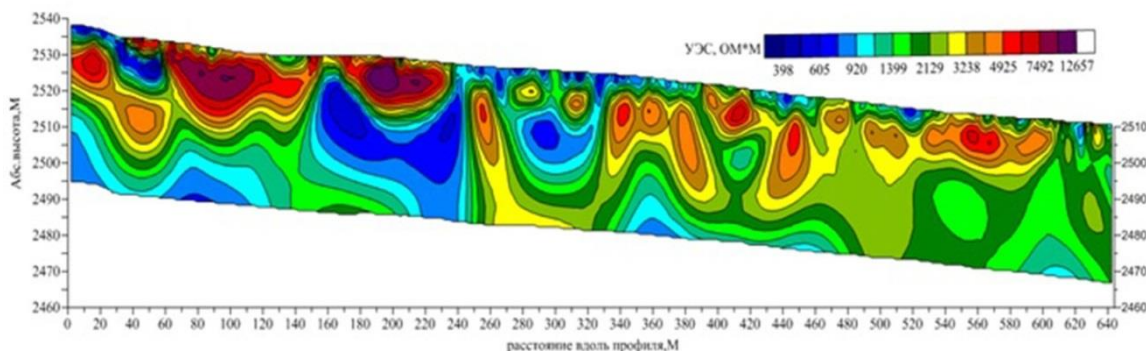


Рис. 4 – Малоглубинные исследование грунта для строительства трубопровода

Характеристики станции СКАЛА 64 включает в себя: Интерактивный подбор параметров шаблона измерений; автоматическая проверка заземления электродов; оценка стабильности каждого измерения; визуальный инструментарий контроля качества данных; автоматическая фильтрация и сглаживание; сохранность данных при обрывах питания; отключение любых электродов; гибкое управление; автоматическая проверка заземления электродов; оценка стабильности каждого измерения.

С помощью аппаратуры СКАЛА-64, возможно проводить мониторинг геологических процессов.

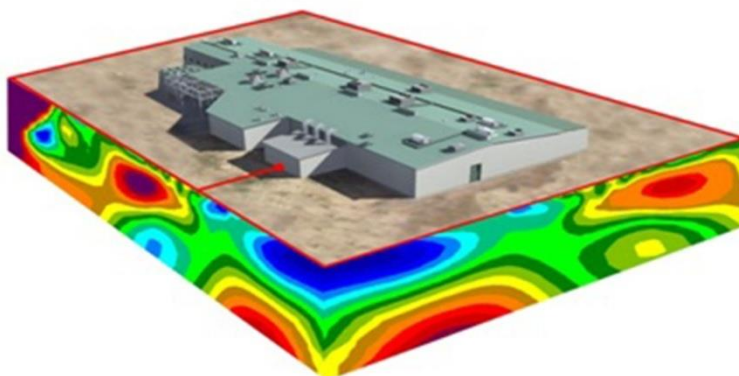


Рис. 5- Стационарная система мониторинга геологических опасных процессов

Таким образом, разработанный прибор позволяет качественно проводить исследования грунтов в сложных геокриологических условиях Сибири и получать всю необходимую подробную информацию для строительства зданий и сооружений высокой надежности.

Литература

1. Комков В.А., Рощина С.И., Тимахова Н.С. Техническая эксплуатация зданий, Издательство: ИНФРА-М, ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ,РИОР, 2005 г.
2. СП 13-102-2003 Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений
3. ТСН 13-311-01 Обследование и оценка технического состояния зданий и сооружений.
4. Хмелевской В. К. Учеб. пособие. - Дубна: Международный университет природы, общества и человека «Дубна»,1999. - 184 с

ПРОГРАММА РАЗРАБОТКИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Е.Г. Самохин, И.В. Шарф

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Не смотря на более чем 150-летнюю историю нефтяной промышленности, в мире по-прежнему сохраняются большие возможности поиска традиционных месторождений нефти и газа в малоизученных и еще неисследованных осадочных бассейнах на суше и континентальном шельфе, в ранее недоступных географических сложных условиях.

Кроме обычной нефти наша планета обладает огромными нетрадиционными ресурсами углеводородов, к которым относятся тяжелая нефть, природные битумы, битуминозные пески, нефтегазоносные сланцы. Сюда же можно отнести и огромные нетрадиционные ресурсы газа: угольные месторождения, водорастворенные газы и газогидраты. Все эти ресурсы пока мало затронуты, а некоторые и вовсе не затронуты (Рис. 1) [1].

По мере развития методов геологического изучения недр и технологий добычи, приоритетными источниками углеводородов в начале XXI века, становятся источники сланцевой нефти и газа. Нефтегазоносные сланцы представляют собой мелкозернистые отложения горных пород, содержащие значительное количество керогена, относящихся к группе сапропелевых видов органики [2]. К основным параметрам, характеризующим физико-химические свойства нефтяных сланцев, можно отнести трещиноватость, пористость, проницаемость и ряд других, в частности термическую зрелость, являющуюся важным параметром при оценке нефтеперспективности и продуктивности сланцевых толщ и зависящую от глубины их погружения.

Главным препятствием добычи сланцевой нефти является низкая эффективность и высокая стоимость производства: из 1 т сланца, обогащенного нефтью, добывается от 0,5 до 1,25 баррелей нефти, т.е. себестоимость баррелей нефти составляет 70 – 110 долл., что значительно превышает себестоимость «обычной» нефти [3]. Россия может стать активным производителем сланцевой нефти только в будущем, но методы геологического изучения и возможные технологии извлечения углеводородов из сланцевых отложений должны разрабатываться уже сегодня.

Необходимость такого подхода к проблеме будет рассмотрено на примере Республики Татарстан. Под руководством Академии Наук РТ в соответствии с поручением Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова была разработана «Программа работ по оценке территории РТ» с целью определения перспектив нефтегазоносности сланцевых отложений и возможности приоритетного выбора тех или иных групп углеводородов при планировании экономического развития на длительную перспективу (30-50 лет) [4].

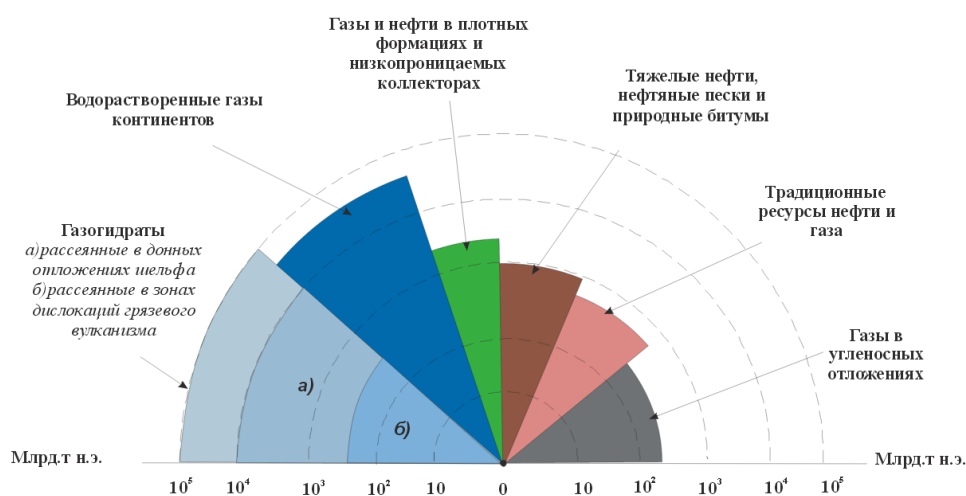


Рис. 1. Геологические ресурсы нетрадиционных углеводородов

Разработанная в республике программа направлена на оценку нефтегазоперспективности отложений, которые можно отнести к сланцевым, и состоит из трех этапов.

Первый этап (2013-2015 гг.) предусматривает обоснование перспектив нефтегазоносности сланцевых и подобных им отложений на территории Татарстана.

Второй этап программы предусматривает проектирование и строительство одной горизонтальной скважины, в которой будет осуществляться гидроразрыв пласта. Задача этапа – получить приток и оценить его промышленное значение. Выбор места заложения скважины и локализации двух-трех перспективных участков для последующих работ будут проводиться с применением сейсмической локации бокового обзора (СЛБО) и низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ) [4].

Третий этап предусматривает оценку ресурсов сланцевой нефти, составление технологической схемы разработки одного-двух участков и технико-экономическое обоснование целесообразности освоения залежей сланцевых нефтей в Татарстане. Переход к третьему этапу работ осуществиться только в том случае, если первые два этапа дадут положительные результаты.

Предварительная оценка стоимости программы около 200 млн. руб., из которых 15 % приходится на первый этап, около 50 % на второй этап, 35 % – на третий этап.

На территории Татарстана перспективы развития нефтесланцевых полей могут быть связаны в первую очередь с породами доманикоидной формации верхнего девона (семилукским (доманиковым) горизонтом), а так же с речицким (мендымским) горизонтом и доманикоидными формациями центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы прогибов. В ходе геохимических исследований пород было выявлено, что среднее содержание органического вещества в отложениях семилукского и речицкого горизонтов составляет соответственно 8,35 и 2,56 %. Это достаточно для выделения их в качестве основного объекта исследования и ресурсной оценки. Присутствие в составе пород значительной доли кремнезема и плотных известняков является благоприятным фактором с точки зрения оценки эффективности гидроразрыва. По геологическому строению эти территории напоминают разрабатываемые на сланцы территории США.

Сланцевая нефть в основном легкая, заключена в породах с весьма низкими пористостью и проницаемостью. Она может быть добыта при использовании технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта. Сланцевой нефтью принято также называть легкие углеводородные фракции, которые могут быть получены в результате термического воздействия на твердые горючие сланцы, обладающие высоким содержанием (50-70 %) рассеянного органического вещества – керогена.

По данным А.М. Жаркова [5], в пределах Русской плиты площадь нефтеперспективных сланцевых толщ составляет 408,126 тыс. км², прогнозные ресурсы нефти категории Д₂ – 898 млн.т.

Поиски и оценка ресурсов сланцевой нефти на территории Татарстана до сих пор не осуществлялась, хотя доманикоидные породы неоднократно изучались с целью определения генерационного потенциала жидких и газообразных углеводородов. Нефтеперспективность сланцевых отложений Татарстана должна рассчитываться на основе уже известных геологических, геохимических, технологических критериев. Согласно работе [5], определяющими условиями формирования месторождений сланцевой нефти и газа являются высокое содержание в породе органического вещества, его определенная катагенетическая зрелость, особенности минерального состава пород, способствующего формированию трещиноватости, а так же наличие перекрывающих и подстилающих сохранность углеводородов в сланцевой толще.

Опыт общения с зарубежными учеными и специалистами показал наше отставание в технике, технологии и организации данных не менее чем на 20 лет. В современных геополитических условиях, необходимо привлекать западные технологии, оборудование и новейшие методики исследований, а без специальной подготовки специалистов невозможно достичь необходимого современного уровня. Для обучения преподавателей и студентов должны создаваться совместные программы и проводиться совместные исследования хотя бы на первом этапе. Эти работы в ходят в программу по сланцевым нефтям и газу [4]. Далее приобретенный опыт необходимо будет распространить на месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти и с другими нетрадиционными ресурсами углеводородов.

Хотелось бы отметить тот факт, что действующая налоговая система государства стимулирует развитие ГРП, разработку залежей с ТЗН (трудно извлекаемые запасы нефти) в сложных горно-геологических условиях Западной Сибири. Применение к ставке НДС специальных понижающих коэффициентов К_д и К_{дв} должны создать оптимальные условия для освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Согласно статье 342.2 НК РФ, коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (К_д), принимается [7]:

1) равным 0 – при добычи нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;

2) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2 мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров/

Коэффициент К_{дв}, характеризует степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. В случае, если значение коэффициента К_д для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья более 1, коэффициент К_{дв} принимается равным 0,3.

К большому сожалению, данная налоговая система проработана только для месторождений Западной Сибири.

В связи с тем, что в Республике Татарстан, сосредоточены огромные запасы трудноизвлекаемой нефти, правительством РФ необходимо принять меры по разработке налогового плана, аналогично с запасами Западной Сибири, в поддержку предприятий, занимающихся разработкой и добычей ТЗН Татарстана.

Литература

1. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России, 2009.
2. Байков Н.М., Байкова Е.Н. Перспективы разработки сланцевой нефти, 2013.
3. Роджерс Д. Товарные биржи: самые горячие рынки в мире / пер. с англ. М. Мацковский, 2008.
4. Электронный ресурс: Официальный сайт министерства промышленности и торговли Республики Татарстан <http://mpt.tatarstan.ru>;
5. Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные Ресурсы России. Экономика и управление 2011;
6. Решение Международной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы» – сентябрь 2014г;
7. НК РФ статья 342.2.

**СОКРАЩЕНИЕ ИЗДЕЖЕК НА ЗАКУП МАТЕРИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ОАО
«СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

Е.В. Сафронова

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значимую долю расходов компании составляют непосредственно закупки материально технических ресурсов и услуг – в зависимости от вида ее деятельности доля расходов колеблется от 20 до 50%. Исходя из этого можно сказать, что оптимизируя деятельность снабжения, возможно значительно усилить финансовые показатели: тем самым, при снижении этих затрат на 10% можно увеличить прибыль компании в разы, а если говорить цифрами то на 10-20%.

Реформы в компании необходимо начать с укрепления финансовой, инвестиционной или производственной дисциплины, а так же нельзя упускать из виду снабжения.

Компании ОАО «Сургутнефтегаз» стала прицельно заниматься вопросами снабжения относительно давно. Руководство компании ОАО «Сургутнефтегаз», для того, чтобы попытаться каким-либо образом изменить ситуацию в сторону сокращения издержек, начало привлекать новых – более компетентных и честных сотрудников. А так же руководство применило радикальный подход, который предполагала не просто сменить управленцев «плохих» на «хороших», а так же внедрить новую технику и оборудования, гибкую оперативную систему нормирования материально-технических ресурсов и трудозатрат, совершенствовать систему повторного использования оборудования, компания начала так же сотрудничество с отечественными производителями по импортозамещению.

Такой подход потребовал мобилизации сил всех сотрудников, в независимости от уровня и непосредственного участия в реформе руководства компании, которое непосредственно взяло на себя полную ответственность за ее проведение. Успешная реализация данного подхода бы не получилась, если бы не было четкого плана преобразования и продуманной идеологии.

Зачастую многие предприятия считают, что идеология преобразований сводится к нескольким понятным и простым рецептам сокращения текущих расходов. В какой-то мере это соответствует действительности, но изучив компанию ОАО «Сургутнефтегаз», которая успешно реализовала программу совершенствования системы снабжения, можно смело утверждать: чтобы был долгосрочный успех, для этого необходимо рассматривать проблему не однобоко, а с разных сторон и направить свои силы на более основательные изменения процессов, так и организации снабжения. Как правило, преобразования в успешных компаниях, проводятся в соответствии с несколькими общими принципами. представлена в табл. 1. [1]

Таблица 1

Принципы сокращения текущих расходов

№№	Название принципа	Описание
1.	Ориентация на цену к ориентации на общую стоимость	Предприятие должно пользоваться методикой полного учета, в которой учитываются прямые и косвенные издержек. Это необходимо для выявления и расчета действительной цены любой закупки с учетом всех расходов. Необходимо добиваться снижения суммарных издержек, даже если это приведет к увеличению закупочных цен.
2.	Переход от вертикальной автономной структуры к горизонтальной интегрированной	Вертикальная автономная структура–структура ориентирована непосредственно на выполнение заказов и все, что с этим связано. Для того, чтобы компания приспевала необходим горизонтальным и интегрированным, а так же к нему должны быть подключены все потребители, которые закупают продукцию внутри компании. С помощью потребителей, удастся значимо для компании сократить неценовые расходы, а так же объединить все требования, которые руководство предъявляет предприятию к закупаемой продукции.
3.	Переход от среднего к высококвалифицированному персоналу	Заниматься системой снабжения должен самый квалифицированный персонал компании, который должен быть лоялен к собственникам и руководству компании. Для того, чтобы кадры в компании были высококвалифицированные, предприятие должно обеспечить обучение или переобучение, а так же карьерный рост.
4.	Переход от стандартного подхода к использованию инноваций	Для того, чтобы достичь наибольший успех, необходимо применяя современные и эффективные аналитические инструменты.
5.	Переход от информации непосредственно к пониманию	Руководители предприятия должны не просто ориентироваться, но и досконально знать все процессы потребления, которые находятся внутри самого предприятия. Если же компания, обладает данной информацией, она сможет регулярно повышать эффективность деятельности своей компании, за счет грамотного воздействия на определенные рычаги управления.

Рассмотрим подробнее систему «Измерение айсберга», которая представлена на рис.1.



Рис.1–Измерение айсберга [1]

Основной целью оптимизации системы снабжения – снижение совокупных издержек на покупку и использование материалов, оборудования или услуг. В практике западных коллег данный подход называется – «совокупная стоимость владения».

В данном подходе предполагается, что закупочная цена – «вершина айсберга», это видимая часть издержек, которые связаны с закупками. Хотелось бы заметить в очередной раз, что ориентация только на цену может повлечь за собой нежелательные последствия, а если говорить точнее то, то это может привести к более высоким совокупным издержкам.

Рассмотрим данную систему на примере компрессора. Предположим, что цена компрессора – 1,5 млн. долларов. При том условии, необходимо принять в расчет полный жизненный цикл компрессора, при этом стоимость потребления энергии, техобслуживания и т.д., при этом его совокупная стоимость возрастет и станет свыше 20 млн долларов.

Отсюда можно сделать вывод, что закупочная цена предмета может быть значительно ниже совокупной стоимости владения, данный вывод представлен на рис. 2. [2]

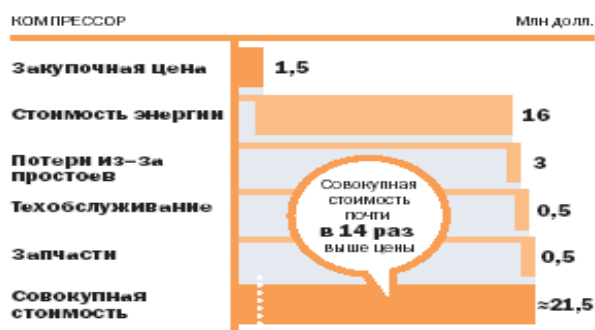


Рис. 2–Система на примере компрессора[1]

Безусловно, предприятие смогло бы подобрать компрессор цена которого бы не превышала 1,2 млн долларов, сэкономив при этом значительную сумму – 300 тыс. долларов. В этом случае существует риск, что дешевый компрессор будет чаще выходить из строя, в этом случае расходы на ремонт компрессора возрастут в разы, к тому же на предприятии будут простои и данная экономия будет не оправдана. Зачастую предприятия направляют свои усилия на снижении закупочной цены, тем самым игнорируя другие, более эффективные способы снижения издержек, к примеру, за счет: оптимального использования материально-технических ресурсов, а так же за счет ремонтной деятельности, опытного управления запасами и повышения качества закупаемой продукции.

Необходимо не только сокращать издержки на закупку материалов, оборудования и на услуги, но и обратить внимание на их использование, это транспортировка, установка, обслуживание, ремонт и утилизация оборудования или материала, а так же на производственные потери в результате сбоев. Если говорить, на примере то можно взять пример из обычной жизни для более доступного объяснения– потребитель, который

подходит к покупке автомобиля. Человек выбирая машину, торгуется не только с учетом цены на товар, но и учитывая прогнозируемые издержки за срок владения машиной и ее предполагаемой продажной цены, с учетом нескольких лет на вторичном рынке.

Надо учитывать, что на крупном предприятии, закупаются десятки тысяч наименований материалов и воплощение данной идеи, которая кажется простой, потребует значительных усилий со стороны управленцев компании, связи с этим, нужна продуманная масштабная технология, которая поможет реализовать данную идею.

Литература

1. Официальный сайт Российской Государственной библиотеки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dlib.rsl.ru/010027463270>, свободный – Загл. с экрана. [1]
2. Официальный сайт Корпоративного управления. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cfin.ru/management/manufact/purchasing_revolution.shtml, свободный – Загл. с экрана. [2]
3. Экономика предприятия: учебное пособие. / Под. ред. Ю. А. Прокофьев. – Томск.: Изд-во Томского политехнического университета – 2010.
5. Официальный сайт Нефтегазовой компании ОАО «Сургутнефтегаз». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru>, свободный – Загл. с экрана.
6. Экономическая теория. Том1: учебное пособие/ Под. ред. А. Ф. Шишкин. – М.: Изд-во ВЛАДОС– 2010.

ТЕХНОЛОГИЯ ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СМЕСИ АСП КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИСТОЩЕНИЯ ТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

П.С. Семиренко

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется снижением эффективности разработки продуктивных пластов, с одной стороны, и увеличением доли трудно-извлекаемых запасов нефти - с другой. В России в течение многих лет происходит снижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время он составляет 28-33 %. Одна из причин такую низкого КИН заключается в недостаточных объемах работ по применению современных методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН), такие как тепловые, газовые, химические, микробиологические. Согласно мировому опыту без применения современных МУН и радикального повышения эффективности заводнения преодолеть снижение нефтеотдачи пласта невозможно. Необходимо внедрять современные методы увеличения нефтеотдачи, так как большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки и характеризуется сложным строением и значительной долей остаточных запасов. В настоящее время количество реализованных проектов «Третичных» методов увеличения нефтеотдачи в мире представлены на рис. 1.



Рис. 1 Проекты «Третичного» МУН в мире

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов составляет около 70%. Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти в России показано на рис. 2. Данное обстоятельство осложняется следующими факторами:

1. Высокой обводненностью скважин;
2. Неблагоприятными условиями залегания нефти и ее аномальными свойствами;
3. Низкими дебитами скважин – низкой продуктивностью пластов;
4. Малоподвижные (высоковязкие) нефти.



Рис. 2 Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти в России

Сейчас в России на зрелых месторождениях в основном применяется традиционные МУН, основным из которых является заводнение. В России с помощью данного метода добывается порядка 90% всей нефти. Однако при вытеснении водой в пласте остается 60-70% нефти, из которых 40-50% является нефть, защемленная в порах, а 20-30% — в зонах с пониженной проницаемостью и ловушках. В Западной Сибири 52% скважинных месторождений находятся в стадии обводненности 60 – 90 % (Рис. 3).

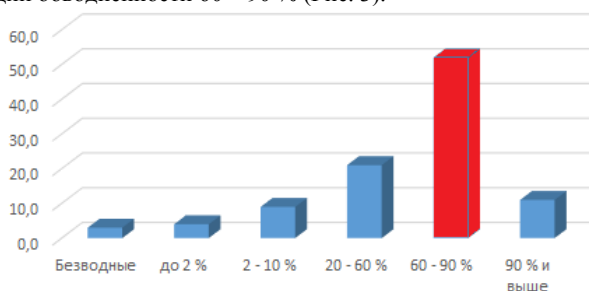


Рис. 3 Структура скважинных месторождений Западной Сибири по обводненности (%)

Во всех компаниях с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов. Так компания ООО «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД), ведущая разработку Салымской группы месторождений в Западной Сибири с 2012 – 2015 гг. реализует пилотный проект с инновационным подходом применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, в котором используются технологии химического заводнения на основе трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП). В пласт, в котором уже прошло заводнение, закачивается раствор из трех химических реагентов. Сода пассивирует породу, ПАВ разбивает нефть на маленькие капли, создает густую эмульсию. Полимер выступает вытесняющим агентом. Все эти три компонента работают вместе и перед собой создают так называемый «эффект бульдозера» — нефтяной вал, который обеспечивает дополнительную добычу нефти и прирост КИН. Отметим что компания разрабатывает три месторождения: Западно - Салымское, Верхне - Салымское и Вадельпское, — расположенные в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре. Суммарные извлекаемые запасы нефти категории С1 и С2 оцениваются в 140 млн.т. Общая площадь лицензионных участков составляет 2 141,4 кв.км. ООО «Салым Петролеум Девелопмент» завершила бурение семи скважин под технологию АСП. В 2015 году компания построит трубопровод и установку по приготовлению раствора, применяемого в данной технологии. Так же на этот год намечена экспериментальная добыча нефти с помощью технологии АСП, а с 2016 года компания готова приступить к полномасштабному внедрению химического заводнения на основе данной технологии.

При полномасштабной реализации данной технологии компанией ООО «Салым Петролеум Девелопмент» дополнительная добыча нефти составит до 25 млн тонн, а на всей территории Ханты-Мансийского автономного округа — 2,4 млрд тонн в ближайшие 15 лет. Дополнительный доход государства в случае реализации проекта АСП — составит около 70 млрд руб.

Можно выделить следующие преимущества инновационного подхода с применением технологии АСП:

1. Вытеснение 90% нефти, оставшейся после заводнения.
2. При применении АСП срок нефтедобычи составляет 3-5 лет, что свидетельствует об энергоэффективности технологии. В отличие от использования стандартного МУН — заводнения — на извлечение, нефти которого, тратятся десятилетия.
3. Данная технология позволяет существенно снизить ущерб окружающей среде. Компоненты, входящие в смесь АСП, нетоксичны.
4. Природные ресурсы используются более рационально и интенсивно.
5. Обновится фонд скважин, будут созданы гораздо более высокотехнологичные рабочие места.

Это вдохнет в регион новую жизнь, а бизнес получит стимул для развития.

Сдерживающие факторы развития данной технологии в России являются:

1. Отсутствие локального нефтехимического производства, а это потребует новых вложений в западносибирский регион.

2. Дорогостоящая технология по сравнению с традиционными методами нефтедобычи. Удельная стоимость добычи нефти с применением АСП оценивается СПД в 3-6 тыс. руб./т. При существующем налоговом режиме такие затраты не окупятся, поэтому требуется поддержка со стороны государства.

Согласно прогнозам МЭА к 2030 году в рамках проектов с применением современных методов увеличения нефтеотдачи будет добываться около 300 млн тонн нефти в год.

Литература

1. Никитина А. В. Нефтегазовая вертикаль, 2014. – С. 24 – 26;
2. <http://salympetroleum.ru> - официальный сайт компании ОАО «Салым Петролеум Девелопмент»;
3. информационное агентство России [Электронный ресурс]. - Режим доступа. <http://itar-tass.com/ekonomika>

СУПЕРВАЙЗИНГ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ

А. В. Сизов

Научный руководитель профессор Г. Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Супервайзинг доказал свою эффективность в нефтегазовой отрасли, положительный эффект от деятельности сервисных организаций в области входного контроля качества исполнения строительства и ремонта нефтегазовых скважин очевиден. Поэтому одной из основных тенденций его развития является переложение опыта и внедрение как основного инструмента входного контроля качества подрядных работ в иные сферы деятельности и отрасли промышленности представленные на рисунке 1.

Автором предлагается перенести успешный опыт супервайзинга в следующие сферы деятельности: колонковое бурение в составе геолого-разведочных работ на твердые полезные ископаемые, строительство и сооружение водозаборных скважин, инженерные изыскания, проведение экологических работ. Общность концептуальная схожесть представленных сфер деятельности со строительством и ремонтом нефтегазовых скважин, заключается в том, что производственный процесс может носить неопределенный конечный результат, а значит и технологические процессы будут иметь волотильный характер, поэтому правильность исполнения технологии производства будет иметь основополагающее значение и является основной объединяющей стезей в вопросах внедрения супервайзинга.

Отметим также, что вопросы внедрения супервайзинга в сферы колонкового бурения в составе геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые, строительство и сооружение водозаборных скважин, инженерных изысканий, обоснованы и изложены в научных трудах [1,2,3], поэтому стоит уделить особое внимание принесению опыта супервайзинга строительства и ремонта нефтегазовых скважин в сферу рекультивации земель.

Воздействие средств производства на окружающую среду имеет глобальный характер, а контроль и надзор за природовосстановлением характеризуется низкой эффективностью. В настоящее время данный вопрос поднимается специалистами в различных кругах, но лишь в рамках документально неподтвержденных диалогов и дискуссий, в связи с чем в научной среде отсутствует какая либо информация по данной проблематике. В узких кругах специалистов бытует мнение о ненадлежащем качестве работ по ликвидации шламовых амбаров и рекультивации механически нарушенных земель, но не выносятся на открытое обсуждение научного общества. Что в первую очередь может характеризоваться тем, что экономики различных отраслей промышленности ориентированы на получение максимального финансово хозяйственного эффекта-прибыли, сдвигая приоритеты экологии на второй план. Актуальность рассматриваемых вопросов перенесения опыта супервайзинга нефтегазовой отрасли при рекультивации земель, также обусловлена потребностью в контроле качества производства экологических работ, что подтверждается закупочными документациями размещенными на портале закупок в сети интернет. Так в частности предметами закупок юридических лиц выступают:

1) Супервайзинг (оценка эффективности, контроля качества и полноты выполнения) работ по переработке отходов бурения и рекультивации шламовых амбаров;

2) Супервайзинг за проведением работ по рекультивации нефтезагрязненных земель;

Ввиду того, что супервайзинг уже применяется в качестве инструмента контроля качества при проведении экологических работ, следует отметить, что он имеет единичный характер, в связи с чем стоит обосновать повсеместное его применение.

Рекультивация земель является неотъемлемой составной частью лицензии на право пользования недрами (Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»), общие для Российской Федерации требования при проведении экологических работ, связанных с нарушением почвенного покрова и рекультивацией земель, являются обязательными для использования всеми юридическими, должностными и физическими лицами, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 февраля 1994 г. № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы». Согласно данному документу контролю подвергаются проект выражающийся в проведении экологической экспертизы, и результаты работ выражающиеся в приемке передаче рекультивированных земель

комиссии с пакетом документов, в перечень которых входят материалы проверок выполнения работ по рекультивации, осуществленных контрольно-инспекционными органами или специалистами проектных организаций в порядке авторского надзора, а также информация о принятых мерах по устранению выявленных нарушений. Экспертиза дает определенные результаты, но она недостаточно эффективна, так как процесс достижения конечного результата остаётся в тени. Авторский надзор, также можно считать неэффективным с точки зрения контроля, в случае позднего выявления дефектов в проектной документации, без возможности оперативно внести изменения в проект, проектная организация будет всячески стараться замалчивать и скрывать подобные факты, тем самым теряя объективность своего надзора. Поэтому авторский надзор осуществляется только в рамках соответствия конечного результата проектной документации. Единичный инспекционный контроль, также может быть нерезультативным, ведь речь идет о процессе производства, а не о текущем положении дел в определенный момент времени.

Рекультивация нарушенных земель, сложносоставная сфера деятельности, которая характеризуется определенной последовательностью выполнения этапов производства:

- 1) Подготовительный этап. Характеризуется обследованием объекта и обозначением комплекса мероприятий по проведению работ.
- 2) Технический этап. Непосредственная механическая рекультивация (ликвидация) шламового амбара, реализация технических решений.
- 3) Биологический этап. Посев растительности.

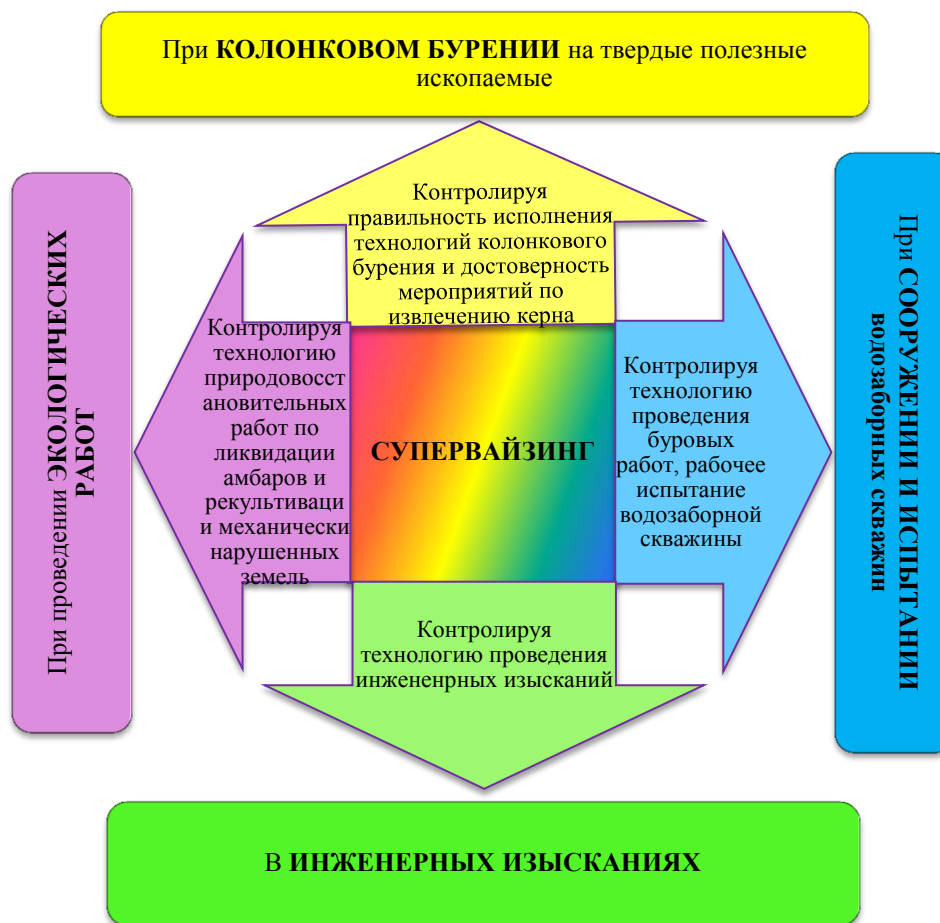


Рис. 10. Внедрение супервайзинга строительства и ремонта нефтегазовых скважин в иные сферы деятельности

Как правило, исполнители отступают от регламентированной технологии проведения работ, что безусловно сказывается на качестве экологической составляющей среды, поэтому вопросы правильности исполнения технологии производства в данной сфере выносятся на первый план. Предотвращение загрязнения

земель при организации строительства опасных производственных объектов, а также эксплуатационного бурения реализуется посредством снятия (среза плодородного слоя почвы), доходящего порой до нескольких метров толщиной и его отдаленного складирования, при этом снятие почвенного слоя рекомендуется производить по всей толщине и за один подход.[5] По завершению добычи или ликвидации объекта строительства плодородный слой почвы восстанавливается ранее созданным резервом, В зависимости от вида почв, и степени загрязнения подход к рекультивации может быть дифференцированным (агробиологический, химический, систематические промывки, комбинированный). В основе агробиологического метода лежит глубокая вспашка, на полную толщину плодородного слоя почвы, посредством которого происходит разрушение, и перемежение частиц засоленных горизонтов, оказывающих положительное воздействие на воспроизводство растительности. Наибольший эффект при этом происходит, при применении минеральных и органических удобрений. Метод рассолевания значительно засоленных почв реализуется периодическими промывками, через коллекторно-дренажную сеть, а также щелчевание и кротование. Нормы и основные вехи производственного процесса фиксируются отбором проб, а также лабораторными исследованиями. При макрокомпонентом загрязнении возможно применение механического метода заключающегося в перемешивании загрязненного слоя почвы с незагрязненной, а в отдельных случаях могут применяться химические методы связанные с обогащением солями почв, а также полное удаление загрязненного слоя. По завершению технического этапа рекультивации происходит посев растительности. Из всего многообразия работ по рекультивации, следует отметить обоснованную необходимость контроля качества исполнения технологии производства. Супервайзер постоянно присутствуя на объекте производства может контролировать выполнение технологически важных производственных операций, технических и организационно-технических действий и мероприятий, осуществляемых подрядчиками при выполнении ими условий договоров подряда, на предмет соответствия объемов, состава, качества и сроков выполняемых работ условиям указанных договоров, проектов производства работ, положениям применимых нормативно-технических документов, а также требованиям действующего законодательства РФ, проектной документации и регламентов заказчика. В настоящее время контроль за качеством исполнения производства работ по рекультивации, является прерогативой экологов документаторов, внутренней структуры заказчика. Внутренний контролер не всегда в полной степени автономен от своих коллег, он также зависим от начальства зачастую ориентированного на выполнение плановых показателей, что безусловно негативно сказывается на качестве проведения работ по рекультивации земель и исполнении договорных обязательств. Супервайзер замотивирован в добросовестном исполнении возложенных на него обязанностей, через систему штрафных санкции предусмотренную договорными отношениями с заказчиком, что делает такой контроль более объективным.

Литература

1. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Супервайзинг при колонковом бурении в составе геолого-разведочных работ // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – М., - 2014 - № 6 - С. 50-53.
2. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Технический надзор при строительстве водозаборных скважин // Разведка и охрана недр, М., - 2015 - № 2 - С. 35-38.
3. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Супервайзинг как инструмент контроля качества инженерных изысканий // Инженерные изыскания, -М., 2014 - № 13-14 - С. 24-29.
4. Официальный сайт Российской Федерации в сети Интернет для размещения информации о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг [Офици. сайт]. URL: <http://www.zakupki.gov.ru> (дата обращения: 07.04.2015);
5. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома: РД. 39-0147098-015-90. – М.: Вост. НИИТБ. – 56 с.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ИЗ ДОГОВОРА НА ОКАЗАНИЕ УСЛУГ БУРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА К.Н. Третьяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Буровой супервайзинг в России, как экономико-производственное явление стал складываться с начала 90-х годов XX века. Основной причиной востребованности бурового супервайзинга стала необходимость дополнительной защиты имущественных интересов заказчика буровых работ, наблюдение за качеством выполнения работ подрядчиком, снижение рисков заказчика. В этих целях фактические отношения между заказчиком, подрядчиком и супервайзером, их взаимные обязательства стали облекаться в формы договоров на оказание супервайзинговых услуг, других подобных договоров.

Если договор на выполнение буровых работ регламентирован гражданским законодательством достаточно подробно (параграф 3 Главы 37 ГК РФ – строительный подряд), то действующее законодательство прямо не предусматривает такого вида договоров как договоры на оказание супервайзинговых услуг. Отсутствие прямого регулирования оказания услуг бурового супервайзинга не означает, что данный вид отношений не может существовать. Гражданское законодательство допускает заключение подобных договоров. Исходя из принципов закрепленных в ч. 2 ст. 1 ГК РФ и ст. 2 и ст. 421 ГК РФ стороны вправе заключить договор, как предусмотренный, так и не предусмотренный законом или иными правовыми актами.

Правовой основой договора на оказание супервайзинговых услуг при проведении буровых работ будет являться ст. 749 ГК РФ Участие инженера (инженерной организации) в осуществлении прав и выполнении обязанностей заказчика, которая фактически закрепила возможность участия сторонних специалистов привлеченных заказчиком для контроля за деятельностью подрядчика при выполнении буровых работ. Права и обязанности инженера (инженерной организацией) должны быть указаны в подрядном договоре заключаемым между заказчиком и подрядчиком.

Реализация указанной нормы законодательства Российской Федерации на практике образует систему договорных отношений, которая включает в себя: договор подряда, заключаемый между заказчиком строительства и подрядчиком; договор на оказание супервайзинговых услуг заключаемый между заказчиком строительства и супервайзером. Следует отметить, что нет прямых экономических отношений между подрядчиком и супервайзером – все их отношения опосредованы правами и обязанностями закрепленными договором с заказчиком [1].

Как было отмечено выше, отношения на оказание супервайзинговых услуг не регулируются специальными нормами законодательства. Поэтому отношения между заказчиком и инженером (инженерной организацией) регулируются нормами главы 39 ГК РФ Возмездное оказание услуг. В соответствии со ст. 779 ГК РФ исполнитель обязуется по заданию заказчика оказать услуги (совершить определенные действия или осуществить определенную деятельность), а заказчик обязуется оплатить эти услуги. Предметом этого договора будет являться деятельность исполнителя (инженера – инженерной организации) по наблюдению за подрядчиком по выполнению проекта бурения скважин по добыче полезных ископаемых. А также за соблюдением выполнения работ требованиям технических регламентов, строительным нормам и правилам, правилам безопасности и прочим техническим нормам регламентирующих соответствующую деятельность подрядчика при выполнении своих обязательств по договору подряда, информирование заказчика о выявленных недостатках в работе подрядчика.

Субъектом отношений по договору оказания супервайзинговых услуг при производстве буровых работ являются заказчик и исполнитель:

Заказчиком может выступать юридическое лицо, имеющее лицензию по добыче полезных ископаемых выданных в соответствии с законодательством о недропользовании. В этом случае заказчик выполнения буровых работ будет выполнять функции застройщика (п. 16 ст. 1 Градостроительного кодекса РФ). А также заказчиком супервайзинговых услуг при проведении буровых работ может выступать технический заказчик (п.22 ст. 1 Градостроительного кодекса РФ) уполномоченный застройщиком и от имени застройщика заключать соответствующие договоры.

Особых требований к исполнителю по договору на оказание супервайзинговых услуг при выполнении буровых работ действующее законодательство не предусматривает. На практике заказчики подобных услуг требуют от исполнителей документы подтверждающие допуск саморегулируемых организациях к выполнению данного вида работ.

Права и обязанности сторон закрепляются в соответствии со ст. 307 ГК РФ, которая регламентирует исполнение предмета договора. Основными правами и обязанностями заказчика по договору на оказание супервайзинговых услуг при выполнении буровых работ является передача всей необходимой информации об объекте, в частности: техническое задание, проект, а также иные документы имеющие значение для исполнения данного договора и оплата за оказанные услуги в соответствии с договором.

Обязанностями супервайзера будет являться выполнение непосредственной деятельности по наблюдению за подрядчиком, информирование о выявленных нарушениях заказчика, в частности это выражается направлением соответствующих специалистов на производственный объект. В случае обнаружения недостатков супервайзер обязан уведомить о выявленных недостатках заказчика. Кроме того, на практике, супервайзеры наделяются правом требовать «на прямую», от подрядчика исправления выявленных недостатков за счет подрядчика.

Ответственность супервайзера по договору заключается в том, что он несет имущественную ответственность за неисполнение, или ненадлежащее исполнение договора в соответствии с гражданским законодательством. В частности договором может быть предусмотрено, что ответственность супервайзера наступает за неинформирование о выявленных недостатках, повлекших за собой неблагоприятные последствия для заказчика, а также за недостатки которые должен был выявить супервайзер.

Литература

1. Сизов А.В. Третьяков К.Н. Предмет договора на оказание супервайзинговых услуг Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин 2014 // Материалы всероссийской научно-технической конференции; Сборник докладов, 2014 - С. 426-434

АВТОМАТИЗАЦИЯ ДОКУМЕНТООБОРОТА ПО УЧЕТУ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУДОВЫХ РЕСУРСОВ

М.В. Соколова

ООО «Газпром добыча Кузнецк», г. Кемерово, Россия

Развитие информационных технологий в настоящее время происходит очень динамично. Практически в любой финансово-производственной деятельности сегодня разработано и активно применяется специализированное программное обеспечение, основной целью которого является максимальная автоматизация бизнес-процессов, позволяющая эффективно хранить, обрабатывать и распределять накопленные данные, «не раздувать» штат, сокращать время выполнения работ и оптимизировать работу предприятий.

На сегодняшний день в ООО «Газпром добыча Кузнецк» существует две проблемы.

Во-первых, территориальная удаленность газового промысла (ГП) и администрации Общества, увеличение фонда скважинного оборудования, требование документального оформления всех сборно-разборных операций [1,2,3] приводит к необходимости оформления все большего количества документов (протоколы, справки, акты ввода и пр. документы). Увеличение объема «бумажной работы» происходит в ущерб выполнению основных обязанностей начальников участков. Кроме того, возрастает дополнительная нагрузка на производственный отдел (ПО) и бухгалтерию по обработке, учету и формированию необходимой отчетности.

Во-вторых, работники используют разрозненные базы для учета скважинного оборудования, которые создавались локально, в основном для решения задач конкретных отделов и участков. Возможность получить единую экономико-производственную картину по каждой единице скважинного оборудования и по всему фонду в целом сегодня отсутствует.

Также значительная часть рабочего времени (49 %) всех специалистов, в функции которых входит учет движения оборудования, уходит на формирование, согласование и обработку документации, о чем свидетельствуют полученные результаты (рисунок 1).

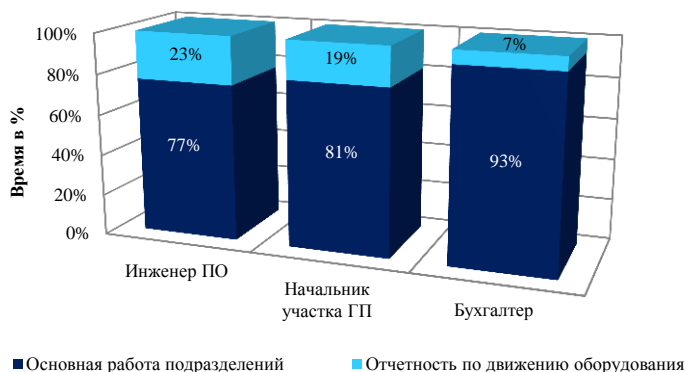


Рисунок 1 - Анализ трудозатрат на документооборот за апрель 2014 года

При этом, использование различного программного обеспечения (1С и Microsoft office Excel) приводит к увеличению временных затрат на получение оперативной достоверной информации, а также опечаткам при оформлении, что зачастую влечет переоформление документации с «нуля». Отметим, что при документообороте действует достаточно сложная схема согласования.

Целью работы является повышение эффективности трудовых ресурсов специалистов, в функции которых входит учет движения скважинного оборудования.

Реализация поставленной цели обусловила необходимость разработки собственными силами программного модуля «Движение оборудования» на базе программы 1С, а также создания единой электронной базы скважинного оборудования с наличием экономико-производственных показателей по каждому объекту, с возможностью автоматического формирования необходимого комплекта документов и отчетов, а также оперативного доступа к информации заинтересованными службами и осуществления дистанционного согласования документов.

На сегодняшний день в ООО «Газпром добыча Кузнецк» произведена апробация программного модуля «Движение оборудования», которая подтвердила актуальность и практическую значимость раскрытой в данной работе темы.

В тестовом режиме получены результаты (рисунок 2) и составлен прогноз сокращения временных затрат у специалистов на 2-е полугодие 2014 года (рисунок 3).



Рисунок 2 - Результаты пилотного запуска модуля (экономия временных затрат) в апреле месяце 2014 г.

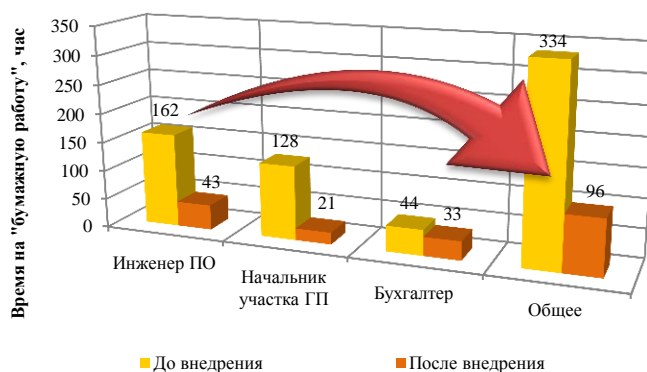


Рисунок 3 - Прогноз снижения (экономии) временных затрат за 2-е полугодие 2014 г.

На данном этапе процесс автоматизации документооборота не заканчивается, продолжается совершенствование работы над программным модулем. В 4 квартале 2014 года планируется внедрение электронной цифровой подписи, использование которой позволит избежать сложной схемы согласований, осуществить возможность оперативного взаимодействия между ГП и администрацией Общества, что в целом приведет к сокращению на 30% затрачиваемого сегодня времени у всех сотрудников на подписание документов.

Основные преимущества от внедрения программного модуля «Движение оборудования», разработанного на базе программы 1С:

1. Экономия временных затрат за апрель месяц 2014 года составит 55 часов (49%) у всех специалистов, задействованных в документообороте по учету скважинного оборудования. При этом во 2-м полугодии 2014 года высвободится 217 часов (65 %): у инженера ПО - 119 часов; начальника участка ГП - 107 часов; бухгалтера - 11 часов, тем самым повысится производительность труда и увеличится время на выполнение непосредственных обязанностей.

2. Экономия на приобретении специализированного программного обеспечения (ориентировочная стоимость проекта, включающего затраты на приобретение, внедрение, обучение персонала и сопровождение программного продукта - системы учета и работы насосного оборудования «МИЦАР» ЗАО «Сталкер» составляет 10 млн. рублей) за счет разработки собственными силами (используя потенциал сотрудников).

3. Создание единой актуальной электронной базы по оборудованию с наличием экономико-производственных показателей по каждому объекту и с возможностью автоматического формирования необходимых отчетов для мониторинга и анализа работы задействованного скважинного оборудования.

4. Оперативность доступа к информации заинтересованными службами.

5. Оптимизация деятельности нескольких подразделений (газового промысла, производственного отдела, бухгалтерии).

Литература

1. Приказ Минфина РФ от 09.06.2001 N 44н "Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету "Учет материально-производственных запасов" ПБУ 5/01".
2. Регламент по учету и движению глубинно-насосного оборудования при эксплуатации и проведении подземных ремонтов скважин в ООО «Газпром добыча Кузнецк». – Кемерово, 2014.
3. Федеральный закон от 06.12.2011 N 402-ФЗ "О бухгалтерском учете".
4. Веб-сайт: 1С. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.1c.ru.

КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА ОРГАНИЗАЦИИ

В.В. Стоцкий, О.П. Кочеткова

Научный руководитель старший преподаватель О.П. Кочеткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Молодой специалист — это сотрудник в возрасте до 35 лет, получивший среднее или высшее профессиональное образование, независимо от формы обучения, работающий сравнительно недолгий срок и имеющий небольшой практический опыт работы. Современный российский работодатель при приеме на работу отдает предпочтение имеющим опыт работы и нужные связи. Встает вопрос: откуда у молодых специалистов очной формы обучения, возьмется опыт работы и где взять те самые связи, особенно, если речь идет об иногородних студентах? Отсюда следует, что взаимные ожидания выпускников и работодателей не совпадают.

В настоящее время одной из главных задач по управлению персоналом является подбор и расстановка кадров, а именно, увеличение их успешности. Требования к кандидатам какой-либо конкретной крупной организации можно найти в документе, определяющем корпоративные ценности этого предприятия. Обычно этот документ является кодексом корпоративной этики. Корпоративная этика закрепляет корпоративные ценности организации, а также определяет наиболее важные правила делового поведения внутри нее.

Основы корпоративной этики включают в себя следующие атрибуты:

1. Общие ценности, которые сотрудники ценят в своей жизни, работе – свои должности, возможности продвижения в карьере, саму работу.
2. Вера в руководство, успех, свои силы, взаимопомощь и справедливость.
3. Коммуникационная система в коллективе, язык общения, использование устной, письменной, невербальной коммуникации, жестикализации и прочее.
4. Осознание времени, отношение к нему, его правильное использование, соблюдение распорядка рабочего дня, графика работы.
5. Взаимоотношения между людьми, которые различаются в зависимости от возраста, статуса, должности, уровня знаний.
6. Процесс развития работников, проведение обучающих процедур, тренингов, обучение новых сотрудников, процесс передачи опыта, навыков и знаний.
7. Трудовая этика, методы стимулирования к достижениям. Распределение обязанностей, оценка работы, вознаграждение, пути продвижения по служебной лестнице.
8. Внешний вид сотрудников, деловой стиль одежды, поведения.

Все эти характеристики, в совокупности – это формирование корпоративной этики. Процесс этот – взаимный – люди, работающие в организации, формируют корпоративную этику организации, и одновременно культура влияет на их поведение.

На примере Кодекса корпоративной этики ОАО «Газпром» оговаривается [1], что при разработке Кодекса учтены общепринятые нормы корпоративной и деловой этики, а также опыт лучших российских и зарубежных практик корпоративного управления.

Корпоративными ценностями, согласно Кодексу являются:

- **профессионализм** – глубокое знание своей специальности, своевременное и качественное выполнение поставленных задач, постоянное совершенствование профессиональных знаний и умений;
- **инициативность** – активность и самостоятельность работников в оптимизации производственного процесса;
- **бережливость** – ответственный и бережный подход к использованию активов организации, к собственному рабочему времени и рабочему времени других работников;
- **взаимное уважение** – командный дух в работе, доверие, доброжелательность и сотрудничество;
- **открытость к диалогу** – открытый и честный обмен информацией, готовность совместно выработать оптимальное решение;
- **преемственность** – уважение к труду и опыту старших поколений, общение начинающих с ветеранами труда, наставничество;
- **имидж** – использование приемов и стратегий, направленных на создание позитивного мнения об организации.

Также, организация ценит в своих работниках:

- **компетентность, то есть:**
 - глубокие и всесторонние знания по специальности;
 - высокий профессионализм;
 - умение строить отношения с партнерами и коллегами;
 - наличие знаний в смежных областях;
- **инициативность, то есть:**
 - способность предлагать новые подходы и идеи;
 - стремление к самосовершенствованию;
 - творческий подход к работе;
 - активность и самостоятельность мышления;
 - готовность и способность брать на себя ответственность;
- **личностные качества, то есть:**

- честность, порядочность, искренность;
- доброжелательность в отношениях с коллегами;
- высокая внутренняя культура и самодисциплина;
- умение сохранять конфиденциальность информации;
- **корпоративное поведение, то есть:**
 - преданность и лояльность организации;
 - содействие формированию духа сплоченной команды;
 - готовность оказать поддержку и прийти на помощь.

Но как же выявить эти качества в кандидатах на трудоустройство? Конечно же, универсального ответа нет, но снизить процент «промахов» по подбору и расстановке кадров можно на этапе собеседования и трудоустройства. К примеру, в компании «Шлюмберже» на собеседовании кандидатам предлагают несложные логические и вычислительные задачи, устное собеседование на иностранном языке, в основном – английском, а также ряд более сложных задач по прикладным дисциплинам.

Можно для собеседования предложить и психологические тесты, определяющие тип личности кандидата, по результатам которых принимать решение о предоставлении соискателю позиции в организации.

Одним из таких тестов является тест Дж. Холланда [2]. Согласно типологии личности американского психолога Дж. Холланда, различают шесть психологических типов людей. Каждый тип характеризуется определенными особенностями темперамента, характера и т. д. В связи с этим определенному психологическому типу личности соответствуют профессии, в которых человек может достичь наибольших успехов.

Испытуемому дается следующая инструкция: «Предположим, что после соответствующего обучения вы сможете работать по любой специальности. Однако если бы вам пришлось выбирать только из двух возможностей, что бы вы предпочли? Обведите кружком выбранный вами ответ в регистрационном бланке».

Сам бланк выглядит следующим образом:

Таблица 1.

Опросник Дж. Холланда

1а Инженер-технолог	1б Конструктор
2а Завуч по внеклассной работе	2б Председатель профсоюзного комитета
3а Дизайнер	3б Чертежник
4а Ученый-химик	4б Бухгалтер
5а Политический деятель	5б Писатель
6а Повар	6б Наборщик
7а Адвокат	7б Редактор научного журнала
8а Воспитатель	8б Художник по керамике
9а Вяжальщик	9б Санитарный врач
10а Нотариус	10б Снабженец
11а Переводчик художественной литературы	11б Лингвист
12а Педиатр	12б Статистик
13а Заведующий магазином	13б Фотограф
14а Философ	14б Психиатр
15а Оператор ЭВМ	15б Карикатурист
16а Садовник	16б Метеоролог
17а Учитель	17б Командир отряда
18а Художник по металлу	18б Маляр
19а Гидролог	19б Ревизор
20а Заведующий хозяйством	20б Дирижер
21а Инженер-электронщик	21б Секретарь-машинистка
22а Главный зоотехник	22б Зоолог
23а Спортивный врач	23б Фельетонист
24а Водитель троллейбуса	24б Медсестра
25а Копировщик	25б Директор
26а Архитектор	26б Математик
27а Работник детской комнаты милиции	27б Счетовод
28а Председатель колхоза	28б Агроном-семеновод
29а Биолог	29б Офтальмолог
30а Архивариус	30б Скульптор
31а Стенографист	31б Логопед
32а Экономист	32б Заведующий магазином
33а Научный работник музея	33б Консультант
34а Корректор	34б Критик
35а Радиооператор	35б Специалист по ядерной физике
36а Врач	36б Дипломат
37а Актер	37б Телеоператор
38а Археолог	38б Эксперт

39а Закройщик-модельер	39б Декоратор
40а Часовой мастер	40б Монтажник
41а Режиссер	41б Ученый
42а Психолог	42б Поэт

Обработка результатов производится следующим образом: В регистрационном бланке подсчитывается количество отмеченных ответов по каждому столбцу в отдельности. Полученные числовые значения характеризуют выраженность определенного типа личности по классификации Дж. Холланда.

Таблица 2.

Лист ответов

1 столбец	2 столбец	3 столбец	4 столбец	5 столбец	6 столбец
1а	1б	2а		2б	3а
3б	4а		4б	5а	5б
6а			6б	7а	
	7б	8а			8б
9а		9б	10а	10б	11а
	11б	12а	12б	13а	
13б	14а	14б	15а		15б
16а	16б	17а		17б	18а
18б	19а		19б	20а	20б
21а			21б	22а	
	22б	23а			23б
24а		24б	25а	25б	26а
	26б	27а	27б	28а	
28б	29а	29б	30а		30б
31а		31б	32а	32б	
	33а	33б	34а		34б
35а	35б	36а		36б	37а
37б	38а		38б	39а	39б
40а			40б	41а	
	41б	42а			42б

- 1-й столбец - реалистичный тип,
 2-й столбец - интеллектуальный тип,
 3-й столбец - социальный тип,
 4-й столбец - конвенционный тип,
 5-й столбец - предприимчивый тип,
 6-й столбец - артистический тип.

Анализ полученных данных производится путем выделения столбца, содержащего наибольшее количество отмеченных ответов, соответствующего определенному типу личности, по Дж. Холланду.

- Реалистичный отражает инициативность, самостоятельность, склонность манипулировать инструментами и механизмами, решать практические задачи с конкретными результатами.
- Исследовательский. Его обладатель предпочитает анализировать и решать творческие задачи абстрактного характера, формулировать идеи; он критичен, независим, открыт новому.
- Артистический, присущий лицам эмоциональным, оригиналам, любителям выразить себя художественными средствами.
- Социальный, свойственный демократичным, стремящимся к совместной работе, широким контактам субъектам, оказывающим помощь, обучающим, воспитывающим окружающих, налаживающим межличностные отношения, любителям философствовать и выступать.
- Предпринимательский характеризует энергичных, стремящихся к успеху и материальной выгоде людей, умеющих влиять на других и добиваться своего, в том числе путем компромиссов, неспособных к кропотливой рутинной работе.
- Конвенционный - это тип бухгалтера, исполнителя, предпочитающего подчиняться установленному порядку и руководителям; он уравновешен, педантичен, осторожен, ответствен, любит стабильность и материальное благополучие.

Литература

1. Кодекс корпоративной этики ОАО «Газпром», 2010
2. Воробьев А.Н., Сенин И.Г., Чирков В.И. Опросник профессиональных предпочтений: Адаптация теста Дж. Холланда «Самонаправленный поиск» - Ярославль, 1993.

**РОЛЬ НЕЗАВИСИМЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В ЭКОНОМИКЕ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

К.Ю. Учкина

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день Российская Федерация является одним из крупнейших участников мирового энергетического рынка. Так, в течение 2000-2012 г.г. доля России в мировой добыче нефти возросла с 8,9% до 12,8%. В 2013 г. доля сохранилась, практически, в неизменном состоянии составив 12,3%. [1]

Добычу нефти, по состоянию на 01.01.2014 г., на территории Российской Федерации осуществляют 294 организации, имеющие лицензии на право пользования недрами. Рассматриваемые в данной статье независимые нефтяные компании составляют более половины от общего числа организаций.

Структура добываемой нефти по группам компаний представлена на рис.1. [2]

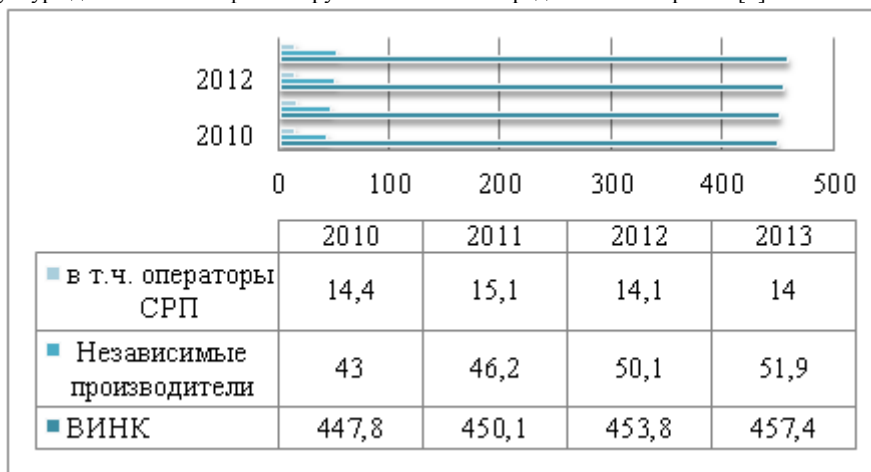


Рисунок 11 - Структура добычи нефти по группам компаний в 2013 г.

В число организаций, добывающих нефть на территории России, входят:

- 111 организаций, содержащихся в структуре 10 вертикально интегрированных компаний, включая Газпром (ВИНК), на долю которых по итогам года приходится суммарно 87,4% всей национальной нефтедобычи. [2]

- Три компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (СРП). Данный вид соглашения регулируется федеральным законом № 225-ФЗ от 30 декабря 1995 «О соглашениях о разделе продукции». По данным Министерства энергетики Российской Федерации, на сегодняшний день СРП применяется по проектам: «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьяга».

- 180 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК. Под независимыми производителями (по-другому, независимые нефтяные компании (ННК)) понимаются независимые от государства компании, добывающие нефть с объемом переработки жидких углеводородов менее 1 млн. т независимо от объемов нефтедобычи. [2]

Главной задачей независимых производителей является рациональное недропользование, т.е. ведение своей деятельности на небольших малопривлекательных для ВИНК и операторов СРП месторождениях.

На данный момент государство Российской Федерации не уделяет должного внимания этому сектору. Независимые производители не пользуются практически никакими преимуществами. Специфические для нефтяного сектора налоговые льготы (по НДС и экспортной пошлине) обычно носят адресный характер и принимаются в адрес ННК только в случае совпадения их интересов с интересами ВИНК. [3]

В 1994 г., для защиты интересов ННК была создана «АссоНефть», как некоммерческое объединение независимых нефтедобывающих компаний с участием иностранного капитала. В последствие, в связи с активным вовлечением отечественного капитала в добывающие отрасли, членами Ассоциации стали малые нефте- и газодобывающие, а также некоторые перерабатывающие предприятия со 100% российским капиталом, не входящие в состав ВИНК.

На сегодняшний день, задачей ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть» является активизация работы по развитию сектора ННК России. На компании, входящие в

«АссоНефть», приходится половина от общего объема добычи сектора независимых нефтегазодобывающих компаний, что делает Ассоциацию ключевым центром представления интересов ННК.

По состоянию на 2012 г. добыча ННК составила 14,4 млн. т или 2,8% от добычи нефти в России, поэтому сектор имеет большое значение для развития отрасли. [3]

Анализ структуры запасов и добычи показал, что в большинство ННК в России работают на небольших активах – 80% лицензионных участков содержат запасы менее 5 млн. т, а более 60% ННК добывают менее 50 тыс. т нефти в год. При этом ННК очень активны в геологоразведке – на их долю приходится 17% поисково-разведочного бурения всей отрасли. [3]

Проследить динамику добычи нефти среди групп компаний за период 2010-2013 г.г. можно на следующем графике (Рис 2):

По итогам 2013 г. к 2012 г. рост добычи нефти, включая газовый конденсат, показали две основные группы компаний-производителей нефти (ВИНК и независимые компании) [2]:

- по группе ВИНК суммарный прирост добычи в сравнении с 2012 г. составил +3,5 млн. тонн (+0,8%). Его обеспечили: Роснефть (+2,0 млн. т), Газпром (+1,8 млн. т), Газпром нефть (+0,6 млн. т), Башнефть (+0,5 млн. т), Сургутнефтегаз (+0,1 млн.т), Татнефть (+0,1 млн. т).

- по группе независимых производителей прирост добычи составил +1,9 млн. тонн (+3,8%). Его обеспечили: Руссветпетро (+0,7 млн. т), Иркутская нефтяная компания (+0,6 млн. т), Арктикгаз (+0,5 млн. т), Геотрансгаз (+0,3 млн. т), Бурнефтегаз (+0,3 млн. т).

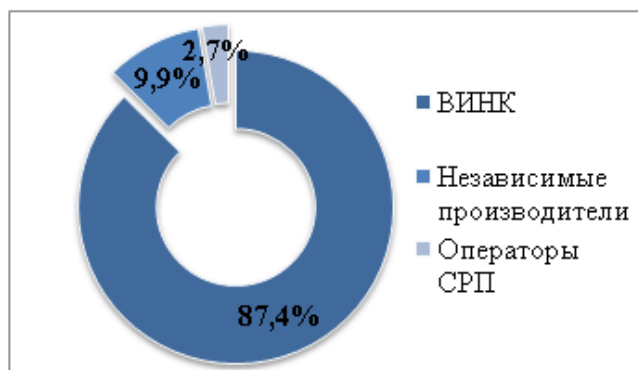


Рисунок 2 - Динамика добычи нефти по группам компаний, млн. т

Относительно операторов СРП, объем добычи в целом сократился на -0,2 млн. т или -1,4% к 2012 г. Основным фактором снижения добычи стала остановка Сахалинских СРП в связи с проведением на их платформах ремонтных работ.

Несмотря на низкие показатели ННК относительно ВИНК, темпы роста независимых производителей значительно выше.

Нефтегазодобывающие компании Российской Федерации являются важным источником финансовых ресурсов для развития других секторов экономики, формируя рыночную инфраструктуру страны.

Условия работы нефтегазовых компаний Российской Федерации определяются изменениями экономической ситуации, как в стране, так и за ее пределами. К существенным изменениям могут привести: темпы инфляции, динамика валютного курса, спад производства в крупных секторах.

Несомненно, в вышеперечисленных условиях ВИНК имеют преимущество перед независимыми нефтяными компаниями и операторами СРП с точки зрения входящих в них подразделений, т.к. интеграция позволяет повысить функционирование компании в конкурентной борьбе. При условиях падения цены на нефть, прибыль добывающих подразделений соответственно уменьшается, при этом нефтепереработка и нефтехимия увеличивают прибыль (т.к. понижение стоимости сырья, как правило, больше, чем уменьшение стоимости конечного продукта).

Но при этом существование и развитие ННК в экономике России очень важно:

- во-первых, они принимают активное участие в геологоразведке;
- во-вторых – способствуют рациональному недропользованию, так как работают на небольших малопривлекательных для ВИНК месторождениях;
- в-третьих – создают конкурентную среду, которая обеспечивает прозрачность бизнеса и высокую экономическую активность.

Но, так как со стороны государства Российской Федерации нет достаточного внимания сектору ННК, ставит развитие данного сегмента под угрозу.

Необходимо дополнительное стимулирование ННК для реализации их потенциала. Экспертами исследовательского центра «Сколково» предлагаются на рассмотрение три возможных способа стимулирования:

- предоставление отсрочки по уплате и/или снижение размера разового платежа по факту открытия;
- введение вычетов на геологоразведку из НДС;
- использование ННК в качестве пилотного проекта по налогообложению финансового результата (НФР). [3]

При условиях реализации механизмов государственной поддержки и стимулирования, добыча ННК может утроиться к 2030 г.

Развитие сектора ННК будет в полной мере способствовать созданию конкуренции, повышению активности экономики и обеспечению прозрачности бизнеса и инновационного развития нефтедобывающей отрасли Российской Федерации.

Литература

1. Всё о нефти [Электронный ресурс] / Добыча нефти. Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/> - свободный. Дата обращения (22.12.2014)
2. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс] / Статистика нефтяного комплекса России. Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/activity/oil/> - свободный. Дата обращения (14.12.2014)
3. Исследовательский центр «Сколково» [Электронный ресурс] / Есть ли будущее у сектора независимых нефтяных компаний? Режим доступа: <http://energy.skolkovo.ru/products/386/> - свободный. Дата обращения (10.12.2014)
4. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс] / Итоги реализации действующих проектов СРП. Режим доступа: http://minenergo.gov.ru /press/min_news/10423.html - свободный. Дата обращения (12.12.2014)

ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОРПОРАЦИИ «ПЕТРОВЬЕТНАМ»

Фам Ву Ань

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

«Петровьетнам» (PVN, Vietnam Oil and Gas Group) - Вьетнамская государственная нефтегазовая корпорация. Штаб-квартира группы расположена в Ханое (Вьетнам).

Корпорация видит свою миссию в обеспечение национальной энергетической безопасности и является экономическим двигателем в строительстве и развитии страны «Вьетнам».

Основные направления деятельности — геологоразведка, добыча, транспортировка, распределение, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти, а также производство и сбыт нефтехимических продуктов.

Корпорация ведет работы по разведке и добыче кроме территории Вьетнама, ещё в 16 странах :Россия, Монголия, Иран, Мьянма, Малайзия, Лаос, Камбоджа, Индонезия, Тунис, Конго, Камерун, Алжир, Мадагаскар, Перу, Куба и Венесуэла.

Сегодня, персонал становится центральным вопросом для любой организации. Это прописная истина потому что, самым ценным имуществом для большинства организаций является "человек". Управление персоналом становится все более и более стратегической. Области управления персоналом расширяется как: управление изменениями, создание команды наследия; планирование поддержания; обучение и развитие; планирование маршрута профессии и т.д.

Политика управление персоналом Корпорации «Петровьетнам» основана на своей миссии. Политика управления персоналом исходит из положений бизнес-стратегии, которая определяет долгосрочные, среднесрочные и краткосрочные цели Корпорации.

По добыче показывает стабильные показатели. Несколько отмечается колебание но тем не менее добыча держится на стабильном уровне. К концу 2013 года объем добычи нефти достиг 351 тыс. барр . /сутки, по сравнению с предыдущим годом не много снизился. Но в целом отмечается положительная динамика. Всего за год добыто 16,71 млн. тонн.

При постоянном уровне добычи отмечался рост прибыли. В 2013 году, выручка корпорации «Петровьетнам» увеличилась на около 17% по сравнению с 2012 г. и достигла около 37 млрд. долл., что составило более 20% от ВВП Вьетнама.

Высокие экономические показатели компании во многом зависит от организации работы с персоналом. Компанией разработана стратегии обучения развития персонала. Одним из базовых стратегии заключается в создании обучающейся организации, что включает в себя: Базовая подготовка в системе высшего образования , Профессиональная переподготовка , Обучение на рабочем месте и Постоянное повышение квалификации персонала

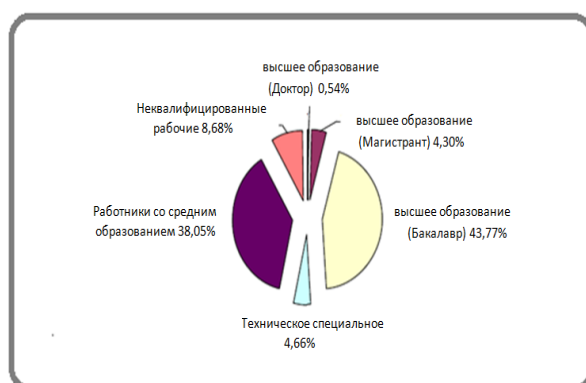


Рис. 1. Структура образования персонала

Политика работать с персоналом укрепляется системы премирования, системы вознаграждения наиболее перспективных работников, которые стремятся кто постоянно повышать квалификацию. Премирование осуществляется по результатам конкурсов соревнования между работниками, где учитывает их повышение квалификацию.

Осуществляется социальная поддержка молодых перспективных сотрудников: Более двух сот тысячи долларов выделена компания ежегодно. И дополнительной мотивацией персонала являются оплачиваемый отпуск, субсидирование в случае болезни. Надо отметить что, во Вьетнаме данное положение законодательно не закреплено. Поэтому компания такая как Петровьетнам – одна из немногих, корорых применяет эту систему поддержки.

Также политика безопасности окружающей среды и здоровья способствует улучшение качества персонала, где уделяет большое внимание в безопасности окружающей среды и соответствует с здоровьем персонала и населения.

Постоянное внимание персоналу к улучшению качества персонала создаёт возможность для компании сокращать некавалифицированные рабочие, в целом оптимизировать структуру количества персонала. Поэтому с одиннадцатой по двенадцатый год сокращено общий количество персонала без ухудшения качества, позволила сэкономить затратах, оптимизировать затраты и способствует увеличение прибыли.

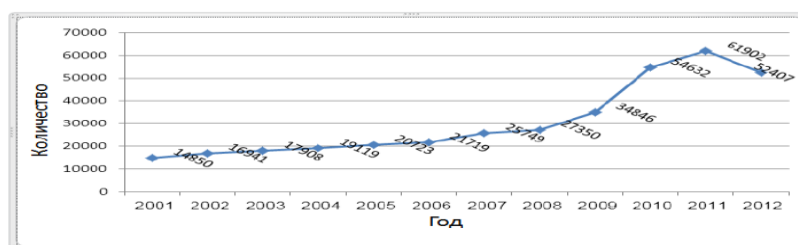


Рис. 2. Динамика численности персонала «Петровьетнам»

Тем не менее существуют некоторые проблемы. Когда в компании работают очень квалифицированные персоналы, которые обучены за счет компании, ему предлагают работать в других странах, других компаниях – Проблема «Утечки мозгов».

Чтобы остановить этот процесс, корпорации «Петровьетнам» осуществляет некоторые меры принять внутри корпорации:

- Формирование корпоративной культуры и развитие корпоративного духа
- Создание системы договорных отношений сотрудниками компании обязывающей их отработать определенный срок на всех уровнях.

Таким образом, на протяжении многих лет корпорация «Петровьетнам» внесла значительный вклад в развитие Вьетнама. Развитие НГК напрямую зависит от количества и качества персонала, поэтому для повышения конкурентоспособности нефтегазовой отрасли Вьетнама требуется повышение уровня качества персонала до среднемирового уровня на первом этапе.

Литература

1. Вьетнам. Электронный ресурс: http://pvn.vn/?portal=news&page=detail&category_id=134&id=4919
2. Развитие квалификации персонала. Электронный ресурс: <http://www.petechim.com.vn/vi/tin-tuc/tin-trong-nuoc/88-tap-doan-dau-khi-quoc-gia-viet-nam-thuc-hien-chien-luoc-dao-tao-va-phat-trien-nguon-nhan-luc-chat-luong-cao>

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОВАЯ ГРУППА «PETROVIETNAM»

Pham Vu Anh, Pham Tien Thang

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

PetroVietnam (PVN, Vietnam Oil and Gas Group) – это крупнейшая во Вьетнаме государственная нефтегазовая группа. Ее штаб-квартира компании расположена в Ханое.

Работы на нефть и газ во Вьетнаме были начаты после посещения в 1959 году Хо Ши Мином Советского Союза, где в составе совместного договора обсуждались и вопросы геологических исследований территории ДРВ на нефть и газ. В 1961 году было создано Главное геологическое управление Вьетнама, в трансформированный в Геологический дивизион, включающий подразделения сейсморазведки, глубокого бурения И Института нефти и газа Вьетнама. В 1975 году было обнаружено первые месторождения нефти (Батьхо – Белый Тигр) и газа (Тхайбинь). В 1997 году была создана добывающая компания «Vietnam Oil and Gas Company», ныне именуемая Нефтегазовая Группа «Petrovietnam».

Направления деятельности компании Petrovietnam:

- Исследования; изыскания; добыча; транспортировка; переработка; хранение нефти и нефтяного газа; услуги в области нефти и газа.
- Услуги по добыче сырой нефти; производстве и переработке нефтепродуктов в стране и за рубежом.
- Экспорт и импорт оборудования; инструментов нефти и газа; нефтепродуктов.
- Реализация нефтепродуктов и газа; сырой нефти и природного газа.
- Проектирование; строительство, монтаж и ремонт нефтегазового оборудования.
- Переработка сырой нефти в товарные нефтепродукты.
- Генерирование электроэнергии.
- Добыча угля и других полезных ископаемых во Вьетнаме и за рубежом; импорт угля; транспортировка и хранение угля.
- Инвестировать производством и хозяйствовать энергию реконструкции.

Цели работы компании Petrovietnam:

- а) Получение прибыли; сохранение и развитие фондов PVN, а также инвестиционные фонды PVN размещенные в других предприятиях.
- б) Максимизация эффективности работы PVN.
- в) Развитие компании с высокой уровнем техники; современное управление и высокая квалификация персонала; разнообразные хозяйствования. В том числе:
 - Главные направления бизнеса – поиски и разведка; добыча; транспортировка и распределение нефти и газа.
 - Строгая связь между производством хозяйствованием и наукой; технологией; исследованием.
 - Увеличение возможности конкуренции.
 - Обеспечение безопасности энергии стране.

На рисунке 1 показана структуры компании Petrovietnam.



Рисунок 1 Структура управления

Организационное управление

Модель управления организации состоит из частей (подразделений и отдельных лиц) разные, есть отношения и взаимозависимости с властью, обязанности и полномочия, предоставленные для обеспечения осуществления общих целей другим участникам управления. Для нефтегазовой компании, модель управления организации состоит из частей (геологоразведочная часть, эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, координационные комитеты проектов, финансовые отделы, отдел поиск возможности для инвестиций и т.п.), взаимозависимых и взаимодействующих друг с другом, а также специализирующихся по функциям каждого подразделения.

Централизованное управление

Компания Petrovietnam приняла модель централизованного управления в структуре управления предприятий. В организационной модели централизованного управления, контролирующей на высшем уровне управления решения и направления всей деятельности организации. Централизованное управление, общая поддержка (общее обслуживание) бизнеса находится в руках высших уровней управления, включая консультирование топ-менеджеров в принятии решений или для поддержки деятельности организаций в подчиненных блоках, но не влияет на реализацию решений или осуществление деятельности в последних. В централизованной модели управления материнская компания управляет и оперирует целыми инвестиционными решениями в сегменте разведки и добычи за рубежом. Экспертная комиссия в материнской компании делает большую часть работы проекта (рис. 2), к тому же нефтяные компании установили проектную компанию для решения вопросов налогообложения.



Рис. 2. Модель централизованного управления

Преимущества централизованной модели управления: гибкость в организации и отчетности принятии решений; компактный аппарат управления, быстрая обработка данных, уменьшение промежуточных шагов, упрощенные схемы коммуникаций, использование экспертов различных специализаций. Централизованная модель согласуется с моделью деятельности компании Petrovietnam:

- (1) Компания имеет стратегические инвестиции в регионе Юго-Восточной Азии, которые являются ключевыми.
- (2) Компания инвестирует в небольшие по масштабам проекты.
- (3) Компания не является оператором проектов геологоразведки или добычи – эти функции переданы дочерним компаниям.
- (4) Компания передает в аутсорсинг некоторые работы, чтобы сделать компактный аппарат собственного управления.

Метод централизованного управления использовался компанией Petrovietnam в 1975–1995 гг.

Однако, эта модель имеет недостатки: положение для сотрудников нестабильно, ввиду наличия потребностей в дополнительной рабочей силе, недостатке комплектации оборудования. Эта модель плохо работает, если работник не достиг уровня экспертов и не имеют навыков, чтобы быстро реагировать на возникающие проблемы.

Централизованное управление затруднено для управления крупномасштабными проектами, особенно за рубежом. Причины: громоздкий аппарат управления с признаками бюрократии, высокие инвестиционные риски, отсутствие гибкости при принятии стратегических и тактических решений управления. Поэтому кроме компания Petrovietnam перешла на децентрализованное управление дочерних компаний.

Децентрализованное управление

В процессе развития, компания Petrovietnam создала дочерние компании, повысила размер собственного капитала и выпустила акции на рынок. В организационной модели децентрализованного управления, каждый уровень управления приведен к полномочиям осуществления своего уровня деятельности. В децентрализованном управлении общая ответственность находится в каждом подразделении, чтобы поддержать за выполнением решений и деятельности в блоке.

В этой модели, исходная функция (функциональных отделов) на базе вышестоящего уровня специализируется и несет ответственность за собственные проектные решения (при необходимости можно

обратиться к директору географического района), которые можно координировать для каждого проекта. В случае возникновения проблем, вышестоящий уровень управления (Правление) может назначить экспертов для решения конкретных вопросов (рис. 3).



Рис. 3. Модель децентрализованного управления экспертизы по функциям

С 2010 года компания Petrovietnam начала участвовать в зарубежных предприятиях и занималась управлением этими предприятиями в нескольких странах (России, Индонезии, Малайзии, Алжире и Монголии). Организационные структуры и проекты за рубежом управляются дочерними подразделениями компании Petrovietnam: разведки и добычи нефти и газа – PVN Group Разведка и добыча (PVEP), исследование компаний и иностранной добычи нефти и газа – PVEP Overseas. Структура управления зарубежными активами компании Petrovietnam показаны на рис. 4.

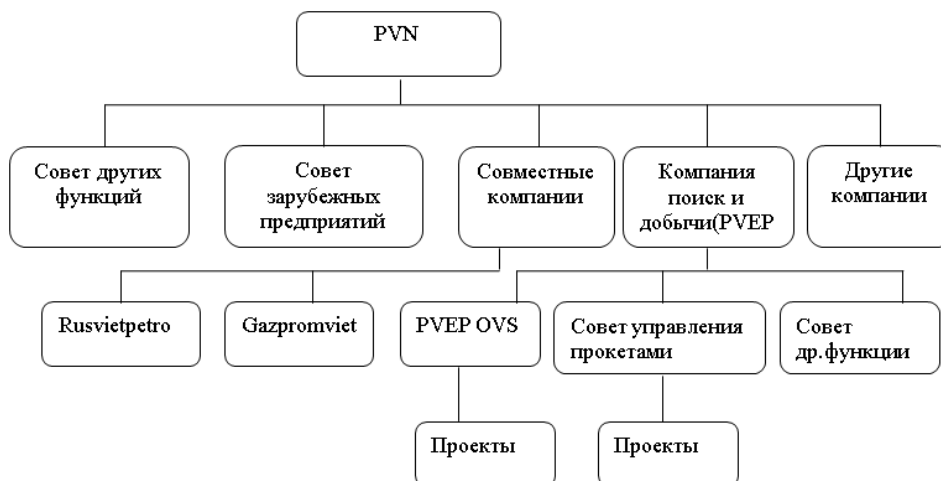


Рис. 4. Структура управления зарубежными проектами компании Petrovietnam

Литература

1. Интернет-ресурс – Википедия: <http://ru.wikipedia.org/wiki/PetroVietnam>.
2. Интернет-ресурс – Vietnam National Oil and Gas Group: <http://english.pvn.vn/>.

ЗНАЧЕНИЕ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЕЙ**А.И. Холодюков**

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие отношений на рынке ставит различные предприятия в такие жесткие экономические условия, которые полностью объясняют, почему они проводят сбалансированную политику по поддержанию и укреплению финансового положения, его финансовой устойчивости и платежеспособности.

Финансовое состояние является важнейшей характеристикой деятельности предприятия, показывающая на сколько организация обеспечена финансовыми ресурсами, целесообразно и эффективно ли ими пользуются, платежеспособна и финансово устойчиво ли предприятие [1].

В настоящее время финансовое состояние предприятия объясняется с разных позиций, при этом не имеется единого подхода к его определению, что усложняет создание универсальной практической методики оценки и анализа. Чтобы более точно понять, что является сущностью финансового состояния предприятия, по нашему мнению, нужно более подробно рассмотреть, что из себя представляет финансовое состояние. Проанализировав научную литературу по данному вопросу, можно выделить подходы к сущности финансового состояния, приведенные в таблице 1.

*Таблица 1**Подходы к сущности финансового состояния предприятия*

Автор	Подход к сущности
Иващенко В.И.	Итог финансовой деятельности. Подход характеризует, сколько средств у предприятия, как оно их размещает и с каких источников средства поступают. Из данного высказывания не совсем ясно, почему финансовое состояние предприятия является лишь итогом его финансовой деятельности, почему для ее создания не учитываются результаты инвестиционной и операционной деятельности.
Грищенко О.В.	Способность предприятия финансировать свою деятельность. Автор говорит о том, что организация должна быть обеспеченной финансовыми ресурсами, которые необходимы для того, чтобы предприятие нормально функционировало. Целесообразность размещения ресурсов и их эффективность использования. Возможны финансовые взаимоотношения с другими физическими и юридическими организациями. Характеризуется финансовая устойчивость и платежеспособность. Все выше перечисленное дает определение финансового состояния лишь со стороны устойчивости.
Маркарян Е.А., Герасименко Г.П.	Множество показателей, предполагающие способность организации погасить долговые обязательства предприятия. Данное определение не показывает экономическую сущность финансового состояния, а всего лишь показывает определенный уровень ликвидности организации.
Савицкая Г.В.	Финансовое состояние характеризуется как определенная экономическая составляющая, которая отражает капитал, его состояние в процессе оборота и умение предприятия саморазвиваться.

Сравнив мысли разных авторов по поводу данного определения, мы можем сделать вывод, что финансовое состояние предприятий формируется за счет внутренних и внешних финансовых отношений предприятия. Финансовое состояние нужно рассматривать как финансовую степень материального благосостояния организации.

Соединив различные мнения, формируется следующее определение: финансовое состояние – это экономическая часть деятельности предприятия, которая характеризует финансовые ресурсы, их размещение и использование, а также их наличие в определенные моменты производства.

Финансовое состояние на предприятии может быть устойчивым, неустойчивым и в худшем случае кризисным. Если предприятие успешно функционирует и развивается, сохраняет равенство активов и пассивов, поддерживает платежеспособность в рамках возможного уровня риска, то такое предприятие является устойчивым в своем финансовом состоянии, и наоборот.

Финансовое состояние предприятия, насколько оно устойчиво и стабильно, зависят от результатов коммерческой, производственной и финансовой деятельности. Успешное выполнение финансового и производственного планов ведет к положительному финансовому положению предприятия. И наоборот, если замечается падение производства и реализации продукции, то растет себестоимость, уменьшается выручка (соответственно и прибыль), в итоге ухудшается финансовое состояние предприятия и его платежеспособность. Получается, что финансовое состояние не является случайностью, а это результат, достигнутый умелым управлением всеми деятельностью предприятия [2].

Если финансовое состояние устойчиво, оно производит положительное воздействие на производство основной деятельности и производство обеспечивается нужными ресурсами в полном объеме. Для этого финансовая деятельность должна регулировать поступление и расходование денежных средств согласно плану, достигая благоприятного количества заемных и собственных средств и эффективное использование данных средств.

Устойчивое финансовое состояние предприятия напрямую зависит от внутреннего устройства привлеченных финансовых ресурсов и их размещения, при котором формируется постоянная и полная платежеспособность. А также зависит от возможности продолжать свою деятельность не только в настоящее время, но и в будущем. Это дает эффективно использовать финансовые ресурсы и стабильно получать прибыль.

Проводя внутренний экономический анализ, появляется возможность вовремя устранить недостатки и выявить возможные улучшения финансового состояния предприятия. Внешний анализ позволяет определить гарантию интересов при взаимоотношениях с другими организациями. Для проведения анализа необходимы следующие этапы [3]:

- оценка наличия, состава и структуры активов и их источников, причин и последствий их изменения;
- оценка платежеспособности и ликвидности;
- оценка финансовой устойчивости и деловой активности;
- оценка рентабельности предприятия.

С другой стороны, если финансовая устойчивость в избытке, это означает что управление финансовыми ресурсами предприятия неэффективно, резервы организации используются не в полном объеме. Вследствие чего делаем вывод, что устойчивое финансовое состояние определяется таким состоянием и управлением финансовых ресурсов, которая подходит под требования рынка и развитие предприятия [4].

На сегодняшний день перед предприятием, стремящимся подходить под новые рыночные условия, стоит проблема решения сложных задач по становлению устойчивого финансового состояния. Устойчивое финансовое состояние предприятия характеризует его структурную надежность и прочность, умение подвергаться адаптации к внешним условиям. Организация устойчиво функционирует во многом благодаря финансовой устойчивости [5].

Значимость устойчивого финансового состояния характеризуется обеспеченностью организации запасами и правильном использовании собственных и заемных средств. Миссией анализа финансового состояния считается полная характеристика величины и актива и пассива баланса. Для этого необходимо выяснить:

1. насколько предприятие не от чего не зависит с финансовой стороны;
2. как и почему меняется уровень независимости;
3. справляется ли состояние активов и пассивов предприятия с задачами организации.

Оценка финансового состояния является неотъемлемой частью финансового анализа и может быть проведена с разным уровнем детализации, которая зависит от цели анализа, информации, которая имеется, и так далее. Оценка финансового анализа определяется определенной суммой показателей, которые отражаются в балансе на определенном срок.

Основная цель финансового анализа – оценка финансового состояния и выявить возможность, чтобы повысить эффективность функционирования предприятия с помощью разумной финансовой политики.

Проще говоря, финансовый анализ – это способ оценки и прогноз финансового состояния предприятия на основе бухгалтерской отчетности предприятия. Существует 2 вида финансового анализа: внешний и внутренний. Внутренний анализ проводится менеджерами предприятия, а внешний – аналитиками, которые являются постоянными для предприятия.

Цель финансового анализа состоит не только в установке и оценке финансового состояния предприятия, но и в постоянном улучшении финансово-хозяйственной деятельности [6].

Анализ финансового состояния предприятия показывает направление, по которому нужно вести работу, выявляет более важные стороны и слабые места в финансовом состоянии предприятия. В результате мы получаем ответ на вопрос, какие важные способы имеются, чтобы улучшить финансовое состояние предприятия в определенный срок его деятельности. Но все-таки главная цель финансового анализа – это своевременное выявление и устранение недостатков в финансовой структуре и поиски резервов, чтобы улучшить финансовое состояние предприятия и его платежеспособность.

Для того чтобы оценить устойчивость финансового состояния предприятия используют целую систему показателей, описывающих изменения:

- ❖ структуры капитала предприятия, его размещение к источникам формирования;
- ❖ интенсивности и эффективности его использования;
- ❖ кредитоспособности и платежеспособности предприятия;
- ❖ запаса финансовой устойчивости организации.

Результаты должны быть такими, чтобы партнеры, поставщики и все, кто связан с предприятием в экономическом вопросе знали, что организация надежна как партнер, а значит приняли решение о продолжении сотрудничества, т.к. это экономически выгодно.

Анализ финансового состояния предприятия полагается большим образом на относительные показатели, так как абсолютный показатель баланса в случае инфляции сложно, даже невозможно подвести в должный вид.

Главная цель финансового анализа получить небольшое число ключевых параметров, которые дадут точную и объективную картину финансового состояния предприятия, его прибыль и убытки, изменение в

структуре активов и пассивов, задолженности перед кредиторами. При этом менеджера или аналитика может заинтересовать не только текущее состояние предприятия, но и финансовое состояние, ожидаемое в перспективе предприятия.

Вследствие чего мы можем сделать вывод, что финансовое состояние предприятия определяется как комплексная экономическая категория, характеризующая на определенный срок наличие у предприятия разных активов, размеры долговых обязательств, может ли предприятие развиваться и функционировать во внешней среде, подвергающейся изменениям, может ли своевременно выплачивать кредиторские задолженности, а также уровень его инвестиционной привлекательности.

Профессиональное управление финансами организации требует качественного и широкого анализа, который позволяет наиболее точно оценивать ситуацию с помощью современного метода исследования. Вследствие чего существенно возрастает роль финансового анализа, его приоритетность в данном вопросе, то есть комплексно изучать финансовое состояние предприятия и его формирования, для того чтобы оценить степень финансовых рисков и прогнозировать уровень доходности капитала.

Литература

1. Артеменко В.Г., Беллендир М.В. Финансовый анализ. – М.: Дело-Сервис, 2008.
2. Ершова С.А. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия: Учебное пособие, 2007.
3. Горский И.В. Прибыль предприятия и налоги, 2011.
4. Гиляровская Л.Т., Вехорева А.А. Анализ финансовой отчетности коммерческого предприятия, 2007.
5. Ильенкова С.Д. Экономика и статистика предприятия: Финансы и статистика, 2009.
6. Кармин Т.Р., Макмин А.Р. Анализ финансовых отчетов: пер. с англ. – М.: Инфра-М, 2009.
7. Ковалев В.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: ООО «ТК Велби», 2007.

АНАЛИЗ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЛОТ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ ПРИ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Т.А. Худаяров

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В настоящее время цены на углеводородсодержащее сырье довольно низки, что позволяет нефтегазодобывающим компаниям получать меньше прибыли. Поэтому главной задачей, стоящей перед нефтяниками является внедрение технологий и проведение мероприятий, позволяющих снижать себестоимость продукции.

Внедрение новых долот с большей проходкой, повышенной механической скоростью бурения сокращают цикл строительства скважины.

В настоящее время среди большого многообразия производителей буровых долот довольно трудно подобрать оптимальную программу для проводки скважин, которая позволит уменьшить сроки строительства скважин, увеличить механическую скорость бурения, а следовательно и уменьшить стоимость бурения в целом.

Целью данной статьи является оценка экономической эффективности работы наиболее распространенных буровых долот, производителей: фирмы «Smith», «Security DBS», «БУРИНТЕХ» и «ВБМ-сервис», на месторождениях западной Сибири.

Показатели работы долот фирмы «ВБМ-сервис»

Стоимость долота 2420\$.

Таблица 1

Показатели работы долота 215,9 МЗГВ

Месторождение	№ долота	Интервал бурения		проходка, м	время	мех. скор. м/ч	Тип ГЗД
		от	до				
Двуреченское	307	1100	1537	437	12,5	35,0	ЗТСШ-195
	317	1537	1850	313	11,0	28,5	ЗТСШ-195
	870	1935	2162	227	11,5	19,7	ЗТСШ-195

Средняя механическая скорость на данном интервале по трем рейсам составила 38,5 м/ч. Средняя проходка на одно долото 489,5 м. Стоимость метра проходки из учета стоимости долот в этом интервале составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота} / \text{проходка} = 2420 / 489,5 = 4,94\$.$$

В интервале 1500 – 2300, средняя механическая скорость составила 18,9 м/ч. Средняя проходка на одно долото 212 м. Стоимость метра проходки из учета стоимости долот в этом интервале составит:

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота} / \text{проходка} = 2420 / 212 = 11,37\$.$$

Показатели работы долот фирмы «Smith»

Стоимость долота 55350\$.

Таблица 2.

Показатели работы долота 215,9 PDC S91BHPX

№ Скв.Куст	№ долота	Тип и № ВЗД	Интервал бурения	Метраж м	Тмех.бур час	Т промыв, час	Vмех.б., м/час
1312/39И-Т	№JS3712	Д 3-195 №727	2465 – 2616	151	20	2	7,55
			2616 -3108	492	43,5	7	11,3

Износ долота 215,9 PDC S91BHPX (215,9) при бурении составил 42%. Средняя проходка на долота составила 4500 м., средняя механическая скорость в интервале 1700-3100 м составила 11,4 м/ч. Стоимость метра проходки из учета стоимости долот составит (формула 1):

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота/проходку} = 55350/4500 = 12,3 \text{ \$}. (1)$$

Показатели работы долот фирмы «БУРИНТЕХ»

Стоимость долота 8460\$.

Таблица 3

Показатели работы долота БИТ 215,9 М4

№ долота	Мест./куст	Интервал, м		Н, м	Тбур., ч	Vмех., м/ч	Двигатель
		от	до				
656	Лук/78	520	1677	1157	33	35,1	А7П5
	Лук/78	1896	2422	526	34	15,5	ДЗ-195
	Лук/94	560	1600	1040	18	57,8	А7П5

Расход долот БИТ 215,9 М4 в этом интервале 0,5. проходка 4460м. Средняя механическая скорость составила 46 м/ч. Стоимость метра проходки из учета стоимости долота составит (формула 2):

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота/проходку} = 8460/4460 = 1,9 \text{ \$}. (2)$$

Показатели работы долот фирмы «Security DBS»

Стоимость долота 6000\$.

Таблица 4

Показатели работы долота 215,9 S84F

№ скв., куста	№ долота	Ин-вал бурения, м		Пр-дка на долото, м	Время мех. бурения, час	Ср. мех. скорость, м/ч	Тип ГЗД
		от	до				
104Ю/П 105 Ю/П	735469	2513	2967	454	50	9,1	Д2-195
		2204	2599	395	43	9	
		3123	3265	145	22	6,6	

Расход долот 215,9 S84F при бурении 9. Средняя проходка на одно долото составила 1042 м., средняя механическая скорость в интервале 2100-3200 м составила 9,1 м/ч. Стоимость метра проходки из учета стоимости долота составит (формула 3):

$$C_{\text{бур}} = \text{Стоимость долота/проходку} = 6000/1042 = 5,7 \text{ \$}. (3)$$

Сводные данные по работе долот представлены в табл. 5

Таблица 5

Показатели работ буровых долот

Долото	Ср. проходка, м	Мех. скорость, м/ч	Стоимость бурения 1м из учета цены на долото, \$
215,9 МЗГВ	489,5	38,5	4,94
	212	18,9	11,37
215,9 PDC S91BHPX	4500	11,4	11,4
БИТ 215,9 М4	4394	46	1,9
	1912	18,2	4,42
215,9 S84F (Security DBS)	1042	9,1	5,7

Экономическую эффективность долот можно оценить из учета стоимости метра проходки и рассчитать по следующей формуле 4:

$$C_D = C_B * (H - h_3) / V_{\text{мех}} + (H - h_3) * C_D + (T_3 \dots T_n) * C_B, \$, (4)$$

где H – глубина скважины по стволу, м;

$V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения;

C_D – стоимость метра проходки из учета цены на долото, \$;

T_n – время затраченное на СПО на n -ном долблении (в ЗАО «ССК» определяется из учета СПО(25 свечей)=2ч, сборка КНБК=1ч);

C_B – средняя стоимость часа буровых работ (в ЗАО «ССК» $C_B=200\$$).

По формуле рассчитываются затраты и полученные данные заносятся в табл. 6.

Таблица 6

Результаты расчетов

Долото	Интервал		Ср. проходка, м	Мех. скорость, м/ч	Стоимость 1м, \$	Время СПО +ПЗР+бурение, час	Количество СПО для смены долота	Сд, \$
	600	1500						
215,9 МЗГВ	1500	2300	212	18,9	11,37	115	7	36263
	600	1500	489,5	38,5	4,94			
215,9 PDC S91BHPX	1700	3100	4500	11,4	11,4	96	1	30696
БИТ 215,9 М4	500	1600	4394	46	1,9	62	1	16877
	1800	2900	1912	18,2	4,42			
215,9 S84F (Security DBS)	2100	3200	1042	9,1	5,7	117	1	29404

Анализ полученных данных показывает, что наибольшую экономическую эффективность имеют долота производства фирмы «БУРИНТЕХ» - БИТ215,9 М4, которые обеспечивая высокую механическую скорость, обладая высокой износостойкостью и относительно небольшой ценой, позволят уменьшить время строительства скважины.

С внедрением технологий и проведение мероприятий, позволяющих снижать себестоимость продукции компании снижают время на строительство скважин, снижение затрат ведет к увеличению прибыли. Одним из подходов для решения данной задачи считается необходимость развития технологий, связанных с бурением скважин. Это обосновано тем, что бурение – самая дорогостоящая отрасль нефтяной промышленности, поэтому именно здесь внедрение новых более совершенных и модернизированных технологий позволит повысить качество работ, снизить трудоемкость и сократить затраты. Важным направлением в этой сфере является минимизация времени бурения за счет использования долот повышенной производительности.

Литература

1. Середя Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 360 с.
3. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учебник для вузов - М.: Недра, 1998. - 440с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ НЕФТЕННЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА

Т.А. Худяров

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение нефтяных и газовых скважин должно постоянно совершенствоваться, особенно с увеличением объемов работ по глубокому и сверхглубокому бурению, а также растущими потребностями бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Российские бурильщики известны приверженностью к простым и дешевым буровым установкам. Однако для бурения сложных скважин требуется высокотехнологичное оборудование. Системы верхних приводов буровых установок широко применяются на Западе. Их применение требует дополнительных затрат, но они окупаются. Российские буровые компании готовы ставить на вооружение СВП импортного и отечественного производства, они уже выпускаются и применяются. В настоящее время в России работают около 100 импортных СВП грузоподъемностью от 250 до 700 т и примерно столько же, СВП отечественного производства, из которых порядка 70 изделий грузоподъемностью 120 т. В 2006 году компания

ЗАО «ПромТехИнвест» разработала конструкцию СВП грузоподъемностью 250 т, 30 таких установок уже работают на нефтяных месторождениях Российской Федерации. В России данная технология внедряется медленно, потому что она относительно дорогостоящая – стоимость СВП в зависимости от грузоподъемности может колебаться в пределах \$1-5 млн. российские верхние приводы стоят примерно на 30% дешевле. Сдерживает широкое применение СВП, в основном, нежелание вкладывать деньги в новые технологии и недопонимание преимуществ таких систем.

За последние 20 лет доля крупных месторождений, среди вновь открываемых, снизилась с 15 до 10 %. При этом ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов углеводородов обуславливает обводненность продукции и снижение дебитов скважин. Более полное извлечение углеводородов из пластов является важной народнохозяйственной задачей.

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет достичь следующего:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;
- улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Бурить направленные и горизонтальные скважины сложнее, чем вертикальные. Почти все обычные операции при бурении усложняются, когда скважины бурят с большими углами искривления ствола. При подъеме и спуске буровой колонны требуется большая мощность, необходимо большее усилие на роторе для преодоления силы трения; буровой раствор и гидравлическая система требуют более внимательного отношения; прихваты труб и поломки оборудования становятся более типичными, обсадные колонны труднее спускать и цементировать. Частично эти проблемы решены с помощью турбинно-роторного способа бурения.

В 1938—41 годах в СССР разработаны основы теории непрерывного наклонного регулируемого турбинного бурения при неподвижной колонне бурильных труб. Этот метод стал основным при бурении наклонных скважин в СССР и за рубежом. Этот метод появился, как результат поисков новых, более рациональных и экономичных, методов добычи нефти в сложных природных условиях.

Многие специалисты-буровики считают, что турбинное бурение имеет существенные недостатки, устранение которых возможно за счет использования на буровой установке систем верхнего привода.

Тем более что в соответствии с пунктом 2.5.8. «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2003г. буровые установки должны оснащаться верхним приводом при:

- - бурении скважин с глубины более 4500 м;
- - вскрытии пластов с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сероводорода свыше 6 (объемных) процентов;
- - наборе угла с радиусом кривизны менее 30 м в наклонно-направленных скважинах;
- - бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более 300 м в скважинах глубиной по вертикали более 3000 м.

Анализируя процесс развития бурения скважин, становится очевидным, что к настоящему времени некоторые буровые инструменты не претерпели значительных изменений со времени их изобретения 80-100 лет назад. Несмотря на то, что технологии освоения углеводородных месторождений в других областях нефтегазовой промышленности продвинулись далеко вперед, основные буровые машины мало изменились. Практическая же деятельность всех отраслей экономики, применяющих бурение, таких как горное дело, строительство и даже сооружение водозаборных скважин, показывает, что турбинное бурение имеет существенные недостатки и для повышения экономической эффективности ведения буровых работ необходимо использовать новые технологии и инструмент.

Системы верхнего привода являются принципиально новым типом механизмов бурильных установок, обеспечивающих выполнения целого ряда технологических операций. В принципе верхний привод представляет собой подвижный вращатель, оснащенный комплексом средств механизации СПО.

По назначению верхний привод можно подразделить на две категории: верхний привод установок для бурения на суше и на море и верхний привод (силовой вертлюг) для ремонтных агрегатов.

По мере развития нефтегазовой промышленности становится очевидным, что верхний привод — неотъемлемая часть буровых установок.

Достижение высоких технико-экономических показателей строительства скважин невозможно без внедрения новых прогрессивных технологий и бурового оборудования. Необходимость добычи нефти и газа при наименьших затратах обусловила распространение горизонтального бурения. Горизонтальное бурение потребовало новой технологии проводки скважин с учетом резкого увеличения риска возникновения аварийных ситуаций. Для сведения аварий к минимуму и появились системы верхнего привода.

Существующая обычная практика – бурить большие интервалы криволинейных или прямых скважин забойными двигателями. Однако из экономических и других соображений может оказаться целесообразно бурить, как можно дольше направленную скважину посредством вращения колонны.

Система верхнего привода обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;
- свинчивание, докрепление бурильных труб;
- проведение спускоподъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;
 - проведение операций по спуску обсадных колонн;
 - проворачивание бурильной колонны при бурении забойным двигателем;
 - промывку скважин и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

Все это позволяет экономить время при наращивании, что снижает затраты на бурение. Также снижает вероятность аварийных ситуаций, что не менее важно. Применение верхнего привода позволяет контролировать направление бурения, что особенно важно при строительстве горизонтальных скважин.

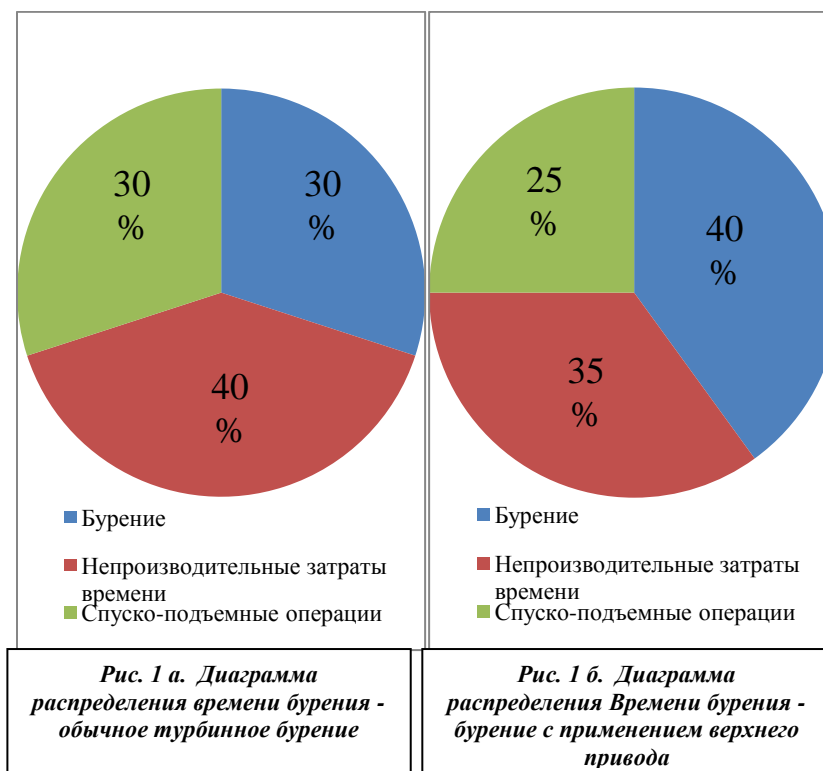
За счет использования верхнего привода буровой подрядчик может получить значительные эксплуатационные преимущества. Основными из них являются:

- повышение эффективности бурения за счет того, что:
 - отсутствуют временные затраты на извлечение и установку вертлюга и квадрата в шурф при переходе от бурения к спуско-подъемным операциям и наоборот;
 - наращивание бурильной колонны при наклонно-направленном бурении происходит таким образом, что компоновка находится непосредственно в забое, что сокращает затраты времени на переориентацию бурового инструмента после каждого наращивания;
 - остается больше времени на проходку скважины за счет сокращения времени при наращивании бурильной колонны и при проведении спуско-подъемных операций.
 - важнейшим аспектом бурения с верхним приводом является возможность обеспечения непрерывного вращения бурильной колонны и циркуляции раствора при проработке ствола скважины методом «сверху вниз» и «снизу вверх»;
 - непрерывное вращение бурильной колонны позволяет значительно понизить силы трения при ее подъеме и спуске в наклонные или горизонтальные скважины;
 - снижается опасность того, что бурильная колонна или дорогостоящее скважинное оборудование и инструменты будут прихвачены в стволе.

Наращивание бурильных труб возможно в любой точке буровой установки, что дает возможность:

- постоянного и эффективного контроля за скважиной, поскольку верхний привод (в сочетании с отсекающим шаровым краном) может быть подсоединен к бурильной колонне в любой точке вышки;
- обеспечить немедленное вращение и циркуляцию при обнаружении проблем в скважине.

На рис. 1а и 1б, показано типичное распределение времени при работе буровых установок с верхним приводом и без него.



Как видно из рис.1а, во время обычных буровых операций собственно проходка занимает около 30% времени. Остальное время занимают спускоподъемные операции или «непроизводительные затраты времени», включающие в себя перевозку буровых установок, исследования скважин, каротажи, цементирование, ожидание цемента, сборку противовибросовых устройств и пр.

Рис.1б, демонстрирует, что время, необходимое на спускоподъемные операции и непроизводительные временные затраты при применении верхних приводов, можно значительно снизить. Во многих случаях время бурения может быть уменьшено. При этом можно подсчитать и соответствующий рост скорости бурения (метров в сутки) и сокращение затрат.

В таблице 1 приведены параметры, характеризующие достижение уровня безубыточности, оправдывающие применение верхних приводов и демонстрирующие возможность экономии средств, для скважин различной глубины и геологического разреза. Информация предоставлена компанией ОАО «Сургутнефтегаз»

Таблица 1

Параметры, характеризующие достижение уровня безубыточности

Показатель	Буровой ротор/ ведущая бурильная труба	Верхний привод купленный	Верхний привод в аренде
Затраты в сутки, \$	40800	43000	10000
Глубина скважины, м	2000	2000	2000
Механическая скорость проходки, м/час	30	30	30
Проходка в сутки, м	240	288	288
Бурение до глубины 2 тыс. м, дней	8,3	6,9	6,9
Затраты на скважину, \$	338640	296700	69000
Экономия при применении верхнего привода — одиночная скважина, \$		41940	338571
Экономия при применении верхнего привода — куст из 8 скважин, \$		335120	2708568

К преимуществам СВП в первую очередь стоит отнести повышение точности проводки скважин при направленном бурении, экономию времени в процессе бурения, облегчение спуска обсадных труб, уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента, проработку ствола при спуске и подъеме инструмента, улучшение качества керна, бурение глубоких и горизонтальных скважин, повышение безопасности буровой бригады и многое другое. СВП можно сравнить с автоматической коробкой передач на автомобиле, т.к. такие системы значительно повышают эффективность бурения, в особенности в случаях осложнений, и облегчают работу буровой бригады. При этом ошибки, которые можно допустить при бурении верхним приводом, сведены к минимуму за счет средств автоматического контроля. Системы верхнего привода – это безаварийное строительство скважин, это безопасность работы персонала, это уменьшение вспомогательных операций, это сокращение сроков строительства скважины. Экономический эффект от применения СВП таков, что ведущие мировые нефтяные компании практически полностью отказались от традиционного бурения «квадратом».

Литература

1. Гусман А.М. Буровые комплексы; Современные технологии и оборудование – Екатеринбург: АГГА, 2002. – 592 с.: ил. – Библиогр.: с. 575.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. -М.: Госгортехнадзор, 2003. -161 с.
3. А.В. Савинцев, Г.В. Горячко. Верхний привод – завершение испытаний // Бурение и нефть, – 2003. – С. 25.

ЭКОНОМИКА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА**О.А. Четвайкина**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность статьи заключается в том, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферу влияют на состояние воздуха; сброс сточных вод от производства сказывается на водных объектах, тем самым это отражается и на жителях водной среды; загрязнение почвы происходит за счет отходов от производства. Таким образом, экологическая политика нефтегазовых компаний является частью их принципов деятельности, политикой устойчивого развития и обязательств в сфере охраны труда, здоровья, окружающей среды и социальной деятельности. Для эффективного контроля рисков в компаниях, производственная деятельность которых связана с воздействием на окружающую среду, существуют программы экологического мониторинга состояния окружающей среды в местах расположения производственных объектов.

Одним из показателей мониторинга являются удельные потери нефти в нефтегазовых компаниях. По последним данным аналитиков, удельные потери нефти в российских добывающих компаниях составляют в среднем 5,2 кг на тонну добытой нефти. Так же удельные потери предприятий нефтепереработки тоже велики и составляют в среднем 4,5 кг на тонну переработанной нефти. Исходя из этого, целью статьи является изучение экологических рисков, а также рассмотрение влияния нефтегазового производства на окружающую среду и мероприятия по снижению экологических рисков.

Для снижения экологических рисков большинство компаний проводят следующие виды мероприятий:

1. рациональное размещение сооружений и открытых площадок с оборудованием с минимальным отводом земель в постоянное пользование;
2. организация производственных баз и других объектов в соответствии с требованиями охраны окружающей природной среды;
3. жесткий контроль работы оборудования и техники с целью снижения сбросов и выбросов загрязняющих веществ;
4. использование новейших технических решений и современного оборудования для оснащения вновь проектируемых нефтегазовых объектов.
5. организация природоохранного мониторинга.[3]

Рассмотрим элементы экологической политики в компании «Сахалин Энерджи», в частности производственный экологический контроль на своих объектах для выполнения требований природоохранного законодательства, соблюдения установленных нормативов в области охраны окружающей среды.

Производственный экологический контроль проводится компанией по следующим направлениям, которые обеспечивают рациональное использование природных ресурсов и выполнение планов по уменьшению воздействия на окружающую среду:

1. контроль воздействия на атмосферный воздух;
2. контроль водопользования и воздействия на водные объекты;
3. контроль в области обращения с отходами.

На основании выше перечисленных направлений экологического контроля в компании рассматриваются следующие риски такие как:

- риск проникновения вредных инвазивных организмов в залив Анива при сбросе с судов балластных вод в порту
- риск проникновения чужеродных видов растений в окружающую среду путем внесения семенного материала при проведении ремонтных работ на полосе отвода
- риск столкновения судов с морскими млекопитающими
- риск шумового воздействия при деятельности объектов и судов и во время работ по сейсмозаземке
- риск воздействия на популяции белоплечего орлана и других птиц

Для предотвращения выше перечисленных экологических рисков «Сахалин Энерджи» пользуется рядом документов и стандартов, принятых в компании согласно региональным и федеральным законам РФ:

1. порядок регламентирования сброса балластных вод с судов
2. стандарт по биоразнообразию
3. план по защите морских млекопитающих
4. стандарт по охране атмосферного воздуха и управлению энергопотреблением,
5. стандарт по водопользованию
6. стандарт по управлению отходами.

Таким образом, в связи с представленными рисками в компании проводятся мероприятия по их контролю, представленные в таблице 1.

На осуществление таких мероприятий в 2013 году текущие затраты составили 1 616 747 тыс. рублей. В сравнении с 2012 годом затраты на охрану окружающей среды увеличились в два раза, что обусловлено затратами на ремонт оборудования поглощающих скважин для размещения буровых отходов в глубоких горизонтах недр, закупкой и ремонтом оборудования для прессования, хранения и транспортировки отходов, а также эксплуатацией дежурных судов по ликвидации аварийных разливов нефти в районах размещения морских добывающих платформ ПА-Б, ПА-А, ЛУН-А. Исходя из этого, платежи за негативное воздействие снизились на 20 процентов и составили 4513 тыс. рублей. Снижение суммы платы обусловлено сокращением объемов сжигания попутного нефтяного газа

(ПНГ) за счет повышения надежности работы оборудования и достижением допустимого значения показателя сжигания на факельных установках ПНГ, установленного постановлением Правительства Российской Федерации в размере не более 5 % объема добытого ПНГ. Все вышеизложенное мы проанализировали в таблице 2.

Таблица 1

Риски и мероприятия контроля

Риски	Меры контроля
Риск проникновения вредных инвазивных организмов в залив Анива при сбросе с судов балластных вод в порту	обязательная замена балластных вод в открытых водах Японского моря и Тихого океана; минимизация количества сбрасываемых балластных вод; контроль качества балластных вод перед сбросом в залив Анива; отбор проб для определения потенциально инвазивных видов; регулярный мониторинг акватории порта Пригородное на предмет выявления возможных изменений флоры и фауны, связанных со сбросом балластных вод.
Риск проникновения чужеродных видов растений в окружающую среду путем внесения семенного материала при проведении ремонтных работ на полосе отвода	минимизация нарушения почвы; максимально быстрое восстановление растительного покрова на нарушенных участках; минимизация вероятности появления семян чужеродных видов на нарушенных участках; регулярный мониторинг нарушенных участков с целью выявления случаев проникновения чужеродных видов.
Риск столкновения судов с морскими млекопитающими	контроль движения судов путем установления навигационных коридоров; ограничение скорости передвижения судов; использование специально обученных наблюдателей за морскими млекопитающими на основных видах морских судов.
Риск шумового воздействия при деятельности объектов и судов и во время работ по сейсморазведке	акустический мониторинг для отслеживания уровня шумового воздействия на участках нагула серых китов; использование оборудования и процедур с минимальным уровнем шумового воздействия; осуществление полетов вертолетов на высоте не менее 300-450 метров над уровнем моря.
Риск воздействия на популяции белоплечего орлана и других птиц	определение опасных факторов и проведение оценки риска; осуществление программ исследования и мониторинга популяции белоплечего орлана; прокладывание маршрутов вертолетов с учетом расположения мест гнездования птиц и маршрутов сезонной миграции; установление охранных зон, в пределах которых не разрешается ведение работ; контроль доступа персонала компании к местам обитания птиц в периоды гнездования и миграции.

Таблица 2

Платежи за негативное воздействие на окружающую среду в 2011-2013 годах, тыс. руб.

Вид негативного воздействия	2011	2012	2013
Выбросы в атмосферу	1442,0	4664,7	3498,8
Сбросы в водные объекты	191,6	242,5	127,1
Размещение отходов	2251,1	850,2	886,7
Всего	3884,7	5757,4	4512,6

Структура текущих затрат на охрану окружающей среда в 2013 году. %

- Обращение с отходами
- Защита и реабилитация земель, поверхностных и подземных вод
- Сбор и очистка сточных вод
- Охрана атмосферного воздуха и предотвращение изменения климата
- Сохранение биоразнообразия и охрана природных территорий
- Другие направления деятельности в сфере охраны окружающей среды

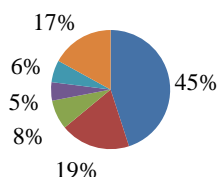


Рис. 1. Структура текущих затрат на охрану окружающей среды [2]

Таким образом, на рисунке 1 можно наглядно увидеть структуру текущих затрат на охрану окружающей среды. В 2013 году наибольшая доля издержек в компании пришлось на обращение с отходами (45%), это обусловлено тем, что отходы являются опасным загрязнителем не только водных объектов, но и почвы. Далее 19% составила доля затрат на защиту и реабилитацию земель, поверхностных и подземных вод, что обусловлено тем, что для восстановления флоры региона необходима благоприятная почва и чистая вода.

Таким образом, можно отметить, что компания «Сахалин Энерджи» проводит множество мер по снижению экологических рисков, создает регламенты и стандарты для производственного экологического контроля, несет большие затраты на охрану окружающей среды и защиту редких видов птиц и серых китов. Так же «Сахалин Энерджи» помогает Сахалинской области сохранять редкий народы нашей страны. Из представленных показателей можно сделать вывод, что меры по снижению рисков являются эффективными, так как затраты на них снижаются, это показывает нам то, что добыча, производство и транспортировка в компании становится более экологичным.

Литература

1. Отчет об устойчивом развитии за 2012 год. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://www.sakhalinenergy.ru/media/17faa12c-165e-4bd8-92f0-962d7c1da76c.pdf>, свободный.
2. Отчет об устойчивом развитии за 2013 год. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://www.sakhalinenergy.ru/media/2ad0357e-6758-4155-90b7-284aef902d18.pdf>, свободный.
3. Лекция 6. Воздействие нефтегазовых объектов на окружающую среду. [Электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://www.neftyanik-school.ru/studentam/uchebnye-kursy/course/15/21?start=1>, свободный.

АНАЛИЗ СВОБОДНЫХ МОЩНОСТЕЙ ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

К. В. Чередник

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Импортозамещение — замещение импорта товарами, произведёнными отечественными производителями, то есть внутри страны. Для замещения импорта национальными товарами могут быть использованы таможенно-тарифное (пошлины) и нетарифное (квоты, лицензирование ввоза) регулирования, а также субсидирование производств внутри страны и прямой запрет на ввоз определённых товаров из-за границы.

Резкая девальвация рубля заставила руководство страны о поддержке программы импортозамещения. Эта идея имеет сильное историческое подтверждение. После резкой девальвации 1998 года, когда рубль потерял 71%, первым фактором, который способствовал восстановлению роста, было именно импортозамещение. При этом объёмы экспорта не выросли значительно - в стране не производилось достаточно конкурентоспособных товаров кроме энергоносителей, но рост промышленного производства ускорился с 1% в 1997 году до 8,9% в 1999 году - после - 4,8% в 1998 году, а потом был дополнительно поддержан восстановлением цен на нефть.

Данный опыт удастся повторить частично. После распада СССР ВВП России постоянно сокращался, а промышленное производство падало - и 1997 год был первым, когда это падение прекратилось. В 1998 году коэффициент использования производственных мощностей едва достигал 45% - то есть 55% мощностей, без учета полностью изношенных, были свободны и могли быть использованы. При росте спроса на отечественные товары после девальвации эти мощности были быстро использованы для наращивания промышленного выпуска. Безработица в 1998 году была высокой и составляла 14% от экономически активного населения, что дало возможность использовать этот трудовой ресурс для промышленного ускорения на волне импортозамещения[1].

Сейчас ситуация другая. Коэффициенты загрузки составляют 66%, 64% и 56% для секторов добычи, обработки и распределения соответственно. При этом 20%, 14% и 12% мощностей в этих секторах относятся к полностью изношенным. Относительно низкий уровень свободных мощностей и высокая степень их изношенности делает инвестиции необходимым условием промышленного ускорения.

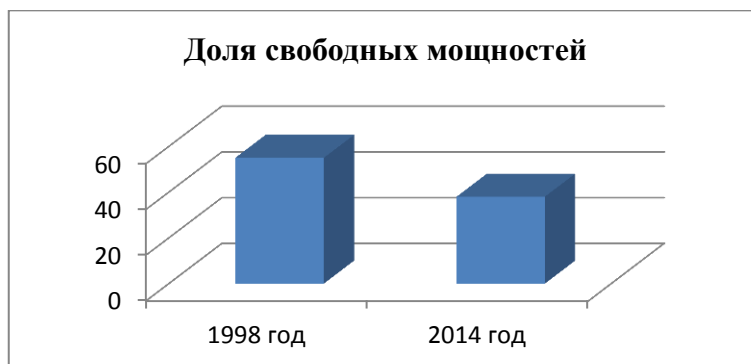


Рис. 1 – Сравнение долей свободных мощностей

Недостаточно свободных трудовых ресурсов. Безработица остается низкой и составляет 5,3% от экономически активного населения, а промышленно развитые регионы сталкиваются с нехваткой трудовых ресурсов. Например, уровень безработицы в Москве и Санкт-Петербурге составляет 1,3% - октябрь 2014 года.

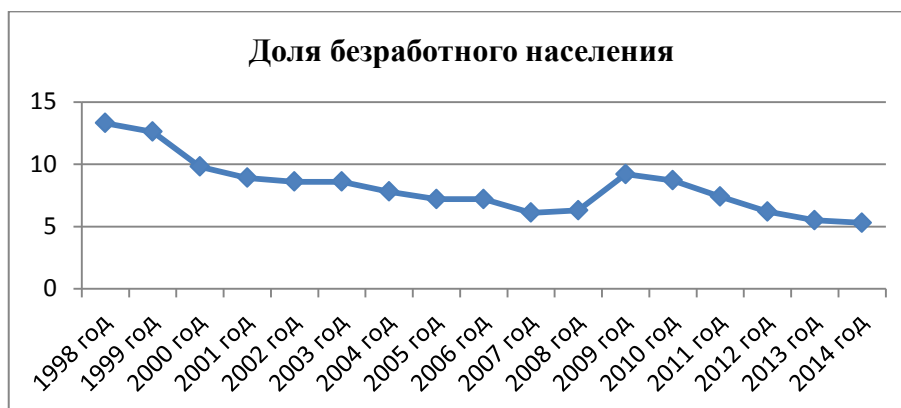


Рис. 2 – Сравнение долей безработного населения

Уровень загрузки производственных мощностей существенно различается по странам, будучи заметно выше в развитых странах. Поэтому текущий уровень загрузки в России - 65% можно оценить как высокий - исторический максимум на периоде 2006-14 составляет 68%. Вариация загрузки производственных мощностей от максимальной как правило, в предкризисный бум, до минимальной - как правило, в разгар кризиса, в разных странах варьировалась максимум на 15-17%. В России загрузка изменялась даже меньше - в кризис загрузка в промышленности упала на 9%. Это ограничивает наши ожидания по поводу степени дозагрузки мощностей.

Тем не менее, есть возможность дозагрузки основных фондов. Больше всего свободных фондов в секторе распределения - но в нем нет конкуренции с импортом. Сектор добычи, ориентированный на экспорт природных ресурсов, мог бы выиграть от девальвации. Самая высокая загрузка в секторе наблюдалась в 2007 году, на пике экономического бума в стране - рост ВВП 8,5%. Тогда загрузка мощностей составляла 70,8% - при 20,9% полностью изношенных фондов. Пост-кризисный максимум загрузки был достигнут в 2012 году и составил 69,5%. Если бы удалось вернуться к тем же уровням загрузки, то сектор мог бы получить дополнительный рост около 5%, а вклад этого роста в ВВП составил бы 0,4% [2].

А вот ускорения экономического роста, связанного с повышением загрузки мощностей обрабатывающих производств, ждать вполне разумно. Это может произойти из-за того, что «резерв» свободных мощностей выше, и изношенность фондов ниже. Но в этой группе производств загрузка никогда не превышала 66%. Пост-кризисный максимум загрузки был достигнут в 2013 году и составил 65%. То есть, фактический потенциал дозагрузки мощностей в обрабатывающей промышленности может дать рост производства сектора на 2,5%, что добавит в экономический рост 0,3% и в рост промышленного производства в целом 1,4%.

Вывод:

Из всего вышесказанного можно понять, что повторить программу по импортозамещению, проводимую Россией в 1998 году, в тех же объемах не удастся. Это связано, прежде всего, с нехваткой свободных трудовых ресурсов, а их перераспределение между регионами и отраслями – более медленный процесс из-за низкой гибкости рынка труда.

Литература

1. Сухарев О. С. Экономика России. Сегодня и завтра: Ленанд, 2015.
2. Рябина Л. Н. Деньги и кредит: Центр учебной литературы, 2014.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЛОГОВОГО БРЕМЕНИ

К. В. Чередник

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Распределение налогового бремени на население связано с множеством видов налогов – налог на добавленную стоимость; налог на доходы физических лиц; страховые взносы на обязательное пенсионное страхование в Российской Федерации на выплату страховой и накопительной части трудовой пенсии; страховые взносы на обязательное медицинское страхование; налог на добычу полезных ископаемых и др. Согласно данным Федерального Казначейства России, общие поступления в бюджет от налоговых сборов в 2014 году составили более 19 трлн. рублей. Объем поступления денежных средств от налога на добавленную стоимость равен 3,932 трлн., что составляет примерно 20,1% от общих поступлений. Данный налог представляет собой регрессивный налог на конечного потребителя, а его налоговое бремя - оцененное как отношение суммы налога в

цене приобретенных товаров, работ, услуг к общей сумме доходов физического лица, смещено в сторону низкодходных категорий населения. При прочих равных условиях чем большую долю доходов человек тратит на приобретение товаров, тем больше отношение налога в цене этих товаров к его доходам. Таким образом, высокодоходные категории населения с высокой долей сбережений имеют более выгодное отношение НДС в цене товаров и услуг к доходам. Использование пониженной ставки налога - 10%, для ряда продуктов питания первой необходимости и детских товаров не решает проблему регрессивности налога в целом.

В настоящее время отечественное налоговое законодательство оперирует с тремя налоговыми ставками НДС - 18, 10 и 0%. Причем около половины всего товарооборота освобождаются от обложения НДС - 50,26% по оценкам потенциальной облагаемой базы. По объемам облагаемых оборотов доминируют объекты налогообложения, подпадающие по действию стандартной - 18% ставки. Доля этих объектов в общем объеме оборота по итогам 2014 г. составляла 38,91%. Доля оборотов, подлежащих обложению по пониженной ставке - продовольственные товары первой необходимости и товары детского ассортимента, некоторые медицинские товары, составляет всего 4,17%. Обороты по экспортным и сопряженным с ними операциям, облагаемым по ставке 0%, составляют 5,96%. Оставшаяся 0,71% приходится на расчетные ставки - 10/110 и 18/118 [1].

Понижение суммарного бремени налогообложения низкодходных категорий населения возможно путем перевода отдельных видов продукции - в первую очередь продовольственных товаров и лекарственных средств, из группы товаров, облагаемых по ставке 10%, в группу товаров, облагаемых по нулевой ставке. Как следует из приведенных данных, потенциальные потери бюджета составят не более 2,5% поступлений, что вряд ли приведет к понижению цен на эти товары, но может замедлить рост цен.

Включение образовательных услуг и услуг в области здравоохранения в группы видов деятельности, не подлежащих обложению НДС, соответствует положениям Шестой директивы Евросоюза. Однако это означает, что НДС относится в цене издержек оказания этих услуг, в том числе в цене оборудования, на издержки и фактически увеличивает затраты этих организаций и цены оказываемых ими услуг. Целесообразно перейти к частичному - в пределах 50%, возмещению этим организациям «входного» НДС по элементам капитальных вложений, что расширит возможности этих организаций по закупке основных средств и техническому переоснащению.

Поступления в бюджет за счет сбора налога на доходы физических лиц в 2014 году составили 0,009 трлн. рублей, что составляет всего 0,05% от общих поступлений в бюджет. Но его распределение между различными слоями населения неравномерно. Имеющихся данных о поступлении налога на доходы физических лиц в Российской Федерации не хватает для выявления основных характеристик распределения налогового бремени данного налога на группы населения с различным уровнем дохода. Но использование некоторых косвенных сведений позволяет описать гипотетическую кривую распределения налоговых поступлений по основным доходным группам населения. Эти расчеты свидетельствуют о том, что на долю 1% наименее обеспеченных налогоплательщиков в России приходится 0,1% всех налоговых платежей, в то время как в США и Великобритании этот показатель составляет 0,01%. На 10% наименее обеспеченных налогоплательщиков в США приходится всего 0,1% налоговых платежей, а в Великобритании - 0,6% против 1,7% в России. В то же время в России на долю половины наименее состоятельных приходится 21,4% налоговых платежей, в то время как в Великобритании - 11,2, а в США - 8,2%. Доля наиболее обеспеченных налогоплательщиков - 1%: в России на их долю приходится 5,1% платежей, в то время как в Великобритании - 26,5, а в США - 34,0%. Фактически налоговое бремя по НДС и налогу на доходы физических лиц смещено в сторону низкодходных категорий.

Еще одна проблема касается уплаты хозяйствующими субъектами страховых платежей в рамках системы обязательного социального страхования. В 2014 году поступления в бюджет за счет этого вида налога составили 5,158 трлн. рублей (26,36% от общих поступлений). Эта проблема имеет целый ряд аспектов, ниже остановимся лишь на трех общеэкономических: наличие существенного дисбаланса между спросом и предложением на рынке труда вследствие применения действующей модели уплаты страховых платежей; искаженный характер оценки эффективности замещения труда капиталом и эффективности капитальных вложений хозяйствующими субъектами - в процессе принятия инвестиционных решений; предоставление льгот по уплате страховых платежей некоторым категориям плательщиков, что означает либо отсутствие страхования соответствующих рисков для льготизируемых категорий, либо замещение страховых платежей трансфертами из бюджетной системы за счет общих доходов.

Сегодня Россия относится к группе стран с чрезвычайно высокими показателями налогового клина. Страховые платежи со стороны спроса на труд осуществляются по ставке 30%, а налогообложение предложения труда - по ставке 13%, при существенном совпадении базы обложения. Если же рассматривать только страховую компоненту, то перенесение всего бремени уплаты страховых платежей на работодателя также характеризует одну из составляющих указанного налогового клина. Результатом данного обстоятельства является формирование рынка труда как «рынка покупателя» с реальными возможностями к занижению уровня оплаты труда наемных работников.

На рис. 1 представлены данные об оценках налогового клина в части страховых платежей по обязательным видам социального страхования в ряде экономически развитых европейских стран. Как следует из приведенных данных, в России общий объем страховых платежей относительно ВВП отстает от аналогичных показателей развитых европейских стран, а налоговый клин - в части страховых платежей является одним из самых значительных. В результате действующая налоговая система - в совокупности с платежами по обязательным видам социального страхования формирует в России специфическим образом искаженное соотношение спроса и предложения на рынке труда [2].

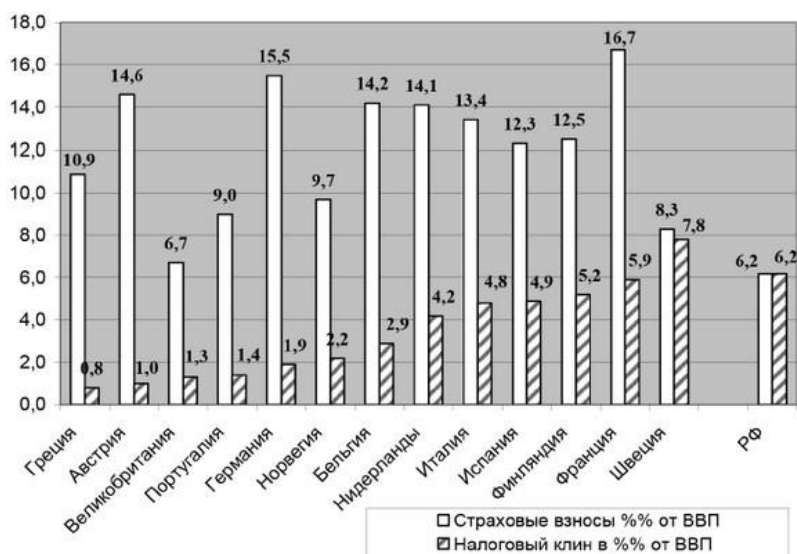


Рисунок 1 - Оценка налогового клина в части страховых платежей по обязательным видам социального страхования в ряде экономически развитых европейских стран

Непосредственное перемещение акцентов при уплате страховых взносов с предпринимателей на работников практически невозможно - особенно если речь пойдет о разовой акции, поскольку это потребует более чем вдвое увеличить прямую нагрузку на доходы от занятости по найму. Даже если с точки зрения экономической эффективности и повышения эластичности рынка труда данный шаг можно было бы расценивать как логичный, столь существенный рост общего обременения труда, в первую очередь низких доходов, представляется нецелесообразным.

Стремление снизить нагрузку страховых платежей на предпринимателей приводит к тому, что относительно сокращается «цена» рабочей силы. Существенная часть нового высокоэффективного оборудования, производимого за рубежом, или его российских аналогов ориентирована на сложившееся в Европе соотношение цены труда и капитала. Именно при таком соотношении цен факторов производства это оборудование будет экономически эффективным.

Необходимо признать, что взносы и отчисления по обязательным видам социального страхования имеют много общего с налоговыми платежами. Именно поэтому в некоторых странах они используются в чистом виде как страховые схемы финансирования соответствующих фондов. Стремление предоставить определенному кругу налогоплательщиков льготы приводит к необходимости замещения «выпадающих» страховых платежей другими источниками. Иными словами, последующие «выплаты застрахованным» должны быть профинансированы за счет иных доходов федерального бюджета, т. е. других групп налогоплательщиков. В случае с налогами такой подход в целом вполне правомерен в силу индивидуальной безвозмездности налоговых платежей, а случай индивидуальной возмездности страховых платежей вызывает сомнения.

Большую долю в формировании бюджета страны занимает налог на добычу полезных ископаемых. На его долю в 2014 году пришлось 14,61% (2,858 трлн. рублей) [3].

Вывод: Поиски оптимального налогового бремени для конкретной страны занимают достаточно длительный период времени, и использование на этом пути зарубежного опыта возможно исключительно в качестве ориентира. Существенным фактором, который необходимо учитывать в оценках налогового бремени и прогнозах результатов проводимых налоговых реформ, является распределение налогового бремени в целом и по группам налогов между различными категориями налогоплательщиков - по видам экономической деятельности и отраслям экономики, по регионам, по группам лиц с различным уровнем доходов и т. д.

В условиях ограничения роста налоговых поступлений, дефицита консолидированного бюджета страны и высокой вероятности перехода бюджетного сальдо в область устойчиво отрицательных значений необходимо рассматривать возможность повышения и/или перераспределения налогового бремени. При определенных условиях результатом перераспределения налогового бремени может стать интенсификация экономической активности в отдельных сегментах экономики и в целом формирование дополнительного импульса для экономического роста.

Литература

1. Оканова, Т. Н. Налогообложение коммерческой деятельности: учебно-практ. пособие / Т. Н. Оканова. — Москва: Юнити, 2013. — 287 с.
3. Сухарев О. С. Приватизация, национализация и экономическая реформа: Финансы и статистика, 2013. — 350 с.
4. Информация об исполнении консолидированного бюджета РФ - http://roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/doc/Otchet_na_1_yanvarya_2015.zip.

ИНСТРУМЕНТЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**И.Ю. Чубуков**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наше время Арктический шельф России рассматривается как ключевое звено экономики. Арктический шельф обладает колоссальными запасами нефти и газа.

Сегодня запасы нефти и газа на суше исчерпывают себя. Освоение Арктики логично, поскольку это позволит компенсировать падение добычи углеводородов в существующих нефтегазодобывающих центрах страны.

По данным Economist Intelligents, добыча на традиционных месторождениях падает на 2-6% в год, в то время как мировой спрос растет на 2%. Добыча нефти в Западной Сибири, традиционном нефтяном секторе России, постепенно снижается с 2006 года. На старых месторождениях до 2020 года, добыча будет падать в среднем на 1,7% в год.

Арктический шельф России сейчас рассматривается как большой регион, освоение которого компенсирует падение добычи углеводородов на старых месторождениях страны. Шельф обладает гигантским углеводородным потенциалом, который в состоянии обеспечить большую часть энергопотребности России и принести большой экономический вклад для страны.

Россия, в районах на которые претендует или уже имеет, приходится более 250 млрд. баррелей нефти и газа в нефтяном эквиваленте. Самые большие суммарные запасы Арктики, по данным USGS, сосредоточены в Западно-Сибирском бассейне -3,6 млрд. барр. нефти, 18,4 трлн. куб. м газа и 20 млрд. барр. газоконденсата. За ним идет арктический шельф Аляски -29 млрд. барр. нефти, 6,1 трлн. куб. м газа и 5 млрд. барр. газоконденсата. Следом -шельф восточной части Баренцева моря-7,4 млрд. барр. нефти, 8,97 трлн. куб. м газа и 1,4 млрд. барр. газоконденсата.

Оценки запасов нефти и газа в Северном Ледовитом океане, публикуемые разными странами мира, отличаются очень сильно. Пока полноценных геологоразведочных работ на шельфе не проводилось, по этому очень ложно сказать точные данные. Освоение арктического шельфа- важнейшая геостратегическая задача России.

Однако существует ряд сложных проблем и рисков, для реализации таких потенциалов. Сюда входят аспекты экономического, нормативно-правового, технико-технического и экологического характера [1]. Так же стоит отметить что трудности освоения шельфа арктической зоны связаны с суровыми климатическими условиями. Арктический шельф обладает тяжелой ледовой обстановкой и удаленностью от промышленных центров. Двести дней в году там существует вероятность появления айсбергов, наблюдается сильное волнение моря и шквалистый ветер. Так же не стоит забывать о полярной ночи, продолжительность которой 70 суток, а температура зимой снижается до -50 градусов. Скорость ветров достигает до 40 м/с, а волны достигают высот до 20 м, дрейфующие ледовые поля со средней толщиной льда до 1,5 м., айсберги с осадкой до 100 м., массой до 1 млн. т. и скоростью перемещения до 1 м/с. Эффективное и безопасное освоение углеводородного потенциала Арктики требует укрепления международного сотрудничества, прежде всего между государствами, имеющими непосредственный выход к Северному Ледовитому океану.

Как показывает мировой опыт, в настоящее время можно выделить два основных подхода к организации международного сотрудничества в Арктике. В рамках первого подхода государство проводит политику «открытых дверей», позволяющую участие зарубежных денежных средств на всех стадиях освоения энергетического потенциала. Второй подход характеризуется тем, что государство придерживается ограничительной политики в отношении своих северных запасов, полностью закрывая для иностранного капитала сферу геолого-разведочных работ (ГРП) и привлекая на различных условиях зарубежные вклады к работам по добыче [2]. Одновременно предпринимаются экспансивные шаги через получение долей в иностранных нефтегазодобывающих проектах. Первый подход позволяет мгновенно и относительно эффективно (для государства, открывающего доступ зарубежным денежным средствам) организовать освоение ресурсов при помощи зарубежных фирм, берущих на себя большую часть финансирования работ и управления рисками. Превосходство второго подхода в интернациональном сотрудничестве – вероятность формирования российского сервисного рынка, получения долей в иностранных проектах. Реализация такого подхода просит наличия больших государственных средств, нужных для проведения части работ на шельфе, а также выработки продуманной промышленной, инвестиционной и международной политики [3]. Сейчас прогнозируется безусловное преобладание нефтегазоконденсатной ресурсной базы Российской Федерации над ресурсами остальных государств Арктического региона. России должна целенаправленно укреплять и совершенствовать свое доминирующее положение в этом регионе, в том числе с помощью механизмов контролируемого интернационального содействия.

В настоящее время взаимодействие зарубежных и российских компаний во многом ограничивается несовершенством российского законодательства в области освоения континентального шельфа. В экономически развитых странах, в частности, в США совершенствование законодательства постоянно осуществляется постоянно (таблица 1 [4]).

В наше время, в научной литературе встречаются следующие предложения по совершенствованию российского законодательства в области освоения шельфа:

1. Законодательное закрепление, которое будет стимулировать вложения негосударственных инвестиций в геологическое изучение недр континентального шельфа Российской Федерации.

2. Разработать единые принципы, обосновать и нормативно закрепить. Для того чтобы осуществлять ту или иную деятельность, связанную с использованием недр в пределах акваторий, попадающих под юрисдикцию Российской Федерации.

3. Необходимо усовершенствовать налоговое законодательство для поддержания инвестиций в освоении и изучении углеводородных запасов на континентальном шельфе

Совершенствование российского законодательства позволит интенсифицировать международное сотрудничество в освоении шельфовых ресурсов и будет способствовать позиционированию России как ведущего игрока на шельфе Арктики. Так же существуют так называемые «Меры экономического стимулирования»

Таблица 1
Основные элементы системы правового регулирования проведения работ на шельфе В США

Элемент	США
Система законодательства	Основными федеральными законами в области недропользования являются: «О горной аренде» (Mineral Leasing Act, принят в 1920 г.); «О континентальном шельфе» (1953 г.); «Всеобщий закон по горно добыче» (The General Mining Law) (1872 г).
Система государственного управления работами	Министерство внутренних дел, в которое входит: Служба по управлению полезными ископаемыми на континентальном шельфе Minerals Management Service).
Порядок предоставления права пользования участками недр шельфа, требования	Mineral Leasing Act. Закон о лизинге минерального сырья. Закон обеспечивает ряд функций. Позволяет вести разведку на государственной земле с разрешения правительства; Производить бурение и добычу углеводородов только с теми полномочиями, что предоставило государство. Так же, согласно этому закону, государство в праве получать компенсацию от арендатора за право добычи полезных ископаемых.
Специфика экологических и природоохранных норм при предоставлении недр	Центральное место в системе экологического законодательства США занимает закон о национальной политике в области охраны окружающей среды, который принят в 1969 году. Закон направлен на достижение двух основных целей: возложение на федеральные ведомства обязанности по охране окружающей среды, выполнение которых должно сочетаться с их основными полномочиями и определение механизма реализации этих обязанностей.
Порядок финансирования работ при освоении недр	Основные затраты ложатся на недропользователя. Но и имеются государственные экономические стимулы-налоговые льготы и финансовая поддержка. Задача стимулирования- вознаграждение за большие финансовые затраты и технический риск. Финансовое внимание уделяется и в области научно-технического прогресса.

В качестве мер экономического стимулирования разработки шельфовых месторождений предоставляется ряд льгот по НДС:

1. Установления нулевой ставки НДС на нефть, добытую на участках недр, расположенных севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе Российской Федерации, а так же п-ова Ямал в ЯНАО, в Азовском Каспийском, Черном и Охотском море;

2. Установление нулевой ставки НДС на нефть, добытой на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (севернее 65 градуса северной широты);

3. Установление нулевой ставки НДС на газ, добытый на полуострове Ямал, используемый для производства СПГ;

4. Установление нулевой ставки НДС на конденсат, добытый на полуострове Ямал совместно с газом, используемым для производства СПГ;

5. Введение понижающего коэффициента к НДС на нефть, добытую на месторождениях с извлекаемыми запасами до 5 млн. тонн нефти и выработанностью менее 5%.

По результатам подписания распоряжения Правительства РФ № 443-р от 12 апреля 2012 года Минэнерго России, Минфин России, Минэкономразвития России и ФТС разработана детальная концепция законодательного оформления стимулирующей системы разведки и разработки континентального шельфа Российской Федерации [5].

Установление дифференцированных адвалорных ставок НДПИ для регионов в соответствии с категориями сложности; Обнуление экспортной пошлины для шельфовых проектов; Применение установленной действующим законодательством ставки налога на прибыль в размере 20%; Гарантирование режима фискальной стабильности в соответствии с категориями сложности проектов; Ускоренная амортизация; Отмена НДС на ввозимое технологическое оборудование; Обнуление налога на имущество. Суровые условия климата — вьюги и сильные морозы, полярная ночь, движение льдов — очень сильно затрудняют процесс работы добывающих компаний на Арктическом шельфе. Существуют такие участки, где планируется добыча газа, на которых 200 дней в году дрейфует лед, это порядком увеличивает затраты на работу. Стоит заметить, что есть специалисты, которые приравнивают освоение шельфа с освоением космоса, электроникой и нанотехнологиями. Разработка шельфовых месторождений требует больших затрат. Для реализации проектов потребуются научно-технические разработки, большое количество технических средств, это буровые платформы, передовые морские технологии, в частности суда, геофизические приборы, навигационная аппаратура и многое другое, что позволит качественно и на современном уровне выполнять работы.

В настоящее время одной из важных задач международного сотрудничества для России является трансфер зарубежного технологического и организационно-экономического опыта и знаний по эффективной разработке арктических шельфовых месторождений в интересах общества. При реализации больших углеводородных проектов, известно, что на долю поставщиков для нефтегазового комплекса приходится 80% работ. Среди них — крупные металлообрабатывающие, сервисные компании, транспортные, строительные, и другие поставщики материалов и оборудования, а также образовательные учреждения и учреждения научного характера, представляющие разные сферы данной промышленности.

Осуществление современных нефтегазовых проектов может и способно привлечь в работу главные ветви промышленности, смежные в межотраслевых научно-технических цепочках. Быстрое формирование этих отраслей послужит локомотивом для других смежных отраслей. Как следствие, на определенном этапе начнут проявляться мультипликативные эффекты, произойдет «самовозбуждение» экономического роста. В действительности, речь идет о стимулировании раскручивания восходящей пирамиды производственного, а на его деле — инвестиционного и потребительского спроса. Согласно итогам научных исследований, именно внутренний спрос — наиболее надежный и главный двигатель социального и экономического прогресса. Важно отметить, что в промышленности создается основной объем валового внутреннего продукта и что именно промышленность определяет технический уровень других отраслей народного хозяйства и социальной сферы. Отсюда следует, что положительная динамика промышленности предопределяет все состояние общественного развития. Наряду с очевидными перспективами, работа в нефтегазовом секторе — это новый вид деятельности для российских предприятий. Несмотря на промышленный и высокий интеллектуальный потенциал отечественных предприятий, российские компании часто не способны составить конкуренцию иностранным компаниям при участии в тендерах. Компании имеют необходимость в большом увеличении уровня собственной компетенции в области интернациональных условий, к качеству оказываемых услуг, систем охраны труда, окружающей среды и качеству производимой продукции.

Освоение Арктики открывает перед компаниями широкие возможности, но в то же время деятельность в этом регионе связана с рисками. Нефтегазодобывающим предприятиям необходимо доказать, что они способны гарантировать безопасность при разработке арктических недр. Добыча углеводородов — это бизнес, требующий повышенных мер безопасности и точных экономических расчетов, и любая нештатная ситуация (разлив нефти или несчастный случай) может обернуться катастрофой. Для обеспечения экономической целесообразности добычи углеводородов в Арктике цены на нефть должны стать выше текущего уровня, но перспектива на ближайшее время остается неопределенной. При грамотной фискальной политике освоение углеводородных месторождений на арктическом шельфе России может стать не только источником получения рентных доходов для государства и выгодных инвестиционных вкладов, но и фундаментом регионального социально-экономического развития.

Литература

1. Ананьев В. До арктического шельфа у России «руки не доходят» // Oil & Gas Journal. 2010. - С. 38.
2. Чумаков Д.С. Основные векторы международного сотрудничества в Арктике // Вестник Московского университета. Сер. 25. Международные отношения и мировая политика, 2011 - № 2 - С. 41–61.
3. Богданчиков С.М. Ключевые факторы развития нефтегазового комплекса России и НК «Роснефть» // Нефть, газ, бизнес, 2003 - № 4 - С. 16–17.
4. Фадеев А.М. Совершенствование экономических подходов к управлению освоением морских углеводородных месторождений Арктики. Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2012.
5. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 12 апреля 2012 года. [О мерах, направленных на повышение инвестиционной привлекательности новых проектов освоения морских месторождений нефти и газа, расположенных в границах внутренних морских вод, территориального моря, на континентальном шельфе Российской Федерации] URL: <http://docs.cntd.ru/document/902341349>

**ОСОБЕННОСТИ ГРЕЙДИНГОВОЙ СИСТЕМЫ ОПЛАТЫ ТРУДА В ОАО «ТОМСКНЕФТЬ»
ВНК**

К.С.Шевяков

Научный руководитель доцент И.В.Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время для многих Российских компаний, в частности нефтяных, сохраняется актуальной проблема высокой текучести кадров (рис. 1). Как видно из диаграммы, среднесписочная численность на предприятиях нефтегазового сектора не имеет требуемой общей тенденции к росту и изменяется как в большую, так и в меньшую сторону. Для решения проблемы высокой текучести кадров нефтегазовые предприятия внедряют множество программ, нацеленных на мотивацию персонала и сохранение штата сотрудников.

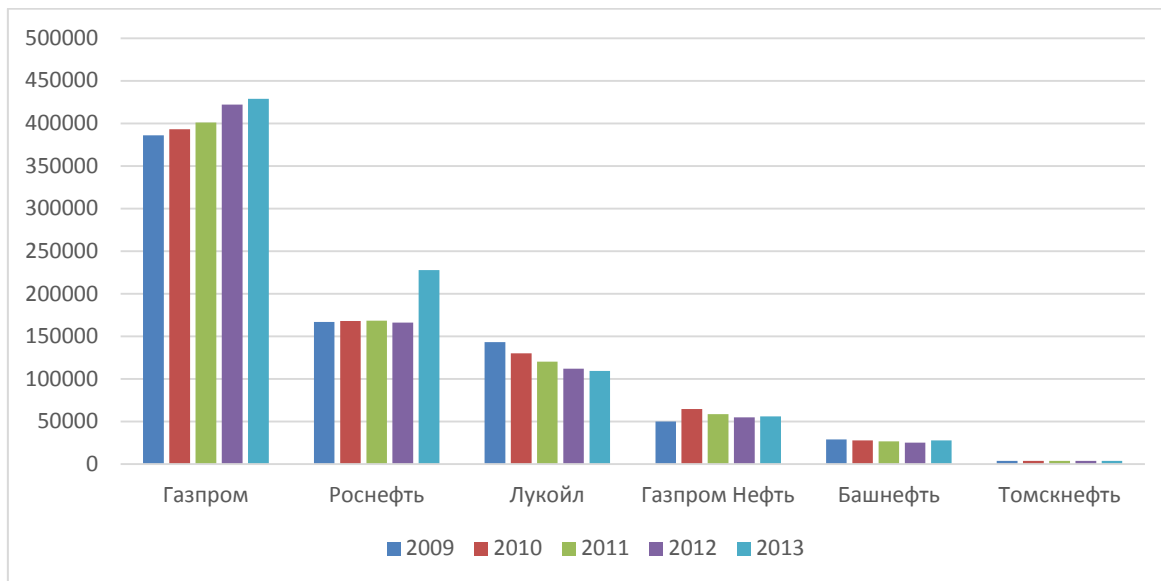


Рисунок 1 – Среднесписочная численность работников по компаниям [2-6]

Так в нефтегазодобывающей компании ОАО «Томскнефть» ВНК с 1 мая 2014 года была введена грейдинговая система оплаты труда сотрудников.

Система грейдов - это система начисления должностных окладов на основе балльно-факторного метода и матрично-математических моделей.[1] Данная система подходит только для крупных предприятий, с разветвленной иерархической структурой должностей и ее внедрение в небольшой фирме может привести к негативным последствиям, таким как потеря ценных кадров, времени и больших финансовых вложений.

Оценка должностей в компании Томскнефть производится на основании единых критериев с применением методологии компании Pricewaterhouse Coopers, комиссией, с участием руководителя подразделения. Каждая должность принадлежит к определенному грейду. Каждому грейду должности соответствует установленный диапазон базового вознаграждения. Оклад работника устанавливается внутри диапазона оплаты труда по грейду, к которому относится должность (рис. 2).

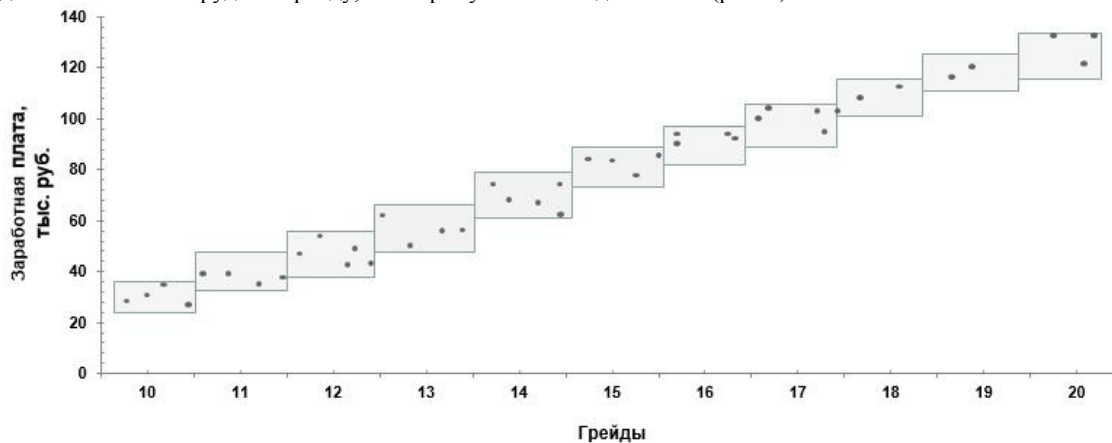


Рисунок 2 – Шкала базового вознаграждения (условный пример)

При данной системе изменение уровня базового вознаграждения работника происходит либо при пересмотре зарплаты в рамках грейда (в одной должности), либо при повышении зарплаты при переходе на новый грейд (повышение в должности).

В отличие от классической, применяемой ОАО «Томскнефть» до 1 мая 2014 года, единой 17-ти разрядной тарифной сетки, имеющей 4 уровня (в зависимости от специфики производства) в соответствии с присвоенными тарифными разрядами грейдовая система отличается тем, что каждый разряд включает в себя категорию, в соответствии с которой работнику начисляется надбавка к заработной плате, а главным условием для перехода на следующий разряд является получение высшей категории по предыдущему разряду (рис. 3).

Разряд	Категория				
	Базовый уровень	Развитие	Стандарт	Опыт	Эксперт
3	+	+	+	-	-
4	+	+	+	-	-
5	+	+	+	+	-
6	+	+	+	+	+

Рисунок 3 – Присвоение категории и разряда (на примере оператора ДНГ)

Так же можно привести следующие ключевые моменты, отличающие грейдовую систему от тарифной.

1. Предусматривает широкий спектр критериев, который включает такие показатели оценки должности, как управление, коммуникации, ответственность, сложность работы, самостоятельность, цена ошибки и другие.
2. Допускает пересечение частей двух близлежащих грейдов. В результате этого рабочий или мастер низшего грейда благодаря своему профессионализму может иметь более высокий должностной оклад, чем, например, специалист по охране труда, находящийся в грейде рядом стоящего высшего порядка.
3. Строится система только на весе должности, которая просчитывается в баллах в отличие от иерархической структуры тарифной сетки, основанной на минимальной зарплате и коэффициентах.
4. Расположение должностей производится по принципу важности для компании.

Анализ применения грейдинговой системы в ОАО «Томскнефть» ВНК помог выделить следующие моменты.

1. Увеличение числа работников, имеющих доплату за профессионализм по подсчетам компании в среднем до 1020 человек (против ~150 человек в год при классической разрядной системе);
2. Рост средней заработной платы руководителей, специалистов, служащих составит в среднем на 2% в год;
3. Рост средней заработной платы у рабочих профессий в среднем составит 5% в год;
4. Снижение премиальной части заработной платы (фонд начальника цеха, фонд начальника) у рабочего и инженерно-технического персонала с 52% до 40% и одновременный рост тарифной части заработной платы (рис. 4).

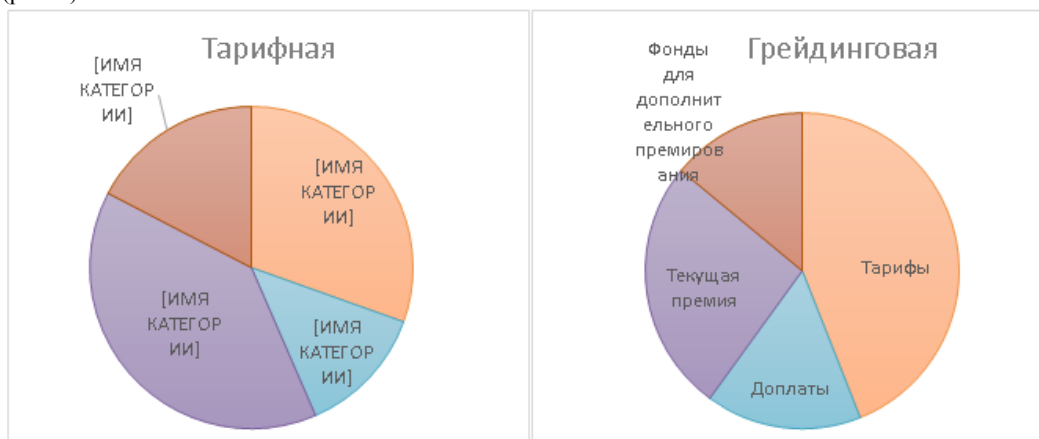


Рисунок 4 – Структура средней заработной платы

Подводя итог вышесказанному, можно отметить, что грейдинговая система оплаты труда в настоящее время несомненно является более прогрессивной системой. Грейдинг обеспечивает более высокий уровень мотивации персонала, стимулирует каждого сотрудника к профессиональному и личностному росту, а как следствие и достижению новых высот для всей компании в целом.

Литература

1. Положение ОАО «Томскнефть» ВНК об оплате труда работников общества. Приложение 1 к коллективному договору – ОАО «Томскнефть» ВНК, 2014. – 31 с.
2. Годовой отчет ОАО АНК «Башнефть» - ОАО АНК «Башнефть», 2010 – 2013 гг
3. Годовой отчет ОАО «Томскнефть» ВНК - ОАО «Томскнефть» ВНК, 2010 – 2013 гг
4. Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» - ОАО «НК «Роснефть», 2010 – 2013 гг
5. Годовой отчет ОАО «Лукойл» - ОАО «Лукойл», 2010 – 2013 гг
6. Годовой отчет ОАО «Газпром нефть» - ОАО «Газпром нефть», 2010 – 2013 гг

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.О. Шестопалов

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обоснование экономической эффективности по проведению ГТМ

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Игольско-Таловом месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, так как, только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий.

Расчёт экономической эффективности проведения ГТМ

Произведём расчёт эффективности выбранных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на Игольско-Таловом месторождении за отчётный период. В 2011 году на данном месторождении ГРП выполнено на девяти скважинах, в том числе на шести новых.

В ходе расчета экономической эффективности рассчитывается так называемая условно-переменная часть эксплуатационных затрат на 1 тонну дополнительно добытой нефти после ГТМ. Эта часть затрат включает в себя затраты на энергию по извлечению, подготовку, сбор и транспорт нефти, затраты на поддержание пластового давления путём нагнетания воды и геологоразведочные работы.

Таблица 1

Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950000
Пакер Seit 15000 PSI	1	70000
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000
Трубы НКТ NEW – VAM L –80	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5500
Проппант ULTRA PROP 20/40	руб./ т.	54545
Проппант Боровичи 20/40	руб./ т.	22600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527000

Затем определяются затраты на проведение ГТМ, включающие стоимость подготовительно-заключительных работ и стоимость работ связанных с непосредственным закачиванием жидкости под давлением в скважину (стоимость работы спецтехники и другого вспомогательного оборудования, химреагентов, проппанта и т. д.). Разность между экономией по добыче нефти и затратами на проведение ГТМ – экономическая эффективность ГТМ.

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъемника; оператор песковоза.

Таблица 2

Исходные данные для расчёта экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Значение показателя за отчетный период			
		1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
Прирост среднесуточного дебита	т/сут.	71,24	47,44	43,35	31,00
Коэффициент эксплуатации		0,97	0,97	0,97	0,97
Фонд скважин	скв.-опер.	9	9	9	9
Стоимость одного ГТМ	тыс.руб.	3244			
Ставка дисконта	%	10	10	10	10
Коэффициент инфляции		0,07	0,07	0,07	0,07
Цена нефти	руб./т.	13954	13954	13954	13954

Таблица 3

Расчёт экономической эффективности проекта

Показатели	Ед. изм.	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
Прирост выручки от реализации	тыс.руб.	81520,7	60245,0	55651,3	39801,0
Текущие затраты, в т.ч.:	тыс.руб.	32567,8	2491,8	2301,8	1646,2
Затраты на ГТМ	тыс.руб.	29196			
Затраты на дополнительную добычу	тыс.руб.	3371,8	2491,8	2301,8	1646,2
Налог на прибыль	тыс.руб.	9790,6	11550,6	10669,9	7631,0
ПДН	тыс.руб.	39162,3	46202,6	42679,6	30523,8
НПДН	тыс.руб.	39162,3	85364,9	128044,5	158568,4
Коэффициент дисконтирования		1	0,9765	0,9535	0,9310
ДПДН	тыс.руб.	39162,3	45114,7	40693,4	28418,1
ЧТС пр.	тыс.руб.	39162,3	84277,0	124970,4	153388,5

Анализ эффективности ГТМ при определённой степени риска и при благоприятных факторах

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определённую степень риска, связанную с природными факторами и рыночными (риск изменения цен), то необходимо провести анализ чувствительности каждого варианта проекта. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора. Предположим такие факторы:

Таблица 4

Расчет ЧТС при уменьшении дополнительной добычи нефти на 30%

Показатели	Ед. изм.	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
Прирост выручки от реализации	тыс.руб.	57064,5	42171,5	38955,9	27860,7
Текущие затраты, в т.ч.:	тыс.руб.	31556,2	1744,3	1611,3	1152,3
Затраты на ГТМ	тыс.руб.	29196			
Затраты на дополнительную добычу	тыс.руб.	2360,2	1744,3	1611,3	1152,3
Налог на прибыль	тыс.руб.	5101,6	8085,4	7468,9	5341,7
ПДН	тыс.руб.	20406,6	32341,8	29875,7	21366,7
НПДН	тыс.руб.	20406,6	52748,4	82624,1	103990,8
Коэффициент дисконтирования		1	0,9765	0,9535	0,9310
ДПДН	тыс.руб.	20406,6	31580,3	28485,4	19892,6
ЧТС пр.	тыс.руб.	20406,6	51986,9	80472,3	100364,9

Предположим такие факторы :

- годовая добыча / -30%;
- цены на нефть / -20%;

- текущие затраты / -10%;

Для каждого фактора определяется зависимость: ЧТС(С>); ЧТС(Ц); ЧТС(З).

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изобразим графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую паука.

Если изменения ЧТС при заданной вариации параметров будут находится в положительной области, то проект не имеет риска. Если значения ЧТС попадают в отрицательную область, то решение об оптимальном варианте, выбранном на основе критериев, следует пересмотреть с учётом анализа чувствительности проекта.

Таблица 5

Расчет ЧТС при снижении цены на нефть на 20%

Показатели	Ед. изм.	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
Прирост выручки от реализации	тыс.руб.	65216,5	48196,0	44521,1	31840,8
Текущие затраты, в т.ч.:	тыс.руб.	32567,8	2491,8	2301,8	1646,2
Затраты на ГТМ	тыс.руб.	29196			
Затраты на дополнительную добычу	тыс.руб.	3371,8	2491,8	2301,8	1646,2
Налог на прибыль	тыс.руб.	6529,8	9140,8	8443,9	6038,9
ПДН	тыс.руб.	26119,0	36563,4	33775,4	24155,7
НПДН	тыс.руб.	26119,0	62682,4	96457,8	120613,5
Коэффициент дисконтирования		1	0,9765	0,9535	0,9310
ДПДН	тыс.руб.	26119,0	35702,5	32203,6	22489,2
ЧТС пр.	тыс.руб.	26119,0	61821,5	94025,1	116514,3

Таблица 6

Расчет ЧТС при повышении текущих затрат на 10%

Показатели	Ед. изм.	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
Прирост выручки от реализации	тыс.руб.	81520,7	60245,0	55651,3	39801,0
Текущие затраты, в т.ч.:	тыс.руб.	35824,5	2741,0	2532,0	1810,8
Затраты на ГТМ	тыс.руб.	29196			
Затраты на дополнительную добычу	тыс.руб.	3371,8	2491,8	2301,8	1646,2
Налог на прибыль	тыс.руб.	9139,2	11500,8	10623,9	7598,0
ПДН	тыс.руб.	36556,9	46003,2	42495,5	30392,1
НПДН	тыс.руб.	36556,9	82560,1	125055,6	155447,8
Коэффициент дисконтирования		1	0,9765	0,9535	0,9310
ДПДН	тыс.руб.	36556,9	44920,0	40517,9	28295,5
ЧТС пр.	тыс.руб.	36556,9	81476,9	121994,8	150290,3

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изобразим графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую паука (рис. 1).

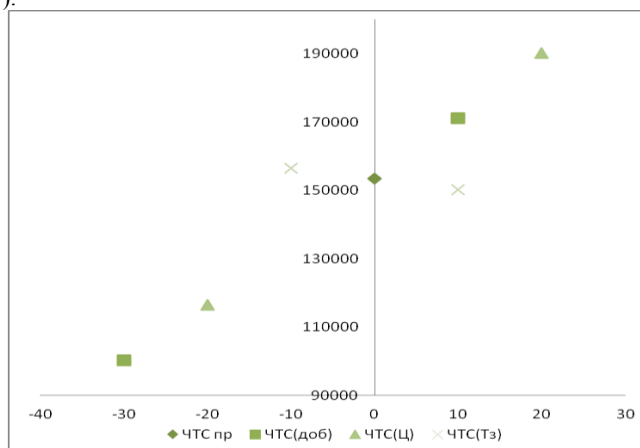


Рисунок 1 – Диаграмма «Паук»

Проведя анализ диаграммы «Паук» можно сделать вывод о том, что проведение гидравлического разрыва пласта на Игольско-Таловом месторождении целесообразно и экономически выгодно, так как все значения ЧТС находятся в положительной области, соответственно проект не имеет риска.

Заключение. В данной работе произведён анализ текущего состояния разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения. Проектный уровень добычи нефти в рассматриваемый период времени не был достигнут. Отставание фактической добычи нефти от проектной составило 112,8 тыс.т (-8,7%), что не превышает допустимое отклонение ($\pm 20\%$), согласно приказа МПР России № 183 от 30.06.2009 г. Основные потери добычи нефти на Игольско-Таловом месторождении связаны с Таловой площадью.

В данной работе произведены расчёты экономической эффективности гидравлического разрыва пласта. Приведена экономическая выгода освоения скважины после ГРП путём подсчётов и сопоставления расчётных данных (рис. 1). Рассмотрены вопросы техники безопасности при освоении месторождения. В целом, для данного месторождения можно сделать следующее заключение: проведение ГРП на Игольской-Таловой площади эффективно, в скважинах уже участвующих в разработке, которые имеют низкую проницаемость.

Литература

1. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК за 2011 год. Игольско-Таловое месторождение / П.В.Молодых, С.И.Алексеев, Т.П.Еремеева, О.С.Годунова, И.В.Бородич – Томск, 2012. – 217 с.
2. Резниченко В.А. Корреляция верхнеюрских пластов-коллекторов на территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК./ Томск, 2000 г.
3. Багаутдинов А.К. Технологическая схема разработки Игольско-Талового месторождения./А.К.Багаутдинов - Томск, 1984 г.
5. ОАО «Томскнефть». Договор 94.14.95./ Томск, ТомскНИПИнефть, 1995.
6. Проект доразведки Игольско-Талового нефтяного месторождения./ "Томскнефть", НГДУ "Иголнефть". - 1991.
7. Фондовые источники "ТомскНИПИнефть"
8. Гидроразрыв пласта. Краткий курс. ОАО «Томскнефть» ВНК. - Стрежевой, Учебный центр.
9. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г.
10. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности./ В.Ф. Иматов, Ю.М. Малышев и др. – М.: Недра, 1990 г.

Section 21

GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

CFD – PROGRAMME FÜR ANALYSE DER ARBEIT VON ERDÖLCHEMISCHEN PRODUKTIONSAUSRÜSTUNG

A.V. Bekker, E.S. Khlebnikova

Wissenschaftliche Betreuerin Professorin E.N. Ivashkina, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationalwissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Die Forschung der Prozesse, die in den Apparaten der erdölchemischen Produktion verlaufen, wird heute sowohl mit Hilfe der experimentalen Methoden, als auch mit der Anwendung mathematischer Modelle durchgeführt. Diese Modelle berücksichtigen die kinetischen und thermodynamischen Gesetzmäßigkeiten und auch das hydrodynamische Regime der Apparatarbeit. Einerseits lassen sie sich die Arbeit der industriellen Anlagen mit hoher Genauigkeit prognostizieren, andererseits haben aber auch die Nachteile: bei Modellierung werden die typisierten hydrodynamischen Modelle mit der idealisierten Strömungsstruktur verwendet, was die Fehler in die Berechnungen beibringt.

Ein der bedeutsamen Prozesse der Petrolchemie ist die Ethylbenzolgewinnung, das ein Zwischenprodukt für die Gewinnung des wertvollen Polymers – Polystyrol ist. Für die Durchführung dieses Prozesses werden Benzol, Äthylen und Katalysatorkomplex mit Aluminiumchlorid verwendet. Der Prozess ist exotherm und verläuft bei 80 – 130°C.

Bei der vorliegenden Technologie werden die statischen Mischer für die Vermischung der Reagenzien verwendet, die die Komponenten wirksam mittels teilweise kinetischer Energienutzung vermischen.

Die Effektivität solcher Einrichtungen charakterisiert die Qualität des Vermischungsprozesses. Für seine Einschätzung muss die Konzentrationsdispersion bestimmt werden. Für die Gleichstrommischer wird die Vermischungseffektivität mit der Konzentrationsdispersion in der Ebene der senkrechten Apparatachse nach der Mischstrecke charakterisiert (1):

$$4. \quad \sigma = \frac{1}{S} \int_S (C - C_{cp})^2 dS \quad (1)$$

Und die mittlere Konzentration (2):

$$5. \quad C_{cp} = \frac{1}{S} \int_S C dS \quad (2)$$

σ – Dispersionskonzentration;

C – Molbruch der Komponente;

C_{cp} – mittlerer Molbruch der gegebenen Komponente auf der aufgegebenen Ebene;

S – die untersuchte Ebene [1].

Die Modellierung einer der Varianten von Reagenzvermischung bei der Ethylbenzolgewinnung mit den Rechenhydrodynamikmethoden wurde mit Hilfe des Programmkomplexes FlowVision erfüllt [2]. Das Berechnungsergebnis stellt die Grafik der Veränderung von Äthylenkonzentrationsdispersion in der Schnittebene der senkrechten Mischerachse (Abb.).

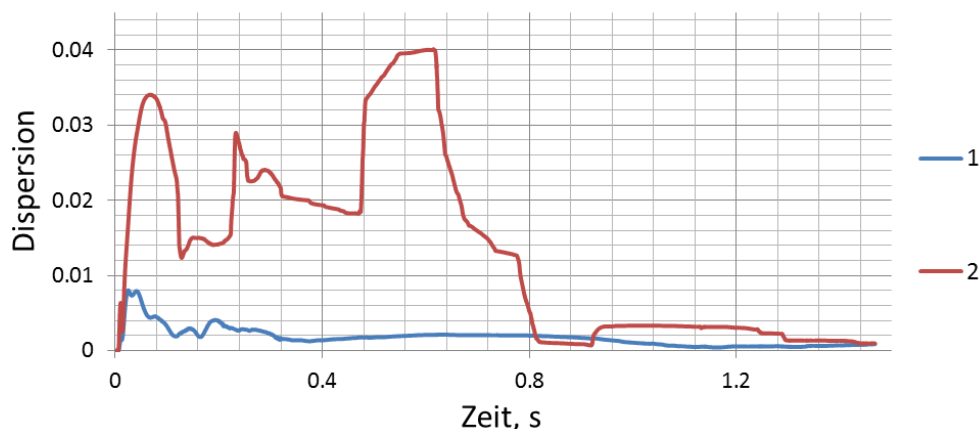


Abb. Veränderung der Äthylenkonzentrationsdispersion in der Schnittebene der senkrechten Mischerachse (für die 1. und 2. Variante)

Die Berechnung wurde für zwei Varianten durchgeführt:

1. Die Einführung des Benzols in den ersten Rohrstummel und des Katalysators in den zweiten;
2. Die Einführung des Katalysators in den ersten Rohrstummel und des Benzols in den zweiten.

Aus der Abb. 1 ist es sichtbar, dass die erste Variante bevorzugter ist, da die Konzentrationsdispersion in diesem Fall am wenigsten während der ganzen Berechnung ist und sie schon in 0,26 Sek. konstant wird. Für die zweite Variante wird die Dispersionsbedeutung nur in 0,87 Sek. konstant.

Anhand gefundener Ergebnisse werden die Empfehlungen zur Rekonstruktion der industriellen Alkylierungsanlagen mittels der Optimierung von Reagenzabgabe in den Apparat erarbeitet.

Literatur

1. Хафизов Ф.Ш., Афанасенко В.Г., Хайбрахманов А.Ш., Хафизов И.Ф. Оценка эффективности работы прямооточных смесителей для перемешивания гомо - и гетерогенных систем // Химическая промышленность, 2008, №3, С.153-155.
2. Khlebnikova E.S., Bekker A.V., Ivashkina E.N. Hydrodynamics of reactant mixing in benzene with ethylene alkylation // Procedia Chemistry. - 2014 - Vol. 10. - p. 297-304.

CHOOSING OF OPTIMUM TECHNOLOGY OF DEVELOPMENT FIELD C PK LAYERS, CONTAINING HIGH-VISCOSITY OIL WITH BOTTOM WATER AND GAS CAP

Y.S. Berezovskiy, P.Y. Gusev

Scientific adviser professor S.M. Slobodyan

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present the problem of development of layers with hardly removable oil is more and more actual. The purpose of this work is the analysis of world experience of development of high viscosity reservoir to choice group of methods, which may be perspective for development of high-viscosity oil field, which contain gas cap and bottom water.

From fields-analog (Russkoe, Van-eganskoe, Severo-komsomolskoe, Viking kinsella Wainwright B) group of methods are chosen (Fig. 1).

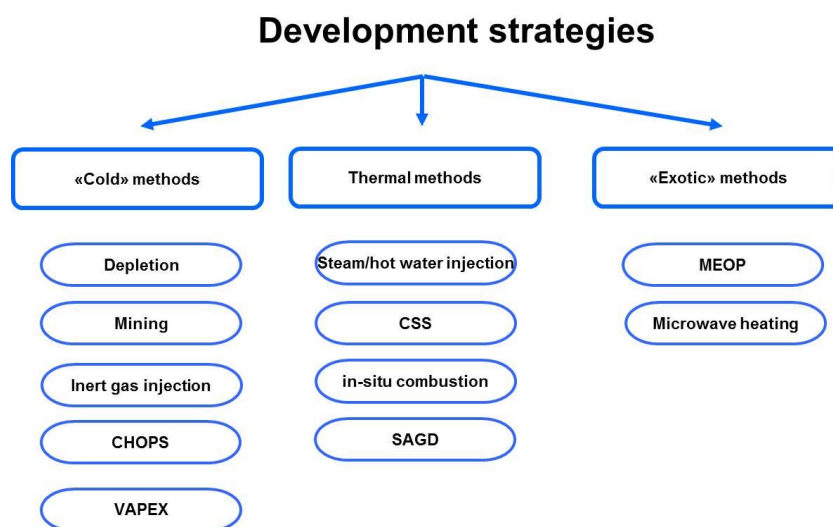


Fig. 1. The most suitable technology

After analytical screening three methods are chosen: Vapor Extraction Process – VAPEX, Steam assisted gravity drainage (SAGD), Microwave heating. [2], [3]

Vapor Extraction Process – VAPEX

For these methods two horizontal wells are drilled (one over another). In upper well solvent are injected, oil viscosity are reduced and oil drain in lower well (solvent is light gas or special fluids, that reduced viscosity). Vapex is cheaper than thermal method, tolerant to bottom water and gas cap and allow achieving high final recovery efficiency. Despite some disadvantages (low oil production rate, need oil refining) it can be potentially efficient for this field.

Steam assisted gravity drainage (SAGD)

This method includes drilling two horizontal wells one over another (as VAPEX). During few month steam is injected in both wells (next only in upper), steam due-to less density flow up, oil flow down (oil viscosity reduced due-to thermal contact), steam chamber is created. Then it achieved top of reservoir, it extends sideways.

This method have problems in inhomogeneous reservoir, however it may be reduced by using JAGD technology: drilling J-shape well to connect separated layers (in inhomogeneous reservoir). In addition JAGD technology reduces effect of steam condensation of bottom water.

For thin reservoir with bottom water and gas cap combination of JAGD and VAPEX technology may be more attractive. [5]

Microwave heating

High-frequency electromagnetic heating of near-wellbore zone reduce oil viscosity in near wellbore zone (until 10 meters) (Fig. 2) [4]

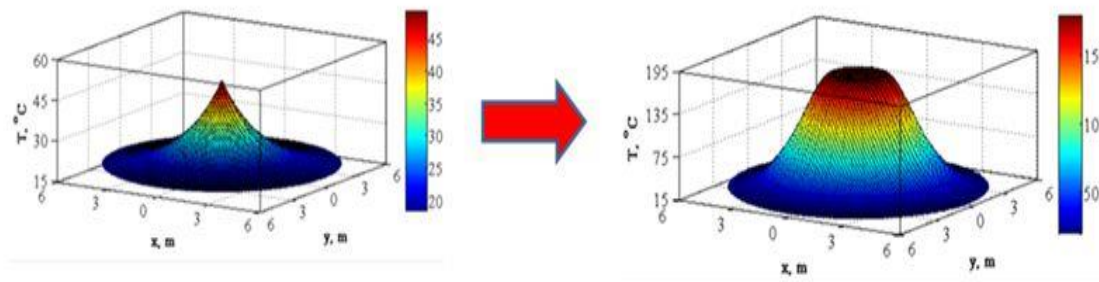


Fig. 2. Effect of solvent injection

Microbial enhanced Oil Recovery has advantages:

- No thermal losses
- Applicable in field with bottom water and gas cap
- Deep invasion

And despite some disadvantages (low effect without solvent injection, substandard equipment, lack of laboratory researches), it can be effective in this field and will be analyzed in next section. [1]

Calculations

For economic calculation synthetic geological and simulation model was created of 500 by 500 by 40 m in size about quantity of cells - 25 000. Microwave expenditures (Table 1).

Table 1

Microwave expenditures

Expenditures	Cost, mln rub
HF-generator: AKIP-3201A/8	7,0
Additional equipment	6,0
Equipment replacement (every 5 years)	10,2
Electrical OPEX	1/10 from production

From Table 2 it is visible that microwave horizontal case has maximum FOE and NPV value and only it has positive. economics. Hence this results seems perspective, however it may be very optimistic – some uncertainties (oil composition, laboratory researches, more precision estimation of viscosity reduction, more corrected simulation – when the necessary information will be available on hand – this method may be analyzed by changing flow equation in PROPS section, from PVTi model) and problems (technical – horizontal well has high length, equipment breakage, properties of rock, compatibility of solvent) may reduce effect.

Thus, this technique can be applied, however after carrying out necessary researches, more correct modeling, and also after pilot tests as it has the highest risks.

Table 2

Results of model calculation

Parametr	Base horizontal	SAGD	Microwave horizontal
Total oil produced	25,1	29,6	42,9
FOE	0,040	0,048	0,069
NPV	-5	-280	54

References

1. Brown J.M., Becker H.L., Darby G. Quantum Effects Imparted by Radio Frequencies as a Stimulation Method of Oil Production – Part II, 2010 SPE133085

2. Borisov V.G., Svarovskaya M.G. EOR Methods Applicability Analysis for Heavy Oil Reservoirs under Polar Circle Conditions -, 2011 - SPE-149678-RU
3. Edelman I.Y., Shandrygin N.I. Approaches to Development of High-Viscosity Oil Fields in Arctic Conditions using the Example of the Russkoe Field (Russian), 2011 - SPE-149917-RU
4. Davletbaev A., Kovaleva L., Minnigalimov R. Recoveries of Heavy Oil and Bitumen Techniques With the Radio Frequency Electromagnetic Irradiation -2010 - SPE-13808
5. Dinariev O., Shandrygin A, Mikhailov D., Nukhaev M., Lutfullin A., Enhancing Efficiency of Steam-Thermal Treatment of Formations With High-Viscosity Oil (Russian) 2010 - SPE-138091-RU

COMPARISON BETWEEN MATHEMATICAL MODELS USED FOR CALCULATIONS OF DIESEL FUEL FRACTIONS CETANE INDEXES

I.A. Bogdanov, A.A. Altynov

Scientific advisor assistant teacher M.V. Kirgina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays, the main purpose of the Russian Federation energy policy is to use natural resources more efficient for sustainable economic growth, for improvement of the life quality of the population and strengthening foreign economic positions.

Diesel fuel is ranked third after oil and gas in the structure of Russian exports. According to the Energy strategy in Russia, until the 2030 year production volumes of diesel fuel should be more than 110 million tons per year [1]. However, despite the annual increase in the consumption of diesel fuel, the most industrialized countries devote increased attention to the quality of diesel fuels and supports efforts to reduce emissions.

Thus, improvement the quality of produced diesel fuels is an important task nowadays. Basic properties of diesel fuels produced in Russia are governed by three basic standards: USS 305-82, USS R 52368-2005 and Technical Regulations of the Customs Union "Requirements for automobile and aviation gasoline, diesel and marine fuel, jet fuel and heating oil". The most stringently controlled key indicators for diesel fuels are: cetane number, flash point, density, kinematic viscosity and low temperature properties (cloud point, cold filter plugging point, pour point), and others.

Experimental determination of cetane index is a multi-step and time-consuming process, as it requires certain skills, special equipment, as well as time and money. That is why the development of new methods and take the most accurate one for cetane index determination is a crucial task [2].

During the study, on the basis of the experimental data obtained from the operation units at the petroleum refinery in Western Siberia, cetane indexes for diesel fuels components were calculated. The calculation was carried out based on the international standard ISO 4264, in which the calculations of cetane index are described by the following formula:

$$CI = 45.2 + 0.0892 \cdot T_{10N} + (0.131 + 0.901B) \cdot T_{50N} + (0.0523 - 0.42B) \cdot T_{90N} + [0.00049 \cdot (T_{10N}^2 - T_{90N}^2)] + 107B + 60B^2; \quad (1)$$

$$T_{10N} = T_{10\%} - 215; T_{50N} = T_{50\%} - 260; T_{90N} = T_{90\%} - 310;$$

$$B = [\exp(-0.0035 \cdot D_N)] - 1; D_N = D - 850.$$

CI – cetane index, points; $T_{10\%}$, $T_{50\%}$, $T_{90\%}$ – boiling point of 10%, 50%, 90% fraction, °C; D – fraction density at 15 °C, kg/cm³.

Also, calculations were carried out according to the method presented in the USS 27768-88:

$$CI = 454.74 - 1641.416 \cdot \rho_4^{15} + 774.74 \cdot (\rho_4^{15})^2 - 0.554 \cdot t + 97.803 \cdot (\lg t)^2 \quad (2)$$

ρ_4^{15} – fraction density at 15°C, kg/cm³; t – boiling point of 50% fraction, °C.

The calculation results of cetane index according to the ISO 4264 (CI_{ISO}), and USS 27768-88 (CI_{USS}) are presented in Table; the calculation results were compared with the experimentally determined cetane index (CI_{EX}).

Table

Comparison between the experimental and calculated cetane index for diesel fuel fractions

No.	$T_{10\%}$	$T_{50\%}$	$T_{90\%}$	Density at 15 °C	CI_{EX}	CI_{ISO}	CI_{USS}	A_{ISO}	A_{USS}
	°C			kg/cm ³					
Straight-run diesel fraction "Winter"									
1	200	234	275	827	46.8	46.795	46.506	0.005	0.294
2	197	235	279	830.6	45.5	45.532	45.525	0.032	0.025
3	205	238	287	832.7	46.3	46.291	45.680	0.008	0.619
<i>average error</i>								0.015	0.313
Straight-run diesel fraction "Summer"									
1	277	320	356	866.5	54.1	54.078	50.655	0.022	3.445

2	275	320	354	867.6	53.2	53.225	50.323	0.025	2.873
3	268	312	355	864.9	52.8	52.775	50.191	0.025	2.609
<i>average error</i>								0.024	2.976
Hydrotreated diesel fraction "Winter"									
1	183	225	277	820.7	46.3	46.349	45.926	0.049	0.374
2	187	221	272	821.7	46.1	45.077	44.194	0.023	0.906
3	190	222	271	823.7	44.7	44.666	43.806	0.034	0.894
<i>average error</i>								0.035	0.725
Hydrotreated diesel fraction "Summer"									
1	235	283	336	849.7	51.3	51.344	50.520	0.044	0.780
2	219	285	337	851.8	49.1	49.155	50.201	0.055	1.101
3	224	286	333	856.0	47.9	47.908	49.041	0.008	1.141
<i>average error</i>								0.036	1.007

As it can be seen from Table , calculation according to ISO 4264 is more accurate and has less calculation error relatively to the experimental data in comparison with the calculation method by the USS 27768-88. However, it should be noted that the formula from USS 27768-88 uses less data and when cetane index changes within 42-50 points and it is characterized by the reasonable accuracy and can be used for the calculation. In the case of diesel fuel with a high cetane index (over 50 points), it is recommended to use a formula from ISO 4264.

References

1. Rasporyazhenie Pravitelstva RF ot 13 noyabrya 2009 g. N 1715-r «Ob utverzhdenii Energeticheskoy strategii Rossii na period do 2030 goda». (The order of the Government of the Russian Federation dated 13 November 2009 No. 1715-R "Approval of the Energy strategy of Russia for the period till 2030") (in Russian).
2. Kirgina M.V., Ivanchina E.D., Boldohonova M.V. Matematicheskoe modelirovanie svoystv i optimizatsiya protsessov kompaundirovanie dizelnykh topliv (Mathematical modeling and of the properties and diesel fuel blending optimization) // Sovremennyye tehnologii i modelirovanie protsessov pererabotki uglevodorodnogo syrya: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyaschennoy 75-letiyu so dnya rozhdeniya zaslužennogo deyatelya nauki RF, professora A.V. Kravtsova, Tomsk, 1-3 Oktyabrya 2013. – Tomsk: Izd-vo TPU. – 2013. – pp. 87-89 (in Russian).

ANALYSIS OF GAS COMPRESSOR UNIT ACCIDENT FACTORS

O.L. Bulgakova

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

According to the official annual report from gas transmission provider, one of the reasons for gas supply limitation is usually emergency failure of gas compressor unit. This problem can be solved by formation of a new integrated approach to analyze gas compressor accident factors.

The problems of compressor station equipment fault tolerance was discussed in large number of researches [1 ... 3]. In order to obtain more detailed information, authors used operating data on each compressor station within no less than 5 years. Thus, in this work as initial data was taken operating data of electric motor-driven compressor unit of two types SDT-4000-2 and EGPA-4,0/8200-56/1,26-P within 10 years, which are installed on the following compressor stations: "Aleksandrovskaja", "Vertikos", "Parabel", "Chazhemto", "Volodino", "Proskokovo". Accumulative operating time of electric motor-driven compressor unit was 805978 hours. At the same time 171 accidents of safe and unsafe accidental situations were recorded. Let the total amount of accident situation be 100% and further analysis will be carried out in percentage.

Statistical fault analysis of compressor station equipment within the period from 2005 to 2012 (Table) revealed the following causes for the emergency shutdowns of electric motor-driven compressor unit: failure / malfunction of electrical equipment, failure of instrumentation and control equipment systems, mechanical damage, power supply problems, malfunction of administration system, oil system problems, operational imperfection.

Table

Accident causes of electric motor-driven compressor unit

2001	Failure/ malfunction of electrical equipment	0,6	4,7	2007	Failure/ malfunction of electrical equipment	-	3,5
	Failure of instrumentation and control equipment systems	-			Failure of instrumentation and control equipment systems	-	
	Mechanical damage	0,6			Mechanical damage	-	
	Operational imperfection	1,2			Operational imperfection	-	
	Power supply problems	2,3			Power supply problems	3,5	
2002	Failure/ malfunction of electrical equipment	0,6	8,2	2008	Failure/malfunction of electrical equipment	-	6,4
	Failure of instrumentation and control equipment systems	1,8			Failure of instrumentation and control equipment systems	1,2	
	Mechanical damage	2,3			Mechanical damage	-	
	Operational imperfection	-			Operational imperfection	-	
	Power supply problems	3,5			Power supply problems	5,3	
2003	Failure/ malfunction of electrical equipment	2,9	15,2	2009	Failure/ malfunction of electrical equipment	-	7,6
	Failure of instrumentation and control equipment systems	1,8			Failure of instrumentation and control equipment systems	0,6	
	Mechanical damage	2,9			Mechanical damage	1,2	
	Operational imperfection	1,2			Operational imperfection	-	
	Power supply problems	6,4			Power supply problems	5,8	
2004	Failure/ malfunction of electrical equipment	1,8	11,1	2010	Failure/ malfunction of electrical equipment	-	8,2
	Failure of instrumentation and control equipment systems	2,9			Failure of instrumentation and control equipment systems	-	
	Mechanical damage	0,6			Mechanical damage	-	
	Operational imperfection	-			Operational imperfection	-	
	Power supply problems	5,8			Power supply problems	8,2	
2005	Failure/ malfunction of electrical equipment	3,5	17,0	2011	Failure/ malfunction of electrical equipment	1,8	
	Failure of instrumentation and control equipment systems	2,9			Failure of instrumentation and control equipment systems	1,2	
	Mechanical damage	1,2			Mechanical damage	0,6	
	Power supply problems	8,8			Operational imperfection	1,2	
	Administration system problems	0,6			Power supply problems	2,3	
2006	Failure/ malfunction of electrical equipment	0,6	7,0	2012	Power supply problems	1,2	4,1
	Failure of instrumentation and control equipment systems	1,8			Failure of instrumentation and control equipment systems	0,6	
	Mechanical damage	1,8			Mechanical damage	0,6	
	Operational imperfection	0,6			Operational imperfection	0,6	
	Power supply problems	2,3			Administration system problems	0,6	
					Oil system problems	0,6	

According to the statistic data, each category of reasons was described by weighting factor (in percentage) in order to determine its contribution to the overall statistics (Fig.).

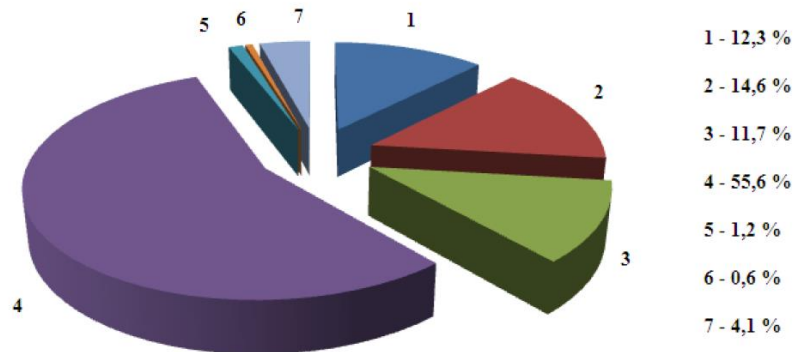


Fig. Accidental situation of electrical motor-driven compressor unit within period 2005 - 2012 in dependence of their causes: 1-failure/malfunction of electrical equipment; 2 – failure of instrumentation and control equipment systems; 3 – mechanical damage; 4 – power supply problems; 5 – administration system problems; 6 – oil system problems; 7 – operational imperfection

Based on the obtained results, failure history of electric motor-driven compressor unit, basic accident causes were:

- failure of electrical equipment;
- failure of instrumentation and control equipment systems;
- mechanical damage;
- power supply problems.

Above-mentioned main accident causes are largely determined by the influence of the human factor which determines the effective and safe operation of compressor unit not less than the technique. All this causes are qualified as regulated and controlled parameters by improving professional skills of service personnel and implementing technical standards.

References

1. Identificaciya neispravnostei gasoperekachivaushih agregatov po funkcional'nym priznakam / Semenov A.S I dr. // Neft i gaz. Novye tehnologii v sistemah transporta: sb. Nauch. Tr. / TyumGNGU. Tyumen', 2004. S. 82-87 [in Russian].
2. Eremin N.V., Stepanov O.A./ Yakovlev E.I. Kompresornye stancii magistral'nyh gazoprovodov (nadezhnost' i kachestvo). Spb.: Nedra, 1995. 336 s. [in Russian]

DEVELOPMENT OF TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR SURFACE CASING DRILLING IN DULISMINSKOYE OILFIELD (IRKUTSK REGION)

K. Buzanov

Scientific advisors associate professor K. Borisov, associate professor O. Uljanova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil and gas sector of East Siberia has been developing significantly in the Russian industry for last years, due to hydrocarbons. Oil reserves in Verkhnechonskoye field are estimated at 196 million tons, at Tolokanskoye and Yurubcheno-Tokhomskoye fields –more than 170 million tons; at Dulisminskoye oil and gas condensate field (DOGCF) – 81.5 million tons of oil and condensate, and 80 million m³ of gas [1]. However, all hydrocarbon reserves in East Siberia are under difficult drilling conditions due to the complex geological structure of subsurface in the region.

Drilling process has shown that the surface casing drilling in the intervals of 0-300 m at Dulisminskoye field of Irkutsk region is systematically done under incompatible drilling conditions, because of exogenic rock fracturing in the interval of Litventsevskaya and Verkholenskaya suites [2].

The drilled rocks of Verkholenskaya suite are made by interbedding fractured siltstone of IV category (according to drillability), 7th abrasiveness category with the density of 2650 kg/m³; as well as claystone and highly fractured dolomites of III, V category (according to drillability)/ Also there are marls of V category (according to drillability), 4th abrasiveness category and the density of 2670 kg/m³.

The density of the above mentioned rocks in compliance with L.A. Shreyner's method varies from 20 to 142 kgs/mm². The rocks of Litventsevskaya suite are made of fractured limestones, dolomites and gypsum. The mineral density of these rocks of the suite is 2200 – 2850 kg/m³; hardness varies from 25 to 571 kgs/mm². Average abrasiveness of the rocks of this suite is 3.5.

Due to the specific geological structure and, in particular, the interbedding of rocks with contrastively different permeability and mechanical properties, the surface casing drilling in the interval of 0 – 300 meters is made with mud loss of 30 cubic meters per hour that is incredibly consuming. For example, mud loss equals to 20 cubic meters per hour

began at the depth of 50 meters in well №1106, as well as in well №713 drilling was performed without mud circulation in distance of 110 - 300 meters. Also mud loss of various intensity is taken place during the surface casing drilling in the interval of 125 to 282 meters in well № 202. In a result, the total mud loss per the interval equals to 580 m³. It is practically impossible to prevent mud loss at such depth by mud lightening.

Clogging material pumping into fractured formations failed too. As a result, the time of surface casing section installation of Dulisminskoye field was up to 20 days.

The important factor in solution of mud loss problem at Dulisminskoye field is considered not to have real operational situation in the drilling design. For example, according to pressure scheme, mud loss in the interval of 0 – 300 meters occurs with pressure of $1,34 \cdot 10^{-2}$ MPa/m, however, mud loss of various intensity occurs even when technical water is used to sweep well. Real pressure in this case is significantly lower than the indicator in pressure scheme. Thus, the information given in the design is not suitable to use it in drilling process, and in this situation it is necessary to use other sources of data.

To solve of given problem, analysis of special technical and geological information was made by the author. [3,4,5,6,7].

In particular, it was found that it is very important to consider the drilling practice and the results of rotary-percussive drilling with blowdown in Naryksko-Ostashkinskaya area of Kemerovo region [5]. The drilling is made to produce gas from coal formations.

The interval in a rotary-percussive technique was made in the following rocks: clay, touchstone, sandstone, siltstone, mudstone and coal. The density of rocks in this interval ranges from 1300 kg/m³ to 2730 kg/m³. Maximum compression breaking strength of the rocks in this interval ranges from 60 kgs/cm² to 620 kgs/cm². Average abrasiveness of the rocks is 1.5. According to drillability, the rocks belong to the following categories; clays – III, touchstones – IX, sandstones – V, siltstones, mudstones and coal – IV. The elastic modulus of the rocks of Litventsevskaya suite ranges from 400 kgs/mm² to 3200 kgs/mm².

Based on systematic mud loss indicators, as well as the rock structure in Naryksko -Ostashkinskaya area the technical specialists gave an advice to use rotary-percussive drilling and blowdown in the interval from 0 to 150 meters. Justifying this choice, the evidences of accidents-free well drilling were given. [2].

In a process of drilling, BHA with downhole percussive drills was used in mud loss interval equals to 0-150 m. BHA for rotary-percussive drilling is given in Table.

Table

BHA, used for rotary-percussive drilling in Naryksko-Ostashkinskaya area

Serial №	BHA components	External diameter, mm	Length (height), m	Mass, kg	Function
1	2	3	4	5	6
1	DTH Drill Bit 311 mm	311	0.33	105.3	Bit
2	Downhole percussive drill DTH HAMMER TD 90	196.8	1.6	238.6	Percussive drill
3	Stabilizer sub	139.7	0.38	31	Sub
1	2	3	4	5	6
4	Stabilizer	301.6	3.66	885	Stabilizer
5	HWDP sub	196.8-139.7	0.45	72	Sub
6	HWDP 139.7	139.7	9.1	893	HWDP
7	Sub	196.8-139.7	0.45	72	Sub
8	Stabilizer	301.6	3.66	885	Stabilizer
9	HWDP sub	196.8-139.7	0.45	72	Sub
10	HWDP 139.7	139.7	9.1	893	HWDP
11	Sub	196.8-139.7	0.45	72	Sub
12	Stabilizer	301.6	3.66	885	Stabilizer
13	HWDP sub	196.8-139.7	0.45	72	Sub
14	HWDP 139.7	139.7	Rest	11500	HWDP

According to operational data, air generation and pumping into wells were done with following compressors:

- Ingersoll Rand deck-based compressor with an output of 35.4 m³/min and the operating pressure of 2.5 MPa;
- XRVS606 compressor with the capacity of 36 m³/min and the operating pressure of 2.5 MPa;
- XRVS336 compressor with the capacity of 19.8 m³/min and the operating pressure of 2.5 MPa;

It was proved that while drilling, in order to provide a good quality clearing of the wellbore, speed of air-water mixture flow rising should be 15 – 30 m/s. Based on these indicators; air supply rate from compressors was calculated. Maximum output of the three compressors is 91 m³/min. Speed of flow rising with such output, taking into account possible water inflow (100 m³/day) is 19 m/s. In a case of minimum water inflow, speed increases to 23 m/s.

It was also proved by field tests, while the rotary drilling with a blowdown, the following three types of pressure loss are taken into account [5]:

- the fluid column pressure – 1 MPa,
- the bit pressure – 0.4 MPa,
- In the annulus and feeding lines pressure – 0.4 MPa.

Total pressure loss in air circulation drilling is 1.8 MPa.

Special drilling parameters were designed for interval: Bit load – not more 20 kN, bit rotating speed – 1 rotation per 0.1 meters of depth, maximum supply of compressed air – 91 m³/min. Surface casing drilling in Naryksko-Ostashkinskaya area with these parameters allows achieving accident-free drilling, and mechanical drilling speed up to 18 m/hour.

Finally, the time for surface casing drilling for wells № 13, № 15, № 17, № 19, № 25, № 27 and № 29 was on average 27 hours.

This result indicates the efficiency of fractured rocks destruction, including high drillability category rocks, with rotary-percussive drilling and blowdown.

The mentioned above facts show the possibility of using this technique at Dulisminskoye oil field with mobile drilling rigs by Sramm. We suggest using mobile drilling rig and then the standard drilling equipment. This method was informally called “advance” or “keep ahead drilling”.

The novelty and practical effect of the proposed solution is not only in the justification of the use of downhole percussive drill and air for surface casing drilling at Dulisminskoye field, but also in the development of technique, as well as optimal drilling modes, and also in the practical implementation of the “keep ahead” drilling.

As any other technical or technological solution, the implementation of blowdown requires a detailed analysis and research. An important component of the research is the results evaluation and the experience analysis of rotary-percussive drilling and blowdown. It is planned to do in solving mud loss problem at Dulisminskoye field for the nearest future.

To show other aspect of surface casing drilling at Dulisminskoye field, it should be noted that there is a disadvantage of actual G&G data for drilling wells. Thus, for example, due to various reasons, there are no data on the geophysical survey of Verkholskaya and Litventsevskaya suites. It prevents to identify the reasons for mud loss in the interval of 0 – 300 m and make difficult the development of drilling technique involving downhole percussive drill.

Nevertheless, it can be assumed that the analysis of rock, their genesis, and sedimentation conditions allows identifying the possibilities for advance drilling

Conclusion

The mentioned analytical data of the tectonic framework in the region, lithological rocks characteristics in the well cross-section, as well as rock composition, the process of geological area formation, and the similarity of geological conditions at Dulisminskoye and Naryksko-Ostashkinskaya fields in terms of rock fracturing, fossilization, and the successful experience of blowdown in Naryksko-Ostashkinskaya area is considered as positive aspect for advance drilling at Dulisminskoye field.

References

1. Avraamenko M. The oil of East Siberia is hard to recover but is necessary // *Continent Sibir*. – Novosibirsk 2010. – №12. – P. 6-7.
2. Antropov P.Ya. *USSR Geology. Volume XVIII. Irkutsk region*. – M.: State scientific and technical publishing house for geology and subsoil protection literature, 1962. – P. 74-89.
3. Bronzov A.S. *Well drilling using gaseous agents*. – M.: Nedra, 1989. – P. 56-75.
4. Mekhtiev E.Kh. *Well drilling using bottom-hole cleaning by aerated fluids*. – M.: Nedra, 1980. – P. 78-93.
5. *Drilling program for well №19 at Naryksko-Ostashkinskaya area* // Kemerovo 2011. – P. 12-16.
6. F.A. Shamshev, S.N. Tarakanov, B.B. Kudryashov. *The technology and the methods of exploration drilling*. – M.: Nedra, 1983. – 565 p.
7. B.B. Kudryashov, A.I. Kirsanov. *The drilling of exploration wells using air*. – M.: Nedra, 1990. – 263 p.

PERSPECTIVES OF SPECIALLY PROTECTED SITE NETWORKS OF TOMSK OBLAST

T.Yu. Chernikova

Scientific advisors professor O.A. Pasko, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Specially protected sites are one of the key tools for saving biological and landscape diversity. In recent years one can observe fragmentation of landscape due to linear building (roads, transmission lines, pipelines etc.), extension of farmlands and new field development. In these conditions protected natural sites are becoming shelters for some species of animals and plants which can otherwise be extinct.

At present there are 218 specially protected sites in Tomsk Oblast with the total area 1378,1 thousand hectares or 4,38% of Oblast area (Table). The most area is covered by the specially protected sites of regional significance among which there are the following types distinguished according to the Federal law of 14.03.1995 № FL-33 [4]: state reservations, natural monuments, botanic garden. Among the additional types accepted in accordance with the Law of Tomsk Oblast of 12.08.2005 № 134-OL [2], there are some recreation sites (see Table).

Table

Specially protected natural sites of Tomsk Oblast (as of 31.12.2014)

Type	Number	Area, thous. hec
Specially protected natural sites of federal significance		
State reservation «Tomskiy»	1	50
Specially protected natural sites of regional significance		
State reservation	17	1157,7
Natural monument	108	28,7
Siberian Botanic garden	1	0,1
Recreation sites	3	1,7
Specially protected natural sites of local significance		
	88	140
Total:	218	1378,2

Specially protected natural sites of federal significance are presented by one state natural zoological reservation «Tomskiy». It was established in the 1980's without withdrawal of sites from landowners and users. Hence, there are some residential areas within its borders. The Departmental identity of the reservation was not defined for a long time, only since 2008 by the Order of the Russian Federation Government of 31, December, 2008 № 2055-p it was placed under management of Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation. Up to the present time reservation «Tomskiy» has functioned juridically, but its main objectives were not performed, its functioning conditions were not met. In accordance with the changes introduced with the Federal Law of 28.12.2013 № 406-ФЗ, the state reservations of regional significance can be established by means of transformation of state natural reservations of federal significance. In August, 2014 Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation put forward a proposal on transformation of state natural reservation of federal significance «Tomskiy» into state natural reservation of regional significance «Tomskiy», which was supported by the Administration of Tomsk Oblast. The Government of the Russian Federation issued the directive of 29.01.2015 № 111-p on transformation of state natural reservation of federal significance «Tomskiy» into state natural reservation of regional significance «Tomskiy». Adjustment of regulatory legal acts to the current law requires sufficient money and time expenditures. According to the Federal Law «On specially protected natural sites» of 14.03.1995 № 33-FL it is necessary to perform complex ecological study to ground its borders and protection condition for making decision in establishment of regional significance reservation. One needs to develop and agree the solution project on establishment of reservation with the municipal bodies of two regions, landowners and landusers, where the restrictions of its use will be imposed, and local body of the Federal Agency for Subsurface Use, executive bodies for forestry affairs. It should be noted that it issues no guarantee that legal structure will be saved in the current borders when performing the agreements, since the permitted use of owned land plots can be inconsistent with the goals and objectives of establishing the protected site and require withdrawal of these sites from the reservation borders. Furthermore, it is necessary to perform state environmental expert examination of the materials justifying the regulation on the reservation, its borders and location, to agree the solution project with Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, Administration of Tomsk Oblast [4].

Russia is a participator of international programs, agreements, and contracts in the sphere of specially protected natural sites, in particular: Convention for the Protection of Cultural and Natural Heritage, Convention for Wetlands of International Importance Especially as Wildlife Habitat (Ramsar Convention); International program "Important Bird Areas", the part of which is the program «The Key Ornithological Sites of Russia».

In the area of Tomsk Oblast there two sites included in the preliminary list (Shadow list) of Ramsar Convention: Large Vasyugan Bog and The River Pol'ta Basin [1]. It contributed to granting the sites with the status of legal protection. In 2010 within the territory of Kargasok region the natural monument «Pol'to Lake-River System» of regional significance was established. In 2013 to improve the site preservation duty the status of specially protected natural site was changed into the status of «State complex (landscape) wildlife reserve of regional significance «Pol'to». In 2014 to enhance the protection of wildlife items its status was changed into state zoological reservation.

State landscape reservation «Vasyugan» was established in 2006 in the area of Bakhchar region of Tomsk Oblast. In 2007 it was included in the preliminary list of Items of UNESCO International Heritage. At the initiative of Tomsk Oblast Administration, taking into account the importance of Large Vasyugan Bog, Ministry of Natural Resources planned to establish state natural reservation «Vasyugan» by 2016. Its area includes the existing state landscape reservation of regional significance «Vasyugan» in the territory of Tomsk Oblast and state natural reservation «Severniy» in the territory of Novosibirsk Oblast. At present the agreement on reservation borders with Administrations of Tomsk and Novosibirsk Oblasts is in progress. At this stage the solution of problems associated with hunting providers and wild crop gathering is underway.

According to the criteria of the program "Important Bird Areas" in the territory of Tomsk Oblast 6 key ornithological sites of international significance (IBA) are described [3]. In this case three of them are not included in the current network of specially protected natural sites. It should be noted that the protected sites of international significance are not considered specially protected natural sites. In Russian legislation the legal status of protected sites has not been stated yet, therefore, legal conditions of the given key ornithological sites is still not clear [5]. Taking into account importance of these sites the Department of Natural Resources and Environment Protection of Tomsk Oblast took decision on preparatory work for establishing specially protected natural sites including the key ornithological sites. To

determine and describe borders, to develop conditions of protection in 2015 an integrated ecological survey will be performed, the project of decision for establishing specially protected natural sites is prepared. In 2016 investments in state ecological survey are planned. In case of positive decision of state survey, agreement of establishing specially protected sites by the body of Federal Agency for Subsurface Use, executive body in the sphere of forestry regulations, Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, Administration of Tomsk Oblast the key ornithological site of Tomsk Oblast will acquire the legal status.

Thus, in the nearest future, in the network of specially protected natural sites of Tomsk Oblast the following changes will take place: the reservation «Vasyugan» as well as three more new natural monuments will appear on the map, new reservations of regional significance. It will permit protection of unique landscapes of Tomsk Oblast and enable to preserve the biodiversity of the region and international community in general.

References

1. Wetlands of Russia. V. 3. Wetlands introduced in the perspective list of Ramsar Convention. – Moscow: Wetland International Global Series No. 3.2000. - 490 p.
2. The Law of Tomsk Oblast of 12.08.2005 № 134-O3 «On Specially Protected Natural Sites in Tomsk Oblast» [Electronic resource] / Konsultant Plus.
3. The key ornithological sites of Russia. V. 2. The key ornithological sites of international significance in Western Siberia / Ed. by S.A. Bukreev. – Moscow: Soyuz Okhrany Ptits Rossii, 2006. – 334 p.
4. Federal Law of 14.03.1995 № 33-ФЗ «On Specially Protected Natural Sites» [Electronic resource] / Konsultant Plus.
5. Khmeleva Ye.N. Legislation regulation of specially protected natural sites: problems, their solutions, and questions without answers / Ye.N. Khmeleva // Astrakhanskiy Vestnik Ecologicheskogo Obrazovaniya. – 2014. - № 1. – p. 16-23.

ESTIMATION OF RELATIVE SPECTRAL CORRECTIONS IN REGIONAL SEISMIC STATION NETWORK (KAMCHATKA)

D.L. Chubarov

Scientific advisors professor M.M. Nemirovich-Danchenko, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Kamchatka Krai is located in the far north-east of Russia and covers an area of 472.3 km². The southernmost point is Cape Lopatka (50,57 ° N), the northern one is situated near the Arctic Circle (65 ° N). Kamchatka borders on the Kurils in the south and the Chukotka Autonomous Okrug and the Magadan oblast in the north and north-west. It is washed by the Pacific Ocean in the east, the Bering Sea in the northeast, and the Sea of Okhotsk in the west [1].

Kamchatka is the only region of active volcanism within Russian. Over the 70% of the territory is covered by mountains. On the peninsula there are more than 1,000 volcanoes, including 28 active ones. Moreover, Kamchatka ranks the most seismically active region in Russia.

Researches of spectrographic corrections have been performed since 50s of the 20th century. It was found out that surface geology has an effect on conditions of seismic wave propagation, and this is the main factor, which determines seismic station corrections value. Station corrections are required for accurate determination of earthquake energy grade. In Kamchatka environments station corrections can characterize peculiarities of attenuation and propagation of seismic waves in volcanic media of active volcanoes [2].

The main purpose of the present research is to enhance reliability of Far-East earthquakes energy grade estimation.

Objectives are to sort out relevant seismic datasets from collection of Kamchatka regional seismic network data and to check the quality of this data and calculate spectral corrections.

Spectral characteristics are used for surface-consistent amplitude correction determination, microseismic zoning, etc. Under reference conditions determination of spectral characteristics (transfer functions) should be carried out relative to mantle (absolute values). However, in practice relative characteristics are employed. It means that base spectrum is recorded on base seismic station. Permanent registration points, for example, GS RAS base seismic stations are commonly used in this case. Among stations located within the surroundings of Petropavlovsk-Kamchatsky the station “Petropavlovsk” (PET) is referred to as a base station.

Spectral corrections determination of Kamchatka regional network stations was performed using MATLAB package. The procedure involved four stages.

The first stage was focused on acquisition of S-wave and seismic noise records from DIMAS-files (DIMAS – base operating program in tsunami watch). The second stage included mathematical processing of information, which involved smoothed Fourier spectrum selection. After that S-wave and noise spectra were superimposed and the obtained pattern distinguished “effective” sections, where value of S-wave spectrum is 5-10 times greater than value of noise spectrum. Spectral corrections were calculated as a ratio of “effective” sections of the station under the study to PET “effective” sections.

Data-processing operations were carried out using 20 records from Petropavlovsk area stations (Table).

Table

List of digital network stations (Petropavlovsk base station) for which preliminary spectral corrections were calculated

№	Station name	Code	Device type	Coordinates φ, N, λ, E
1	Administratsiya	ADM	Digital GSR-24+CMG-5T	53.023 158.650
2	Dalny	DAL	Digital GSR-24+CMG-5T	53.031 158.753
3	Dachnaya Ulitsa	DCH	Digital GSR-24+CMG-5T	53.057 158.639
4	Institute of Volcanology	IVS	Digital GSR-24+CMG-5T	53.066 158.608
5	Karymshino	KRM	Digital GSR-24+CMG-5T	52.828 158.131
6	Petropavlovsk Majak	MPPA	Digital GSR-24+CMG-5T	52.887 158.704
7	Mishenskaya Sopka	MSN	Digital GSR-24+CMG-5T	53.044 158.639
8	Nikolaevka	NIC	Digital GSR-24+CMG-5T	53.045 158.341
9	NIIGTC	NII	Digital GSR-24+CMG-5T	53.080 158.641
10	s/st Petropalovsk	PET	Digital GSR-24+CMG-5T	53.024 158.653
11	s/st Petropalovsk	PKC	Digital GSR-24+131 A	53.024 158.653
12	Rybachiy	RIB	Digital GSR-24+CMG-5T	52.917 158.533
13	Russkiy	RUS	Digital GSR-24+CMG-5T	52.432 158.513
14	Shkola	SCH	Digital GSR-24+CMG-5T	52.958 158.674
15	Shipunsky Cape	SPN	Digital GSR-24+CMG-5T	53.106 160.011
16	Sport camp "Zvezdnyy"	SPZ	Digital GSR-24+CMG-5T	53.056 158.666
17	Viluchinsk	VIL	Digital GSR-24+CMG-5T	52.931 158.404

References

1. Geology of USSR. B. XXXI. Kamchatka. Kuril and Commander Islands. P.I. Subsurface geology. M. "Nedra", 1964. – 733 p.
2. Lemzikov V. K. Preliminary estimates of station corrections of seismic stations in the south of Kamchatka and Avacha-Koryak group of volcanoes// V. K. Lemzikov, M. V. Lemzikov, V. I. Levina, Problems of complex geophysical monitoring of the Russian Far East. Abstracts 2nd Regional Scientific and Technical Conference, 2009. P. 64 – 66.

SON DOONG - THE WORLD'S LARGEST CAVE IN VIETNAM**Do Thi Dung**

Scientific adviser associate professor N.A. Osipova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

More than 25 percent of the world's population either lives on or obtains its water from karst aquifers. Karst topography is a landscape formed from the dissolution of soluble rocks such as limestone, dolomite, and gypsum. It is characterized by underground drainage systems with sinkholes, dolines, and caves. It has also been documented for weathering-resistant rocks, such as quartzite, given the right conditions. Subterranean drainage may limit surface water with few to no rivers or lakes. However, in regions where the dissolved bedrock is covered (perhaps by debris) or confined by one or more superimposed non-soluble rock strata, distinctive karst surface developments might be totally missing. Karst regions contain aquifers that are capable of providing large supplies of water. Limestone cave system in Vietnam mainly located in the northern of the country by the focusing more limestone mountains. Currently the total cave in Vietnam was discovered nearly 1000 cave. Besides the natural beauty by nature creates, the caves also contain archaeological and historic ruins.

Son Doong Cave was recognized as a UNESCO World Heritage site in 2003. As of 2009 it is the biggest known cave in the world, Son Doong Cave is located in Phong Nha-Ke Bang National Park, Bo Trach District, Quảng Bình Province, Vietnam, near the Laos–Vietnam border.

Son Doong was created 2-5 million years ago by river water eroding away the limestone underneath the mountain, where the limestone was weak, the ceiling collapsed creating huge skylights. Inside is a large, fast-flowing underground river. It is formed in Carboniferous / Permian limestone. According to the Limberts, the cave is five times larger than the Phong Nha Cave, previously considered the biggest cave in Vietnam. The biggest chamber of Son Doong is more than five kilometres long, 200 metres high and 150 metres wide. With these dimensions, Son Doong overtakes Deer Cave in Malaysia to take the title of the world's largest cave. The cave contains some of the tallest known stalagmites in the world, which are up to 70 m tall. Behind the Great Wall of Vietnam were found cave pearls the size of baseballs, an abnormally large size. It is very difficult to travel. During the first expedition, the team explored two and a half miles of Son Doong cave before a 200-foot wall of muddy calcite stopped them. They named it the Great Wall of Vietnam. Above it they could make out an open space and traces of light, but they had no idea what lay on the other side. A year later, they have returned - seven hard-core British cavers, a few scientists, and a crew of porters - to climb the wall, if they can, measure the passage, and push on, if possible, all the way to the end of the cave [3][4].

Son Đòong Cave is not just gigantic in size. It houses a vast collection of unique features and rich biodiversity (as I will explain later). Special features like the two collapsed dolines provide natural openings where sunlight filters down to the bottom. Vegetation and tropical jungles grow inside the cave, unlike those seen anywhere else in the world. Initial research had shown that there were more than 200 species of vegetation identical to those living on the mouth of

the dolines. At the first doline, the flora was thin, comprising mostly of herbaceous vegetation and ferns. Meanwhile, the flora at the second collapsed doline was much richer and formed a tropical jungle known as the 'Garden of Edam'.

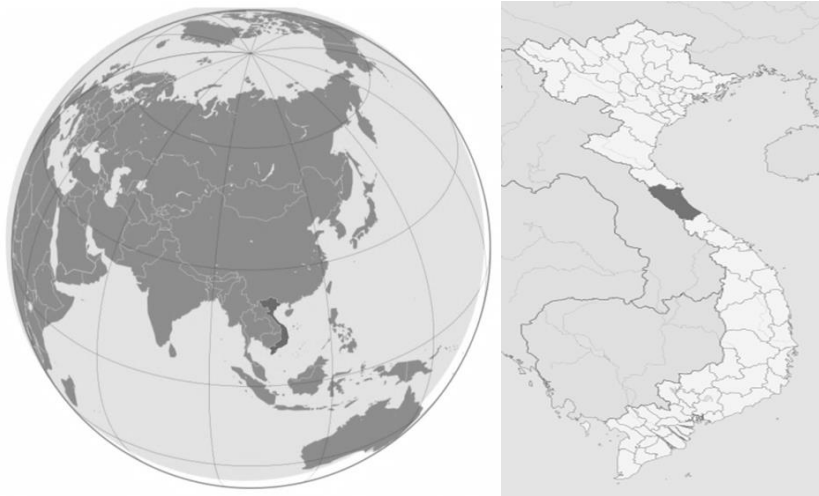


Fig. 1. Location of Son Doong Cave in Vietnam

There is selection of cave pearls as big as ping-pong balls. The spherical or oval calcite cave formations (speleothem) were housed in unique 'step terraces.' These 'terraces' are common in Son Đòong Cave and cave pearls can be found in many of them. The cave pearls would form when saturated calcium bicarbonate $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ water passed over an area and crystallised into small sand-like beads. Afterwards, layers of calcite would cover the outer surface and increase the pearl's size. As the water continued to run over the top, the pearls would roll into their spherical shape. Some were colourful and admired the work of mother nature's hands. In the many caves the scientists had seen in the world, they had never found so many pearls like they had here - some even as heavy as 1kg [5].

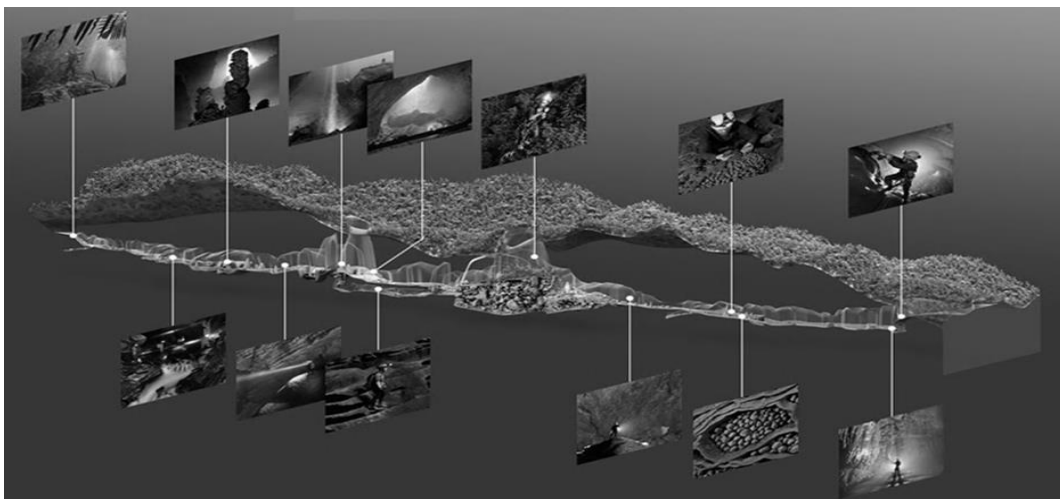


Fig. 2. Detailed structure diagram of Son Doong Cave[3]

In early August 2013, the first tourist group explored the cave on a guided tour at a cost of US\$3,000 each of them. Son Doong hikes currently offered by a single provider, Oxalis, demand strength, time, and money. Recently, Quang Binh's provincial leaders have pledged to push ahead with a plan to build a gondola lift in the world's largest cave, apparently without having secured approval from national authorities[2].

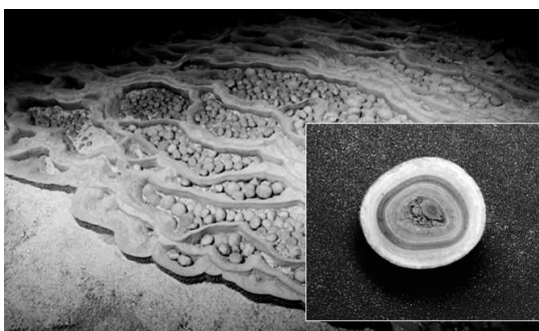


Fig. 3. Cave pearls formed in the stone cages. Each has concentric structure [5]

The cable car ride would allow any visitor to admire Son Doong and other attractions at the park without endeavoring on an adventurous tour. This project has been opposed by most scientists and communities in Vietnam and around the world. Because cable car construction project could lead to cave collapses and will threaten the pristine cave with further development. The cable car will definitely attract tourists in large numbers. But the noise of the engine, the amount of household waste has been found difficult to control in the place of another cable operator is really disturbing environment where biodiversity is high in Phong Nha - Ke Bang. The Phong Nha-Ke Bang (PNKB) karst has evolved since the Paleozoic (some 400 million years ago) and so is the oldest major karst area in Asia. Phong Nha-Ke Bang National Park is one of the world's two largest limestone regions. It should take measures to prevent the development of karst processes to conserve natural heritage and creating a premise towards the first natural heritage of biodiversity.

References

1. Mail online [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.dailymail.co.uk/news/article-2432031/Son-Doong-Cave-The-worlds-largest-cave-open-tours-Vietnam.html>
2. ThanhNien News [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.thanhniennews.com/travel/vietnam-province-pushes-cable-car-plan-for-worlds-largest-cave-33544.html>
3. Son doong cave [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.sondoongcave.org/>
4. Wikipedia [Electronic resource]. – Access mode: http://en.wikipedia.org/wiki/S%C6%A1n_%C4%90%C3%B2ng_Cave
5. Ta Hoa Phuong. Into the deep for discovery of a lifetime // Outlook, Vietnamnews.vn., vol. Xii, no 129, July 2014

CHOICE OF RATIONAL STRUCTURE OF DIESEL GENERATORS FOR AUTONOMOUS ELECTRIC POWER SUPPLY OF OIL DEPOSITS

A.V. Doroshenko, Y.Zh. Sarsikev

Scientific advisor professor B.V.Lukutin, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Petroleum industry is a large consumer of electric energy. Electric supply of oil deposits is important issue for electric power industry. Quantity of independent power supply sources depends on the possible damage in case of fault. Independent power supply source is a source which continues supply of consumers in case of faults on other sources Diesel electric power stations are often used as independent electric power supply sources for oil deposits.

Advantages of diesel electric power stations:

- high efficiency (0,35-0,4);
- simple technological process;
- possibility of building diesel power plants of modular type.

Voltage on this source must stay in frames for stable work of power consumers. Voltage on independent power supply source must contain 60% of nominal during action time of relay protection devices in case of fault.

The main purpose of this work is developing methods for selecting the quantity and the power of diesel generators.

The most important technical indicators of autonomous diesel power plant which provides decentralized consumers power supply are the quantity and the power of installed power units. These indicators define the reliability of electric power supply and the effectiveness of diesel power plant [2].

The total power of diesel generators should cover the maximum design load taking into account meet generators' own needs and provide motors start. The quantity of working units is determined in accordance with the schedule of loads and available diesel generators' nomenclature. Available regulations do not contain specific recommendations and procedures for the selection of the quantity and the power of diesel generators. Meanwhile, the indicators under consideration are extremely important, as technical and economic characteristics of the power plant are largely depend on them.

Rational choice of diesel generators put into operation, providing the best technical and economic characteristics of diesel power plants is associated with the large number of very contradictory factors. Here are the main problems associated with this choice:

1. Diesel generators should be periodically out of operation for the required service, maintenance and major repairs. Electric power supply reliability of customers under given circumstances is lowered. Frequency and duration of maintenance depends on the size of the power unit.

2. Composition of consumers supplied from diesel power plant can vary periodically in power, quantity and operating modes. This inevitably leads to change in power plant's load over a considerable range, both during the day and seasons of the year. It is desirable to provide the load of diesel generators ranging from 25 to 80 % of rated load. The overloading beyond these limits leads to life reduction of the diesel engine. At low loads the specific fuel consumption is significantly increased. Therefore the effect of carbonization caused by congestion of unburned fuel fractions in the cylinders appears. That also adversely affects the life of the engine.

3. Specific fuel consumption for generation of 1 kW·h of electricity depends on the unit size. High power diesel generators usually have lower specific fuel consumption. It changes during operation of diesel generators in partial modes. With decreasing the load it increases.

This paper proposes a method of optimizing the quantity and power of diesel power generators of autonomous diesel power plant, which is used as the main power supply for decentralized consumers.

Minimum reduced annual cost for a given level of customers' electric power supply reliability is used as the optimization criterion, equation 1:

$$C = E_N \cdot I + C_{OM} + C_{INT} \Rightarrow \min, \quad (1)$$

where E_N – normative coefficient of capital investments effectiveness (in the calculations it was taken equal to 0.15; which corresponds to the payback period of 6.5 years) [1];

I – capital investment in diesel power plant, rub;

C_{OM} – annual cost of the plant's operation, rub;

C_{INT} – economic damage from power interruption of consumers, rub.

Nominal powers of generators and power plants are determined from the state standards and correspond to the general industrial stationary power units and three-phase alternating current diesel power plants. The average cost of diesel power plant is defined on basis of the price lists and catalogs of famous domestic manufacturers and suppliers of diesel power plants.

To determine the annual operating costs for diesel power plant maintenance it is convenient to use a typical cost structure for each individual enterprise, equation 2 [3]. Significant share in the structure of these costs is the cost of fuel:

$$C_{OM} = C_F + C_M, \text{ rub}, \quad (2)$$

where C_F – annual fuel costs (price plus shipping), rub;

C_M – maintenance costs (staff salaries, supplies, etc.), rub.

If the share of fuel costs in the total cost is defined, then it is possible to determine the annual operating costs for diesel power plant maintenance according to the known fuel costs, equation 3:

$$D_F = C_F / C_{OM} \quad (3)$$

where D_F – the share of fuel costs in the total cost of diesel power plant operation and maintenance.

Taking into account the cost of one ton of equivalent fuel (21.0 thousand rub.), and the share of fuel costs in the total cost of diesel power plant maintenance ($D_F = 65\%$), according to expression (2) it is possible to define the annual operating costs for diesel power plant maintenance C_{OM} .

Cost of power interruptions to electricity consumers is defined by the expression 4:

$$C_{INT} = \Delta M \cdot y_0, \text{ rub} \quad (4)$$

where y_0 – specific damage from power interruptions in electric power supply, rub / kW·h;

ΔM – expectation undersupply in electric power supply per year due to lack of power.

To determine the material damage from possible sudden interruption in electric power supply of consumers it is necessary to know specific indicator of damage y_0 , which generally depend on the structural composition of consumers (their share in industry, household and service sectors, agriculture, transport and building engineering) and the extent of their limitations[4].

The cost of damage is recommended at 40 – 100 rub./kW·h. These data are averaged and can be used for a rough estimation of the damage in case of accidental interruption of electric power supply in the mains with a different composition of consumers.

In order to perform the choice of the quantity and power of diesel generators it is necessary to solve the optimization problem by choosing the diesel generators of a stationary diesel power plant intended to supply of autonomous consumer.

Choice of the quantity of power generators is performed with the following provisions:

1. According to the expression 5, total power of power units should be 25% higher than daily peak load power:

$$P_{Total} \geq 1.25 \cdot P_{Max} \quad (5)$$

This condition will provide the loading of diesel generators at maximum load mode by not more than 80 %.

2. For the convenience of maintenance of all diesel generators they must be of the same size.

3. Maximum quantity of power units of diesel power plants should not be greater than 8.

If the capital investments in diesel power plant I , the annual cost of operation and maintenance of the plant C_{OM} and economic damage from power interruption of consumers C_{INT} are known, the reduced annual costs for all variants of

diesel power plants are defined according to expression 1. Then the variant which requires the minimum of costs is chosen. Cost structure is shown on Figure.

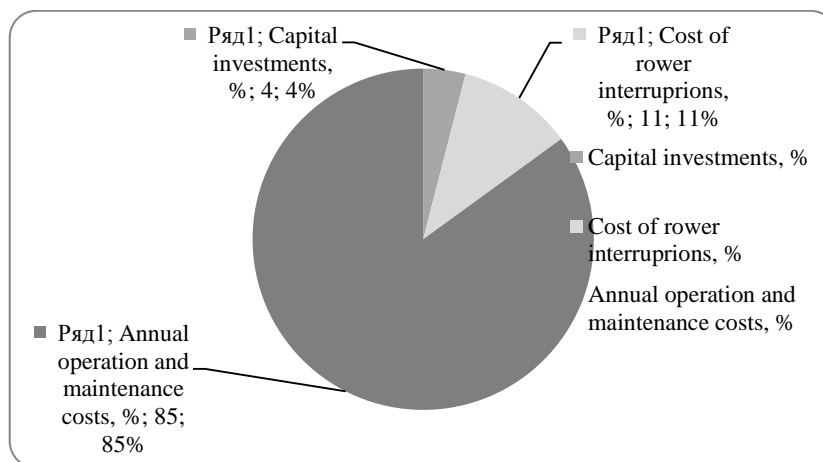


Fig. Cost structure

The method proposed in this paper is quite versatile and can be recommended for optimizing the structure of autonomous diesel power plants operating in specific conditions.

Energy efficiency of diesel power plant can be increased by reducing the consumption of diesel fuel. This is achieved by optimizing the required sizes and the quantity of power units of diesel power plant. The result of this work is choosing the optimal quantity and power of diesel generators according to given load diagram.

References

1. Instructions for determination of the economic effectiveness of capital investments in the development of power resources
2. Lukutin, B.V., Sarskeyev, Y.Zh., Surkov, M.A., Lyapunov, D.Yu. Tuning the regulators of wind-diesel power plant operating on the DC-bus (2014) 2014 14th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2014 - Conference Proceedings, art. no. 6835913, pp. 459-463.
3. Lawrence, E. Cost of power interruptions to electricity consumers in USA, New York, 2006
4. Mathew, S. Wind energy. Fundamentals, Research analysis and Economics, New York, 2006

PROGNOSTIZIERUNG DER SCHWEFELSÄUREALKYLIERUNG VON ISOBUTAN MIT OLEFINEN MIT MATHEMATISCHEN MODELLEN

E.A. Dosytsheva, A.E. Nurmakanova, S.S. Boitschenko

Wissenschaftliche Betreuerin Professorin E.N. Ivashkina, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationalwissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Die Qualitätskennziffer für Kraftstoffe ist die Oktanzahl, die die Klopfestigkeit des Benzins charakterisiert. Deshalb ist eine der wichtigen Aufgaben der erdölverarbeitenden Industrie die Herstellung des Hochoktanbenzins mit reduziertem Gehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen – Alkylbenzin. Dieses Zielprodukt wird durch die katalytische Alkylierung von Isobutan mit Butenen hergestellt. Alkylat besteht aus isoparaffinischen Kohlenwasserstoffen – Isooctanen und enthält keine aromatischen Verbindungen. Die Alkylatoktanzahl bildet 92-96 Punkten nach der F1-Methode. Dank seinen Antiklopf Eigenschaften und physikochemischen Parametern ist Alkylat die beste Komponente für die Herstellung von Hochoktanbenzin [1].

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die mathematische Untersuchung der Schwefelsäurealkylierung von Isobutan mit Olefinen. Das Forschungsobjekt ist die Anlage der Schwefelsäurealkylierung bei OAG «Gaspromneft – Omsk Erdölraffinerie».

Das mathematische Modell der Schwefelsäurealkylierung von Isobutan mit Olefinen war am Lehrstuhl der chemischen Technologie von Brennstoffen und der chemischen Kybernetik Tomsker polytechnischen Universität entwickelt. Dieses Modell ist als Computermodellierungssystem realisiert, mit dessen Hilfe die Prognostizierung der industriellen Anlagearbeiten möglich ist.

Für die Berechnung des Alkylierungsprozesses von Isobutans mit Olefinen mit Hilfe dieses Computermodellens werden die Ausgangsangaben in Microsoft Excel Format verwendet: der Verbrauch der Rohstoffströme, die in den Alkylierungsreaktor eintreten, ihre Zusammensetzungen und die Daten der technologischen Arbeitsbedingungen der Apparate. Bei Berechnungen waren dabei aktuelle Industrieanlagendaten verwendet, was die Zuverlässigkeit der durchgeführten Berechnungen erhöht.

Es wurden folgende Parameter untersucht, die auf Produktionsqualität wirken: Gehalt von Isobutan in der Butan-Buten-Fraktion, Massenverhältnis von Isobutan zum Buten im Rohstoff, Temperatur der Kohlenwasserstoff- und der schwefelhaltigen Säureemulsion am Ausgang des Alkylierungsreaktors.

Um den Einfluss des Rohstoffverhältnisses und -Qualität auf die Alkylatzusammensetzung einzuschätzen, waren die Berechnungen mit Computermodell durchgeführt. Die Ergebnisse der Berechnungen, und zwar die Alkylatzusammensetzungen, die bei der Verarbeitung des Rohstoffs mit verschiedenen Zusammensetzungen bei gleichen technologischen Bedingungen bekommen waren, zeigen die Abbildungen 1, 2 und 3.

Bei der Alkylierung von Isobutan mit Olefinen spielt der Isobutan-Butenverhältnis eine wichtige Rolle – je höher er ist, desto höher ist auch der Verhältnis der Zielkomponente in Alkylat, mit Ausnahme von 2,3,4-Trimethylpentan (Abb. 1).

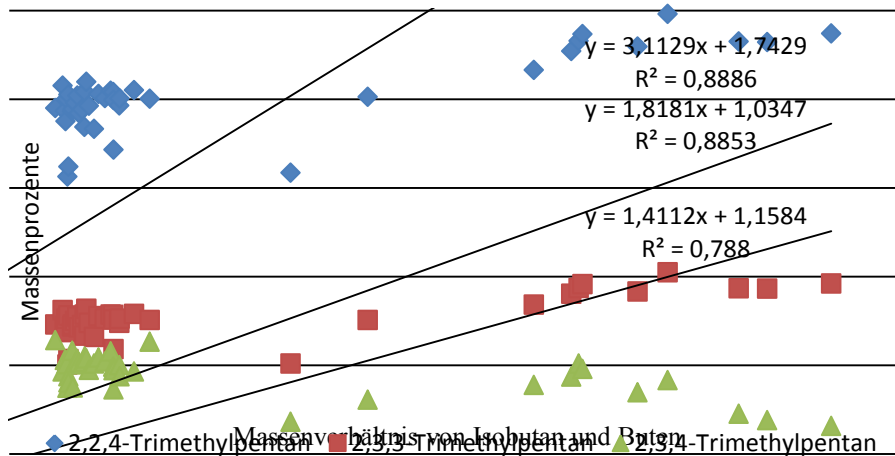


Abb. 1. Einwirkung des Massenverhältnisses von Isobutans und Buten auf die Zielproduktion

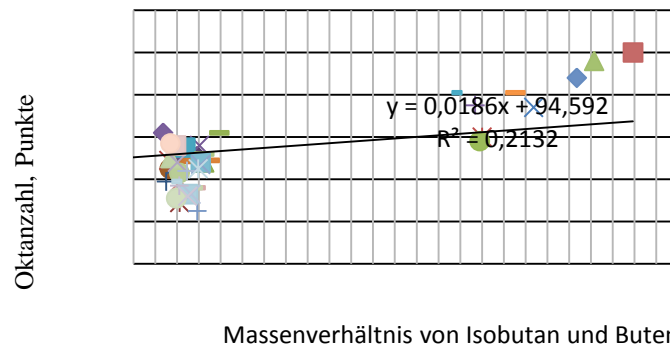


Abb. 2. Einwirkung des Massenverhältnis von Isobutans und Buten auf die Oktanzahl

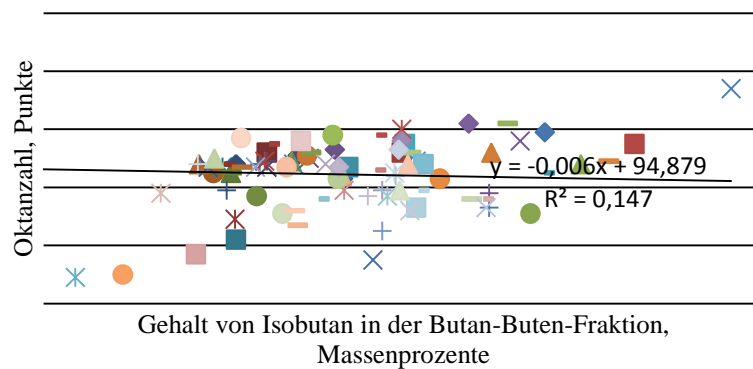
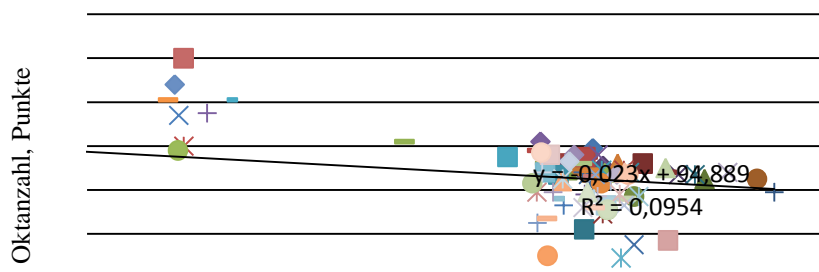


Abb. 3. Einwirkung von Isobutan in der Butan-Buten-Fraktion auf die Alkylatoktanzahl

Diesen Einfluss bedingt der Chemismus des Prozesses. Ein niedriger Verhältnis von Isobutan und Buten erhöht die Reaktionsgeschwindigkeit der Dealkylierung und Polymerisation.

Die Modellberechnungen haben gezeigt, dass die Erhöhung von Isobutan im Rohstoff auch die Oktanzahl erhöht (Abb. 2, 3). Der hohe Gehalt von Isobutan im Rohstoff inhibiert die Nebenreaktionen und bildet eine stabile schwefelhaltige Säureemulsion.

Die steigende Temperatur erhöht die Wahrscheinlichkeit der Nebenreaktionen und Bildung der Komponenten mit niedriger Oktanzahl (Abb. 4).



Emulsionstemperatur am Rektorausgang, Celsiusgrad

Abb. 4. Wirkung der Temperatur auf die Alkylatoktanzahl

Die Modellberechnungen haben gezeigt, dass die Alkylate, die aus dem Rohstoff mit geringerem Massenanteil von Isobutan hergestellt sind, die niedrige Oktanzahl haben. Dabei wirken die Unterschiede in der Zusammensetzung der verarbeiteten Rohstoffe wesentlich auf die Treibstoffklopffestigkeit von 1,0 bis 2,0 Punkte. Es war auch festgestellt, dass die Oktanzahl von der Prozessstemperatur abhängig ist.

Literatur

1. Schwefelsäure-Alkylierung [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <http://landabstracts.net/novye-referaty/69437-Sernokislotoe-alkilirivanie-izobutana-butilenom.html> (дата обращения: 27.02.2015)

THE GEOCHEMISTRY OF UNDERGROUND WATER OF EAST KAMCHATKA

A.S. Efstifeeva

Scientific advisors professor G.N. Kopylova, associate professor N.V. Guseva, associate professor I.A. Matveenکو

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Kamchatka peninsula is located in interaction area of Pacific oceanic and Okhotsk-sea continental plates. On Kamchatka's east coast there are up to 30 active volcanoes. These factors determine high seismic activity of this region. That is why the problem of researching features of hydrogeochemical composition of local waters is very pertinent. Observations for hydrogeochemical mode of groundwater in Petropavlovsk-Kamchatsky area are carried out by Kamchatka's branch of RAS Geophysics survey at 4 hydrogeological stations with frequency one time per 3 or 6 days.

Based on these data the earthquake prediction methods are developed [4]. However, question of genesis of such hydrogeochemical anomalies did researched in science literature not enough, therefore, further research is needed for proper planning of specialized observations in wells and watersource.

In this article the specificity of the chemical composition of underground water is considered in terms of their degree of saturation with aluminosilicate minerals.

Table shows that groundwater from water source is neutral based on hydrogen ion concentration and fresh based on mineralization. The chemical composition is chloride-hydrocarbonate and calcium-sodium.

Underground water from wells GK1 and G1 is slightly alkaline, salted in chemical composition is chloride calcium-sodium. Underground water from well M1 and boreholes from station Verhnyaya Paratunka is generally characterized by a high alkalinity and low salinity. In well M1 underground water is bicarbonate-sulphate calcium-sodium, chemical composition in wells GK5, GK15 and GK44 is chloride-sulfate sodium.

During investigation of underground water saturation of wells and sources to rock-forming minerals equations of water interaction with aluminosilicate, carbonate and sulfate minerals and their main thermodynamic parameters are used represented by reaction constant logarithm and quotient reaction equation [2]. The degree of water saturation in reference to secondary minerals has been measured with the use nonequilibrium index [3]. With the water saturation value A decreases and tends to zero. During oversaturation of waters values A become negative, A = 0 characterizes balance of equilibrium. The capacity of aqueous liquid to enter into chemical interaction is characterized by ion-activity. Activity coefficient is calculated using the Debye-Huckel formula for low-mineralized liquid [4].

For visualize the results of calculation was used diagrams stability fields of aluminosilicate and carbonate minerals (Fig.).

Table

Hydrogeological station. Well, watsource	Well depth, m	pH	T, °C	Water salinity, g/l	H ₄ SiO ₄ , mg/l	Analytical concentration, mg/l						Gas composition	
						Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺	Na ⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻		Cl ⁻
Station Pinachevo													
Well GK1	1261 m	7,5	16	9,8	87,6	856	-	89,6	2353,4	168,2	173,5	5413,6	Methane
Watsource P-I1	-	7,27	6,5	0,3	66,77	11,8	10,5	4,6	9,4	121,6	1,52	132,7	Methane
Watsource P-I2/1	-	7,74	10,3	0,9	74,4	23,7	24	11,7	248,6	274,7	1,47	363,2	Methane
Watsource P-I2/2	-	7,6	9,8	0,9	73,6	22	21,5	10,8	226,2	244,1	1,45	329,1	Methane
Watsource P-I3	-	7,4	5,5	0,1	61,9	6,9	5,8	2,3	21,9	63,28	4	28,2	Nitrogen
Moroznaya, well M1	600 m	8,86	16	0,2	24	24,6	-	0,4	22,1	29,02	100	2,42	Nitrogen
Hlebozavod, well G1	2542 m	8,18	16	10,2	3,9	188,6	-	-	3639,9	177,7	330	5873,6	Methane
Station Verhnyaya Paratunka													
Well GK5	900 m	8,26	75,5	0,8	92,3	44,6	-	6,81	219,5	49,2	395,2	114,9	Nitrogen
Well GK15	1208 m	8,7	20	0,7	31,9	-	-	1,7	153,4	29,7	406,6	70,5	Nitrogen
Well GK44	650 m	8,1	25,7	0,3	31,8	33,9	-	1,98	69,9	61,7	144,3	33,1	Nitrogen

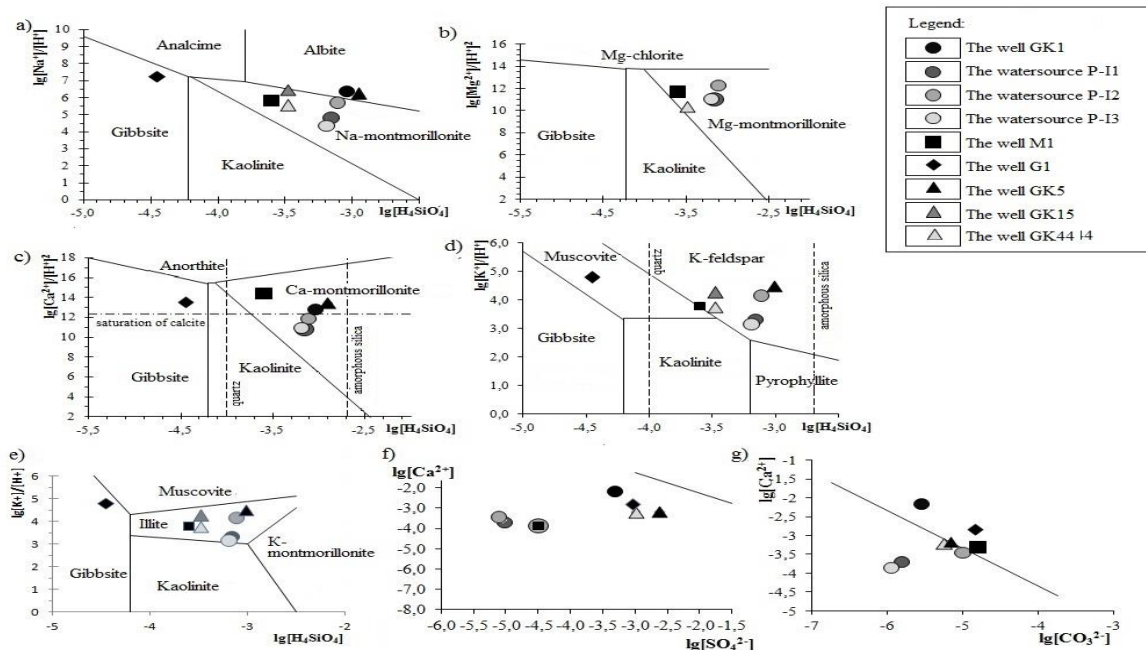


Fig. Equilibrium diagram of underground water considered hydrogeological well and watsource with aluminosilicate minerals: analcime – albite - Na-montmorillonite – kaolinite - gibbsite (a); Mg-chlorite - Mg-montmorillonite – kaolinite - gibbsite (b); anorthite - Ca-montmorillonite– kaolinite - gibbsite (c); muscovite – K-feldspar – pyrophyllite – kaolinite - gibbsite (d); muscovite – illite - K-montmorillonite – kaolinite – gibbsite (e), with anhydrite (f) and calcite (g) at the temperature of 25 degrees.

The underground water from well G1 is saturated with calcite (Fig. c, g) and muscovite (Fig. g), while groundwater to other wells is saturated with montmorillonites (Fig. a-c) and K-feldspar (Fig. d). The underground water from all wells, excluding water wells G1, is saturated with illite (Fig. e). By calcite saturated three wells - GK1, G1, M1 belonging to different hydrogeological stations. Saturation with anhydrite considered for groundwater is not typical.

It should be noted that water wells and GK1 GK5 are saturated with albite, but this is due to different reasons. For instance, well GK1 has the high value of the total mineralization of 9.8 g / l, but for well GK5 high temperature groundwater 75.5 ° C is typical. Diagram analysis (Fig) showed that interaction of underground water with water-bearing rocks has equilibrium-nonequilibrium character.

However, these groundwaters are at different stages of water-rock evolution. In general, there are three states of the groundwater interaction with water-bearing rocks.

In case of sources P-II and P-I3 it is the earliest of the distinguished saturation stage with Ca-montmorillonite (Fig. c).

Source P-I2 and well GK1 are in near-equilibrium state with calcite, the so-called transition zone. Finally, the water from wells G1, M1, and GK5 reached the calcite saturation stage (Fig. c, g).

The study of the equilibrium underground water showed that water is saturated with montmorillonite, some reach the calcite and albite saturation stage. The composition of underground water is characterized like colorful. Underground water in this territory is neutral, slightly alkaline and alkaline. According to salinity water varies from fresh to salt water, the temperature from cold water to very hot.

Variety of chemical composition groundwater occurs due to its confinedness to the territory of modern volcanism. High temperatures, the interaction of depth gases with water of infiltration affect the formation of water chemical composition. The considerable amount of chlorine and sodium ions is associated with nearby location of the sea area and the genetic link with marine sediments is quite probable [5].

References

1. Kopylova G.N., Sugrobov V.M., Khatkevich J.M. Osobennosti izmeneniya rezhima istochnikov I gidrogeologicheskikh skvazhin Petropavlovskogo poligona (Kamchatka) pod vliyaniem zemletryaseniya // Vulkaniologiya i seismologiya. 1994. № 2. P. 53-70
2. Kopylova G.N., Kopylova Y.G., Guseva N.V. O genezise i mexanizmax formirovaniya gidrogeoximicheskikh anomalij v izmeneniyax sostava podzemnykh vod pod vliyaniem sejsmichnosti. // Materialy regionalnoj nauchnoj konferencii "Vulkanizm i svyazannye s nim processy", posvyashhyonnoj dnyu vulkanologa, 27 - 28 marta 2014. – Petropavlovsk-Kamchatskiy: IVIS DVO RAN, 2014. p. 181-186.
3. Zverev V.P. Rol podzemnykh vod v migracii ximicheskikh elementov. M.: Nedra, 1982. 182 p.
4. Robert M.Garrels, Charles L.Christ. Solutions, minerals and equilibria. M, Mir, 1968. 368 p.
5. Ustinova T.I. Kamchatka gazers. M., 1955.

PATTERNS OF MERCURY DISTRIBUTION IN BOTTOM SEDIMENTS VERTICAL PROFILES PONDS (TOMSK AREA)

K.A. Gubina

Scientific advisors assistant A.Y. Ivanov, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Mercury, being harmful environmental pollutant, is particularly harmful when entering water as a result of the activity of microorganisms inhabiting the bottom and the formation of water-soluble toxic organic compounds. They, in turn, are adsorbed on suspended particles and accumulate in sediments. Typical content of mercury in sediments is of 3-4 orders higher than that in water [1]. Thus, the bottom sediments (BS) are an informative part of aquatic systems from the viewpoint of assessing their sustainable pollution. Research in the vertical distribution of this element in the thickness of sediments allow defining the most intensive periods of mercury releases into the environment, which may be associated with natural conditions and with increased levels of anthropogenic stress in the study area.

Three low flow lakes of different mercury intake and accumulation were selected for the research. They are located in the south of the Tomsk Region and characterized by different remoteness from the main sources of the city anthropogenic impact, presented by enterprise of the nuclear fuel cycle, petrochemical, electronic and other types of industry [2].

Chernoe Lake is located to the north-east of the city on the River Pesochka and characterized by a high level of anthropogenic stress due to its location in the zone of Tomsk - Seversk industrial impact.

The lake in Timiryazevskoe settlement is located in the floodplain of the Tom River, about 3 km from Tomsk, its origin being oxbow.

Lake Um is located in the south-west of the city, at the distance 40 km, therefore, it is considered as a background body in the undertaken studies, because of minimal impact from the industry.

As an analytical method the atomic absorption method was used based on the software RA915P. Determination of mercury in sediments was performed by the mercury gas analyzer RA 915+ and prefix Piro - 915+. The method is based on the reduction of the combined mercury to the atomic state by pyrolysis and subsequent transfer of air from the atomizer to the analytical cell. Humus-podzolic sandy soils UDPS-3 type was used as a standard, certificate №3095 [3]. Testing was carried out to the depth of 36 cm at the intervals of 1 to 10 cm.

The pattern of mercury vertical distribution in sediment cores of low flow lakes are well reflected in the diagrams (Fig. 1, 2, 3), based on the data of the analysis, taking into account the depth of the sediments and the corresponding mercury concentration.

Mercury distribution in Lake Um corresponds to the regional background and is uniform throughout the section; local pronounced anomalies are not observed in the vertical profile. The gradual change in the composition of sediments over time is due to the natural factors.

In contrast to Lake Um, lake located in the Timiryazevskoe settlement is characterized by poorly-defined anomalies in the upper part of the sediment cores. The reason for these anomalies can be of both natural and anthropogenic character, and is associated with a periodic and irregular intake of pollutants into the lake, for example, as a result of flooding or other vertical oscillations of the water level in the lake.

Lake Chernoe has contrasting anomalies of mercury distribution in the upper part of the section, the formation of which can be explained by its location in the zone of Tomsk - Seversk industry impact, and, consequently, a high level of anthropogenic influence. The accumulation of mercury in the upper part of the sediment core starts with 10 cm depth. By the dating methods using isotope ^{210}Pb the age of the sediments was compared with technogenic events that took place in the vicinity of the lake. This depth corresponds to 1955, so the sharp change in geochemical environment may be associated with the construction of the SCC in 1951, as well as the launch of the first nuclear reactor I-1 in 1955 [2].

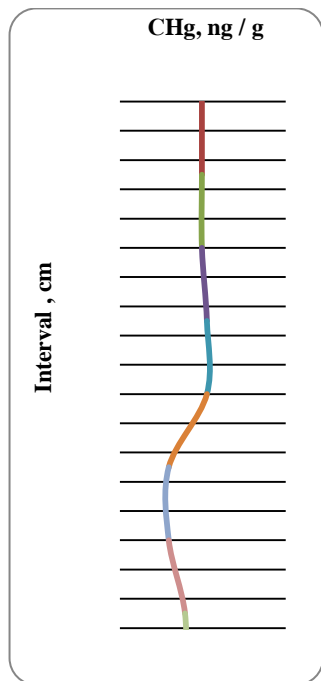


Fig. 1. Hg in BS of Lake Um

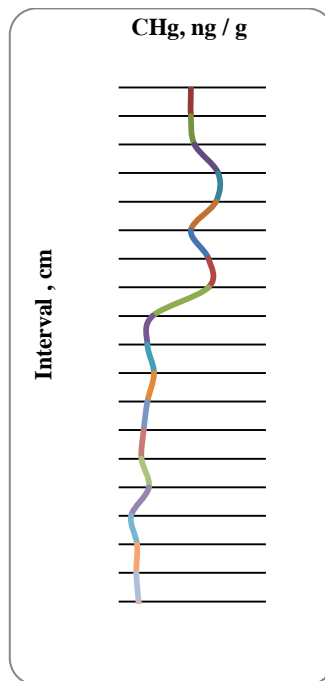


Fig. 2. Hg in BS of Lake Timiryazevskoe

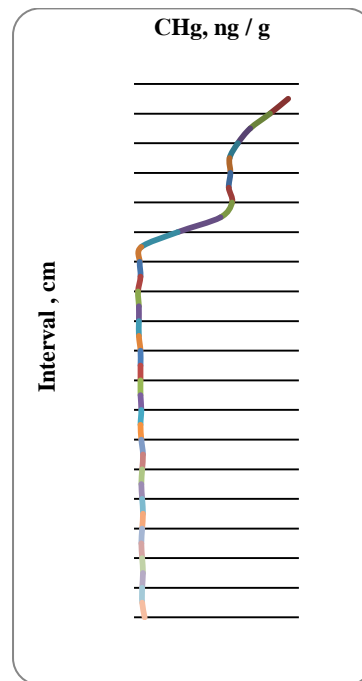


Fig. 3. Hg in BS of Lake Chernoe

To sum up, this research has shown the dependence of geochemical features of the environment on not only the natural factors but also from the anthropogenic ones. In this case, they include the intensity of impact on the objects under consideration which are located near the sources of anthropogenic pollution. Sharp changes of geochemical environment allow monitoring the dynamics of social development of the region, identifying industrial facilities that impact specifically on the environment.

References

1. Chemical Encyclopedia: / Ed. N. S. Zefirova. - Moscow: Soviet Encyclopedia, 1995. - V. 4. - PP. 278 - 639.
2. Ivanov A. Y. Uranium and thorium in the sediments of stagnant waters south of Tomsk Region // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2011 - V. 318, - № 1. - PP. 159-165.
3. Mercury in coal of Siberia / A. V. Volostnov [et al.] // The mercury in the biosphere: ecological and geochemical aspects: Proceedings of the International Symposium, Russia, Moscow, Vernadsky Institute, September 7-9, 2010. - Moscow: 2010. - S. 99-104.2

OPTIMIZATION OF DEVELOPMENT OF A SECTOR OF OIL-GAS CONDENSATE FIELD X USING AND INTEGRATED FIELD MODEL

P.Y. Gusev, Y.S. Berezovsky

Scientific adviser professor S. M. Slobodyan

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk city, Russia

This individual project presents the integrated reservoir simulations which combines hydrodynamic flow models of two different formations, and results of development optimization for these formations of a sector of Field X. Field X has two separately developed formations. A decision not to apply a commingled production for formations having similar fluid saturation and close hypsometric marks has been caused by a significant difference in the physicochemical properties of the hydrocarbon fluids and the reservoir properties. The formations are tied to a common gathering and separator node. Formation U11 has one oil bearing accumulation and 20% of oil in place of Field X, while formation U12 is identified as an oil-gas condensate reservoir with a gas cap and has 80% of oil in place of Field X. The optimal production plan for each formation is the goal of the field development. The considered formations have separate

hydrodynamic flow models which do not consider surface facilities constraints. Therefore, production rates from formations are overestimated and vary with predicted results from formations hydrodynamic flow models. But the created integrated model "reservoir-well-pipeline" will allow optimization of the gathering system and achievement of the optimal maximum production levels for the considered formations.

This individual project presents algorithms of field production optimization. The optimal field development strategies are simulated on the integrated model taking into account production system constraints and results are discussed.

This paper considers the Field X, the main problem of which lies in the fact, that the productive formation U11 and formation U12 developed separately, but they have common gathering system which constrains maximum optimum production from considered formations.

Therefore the main objective of individual project is analysis of the different conceptual designs of gathering system and selection of the most suitable for the further development of the considered Field X basing on results obtained during integrated modelling simulations.

Three different conceptual designs of gathering systems were considered: implementation of methanol treatment unit in existing gathering system, using of old oil pipeline for formation U12 and building high-pressure line formation U11. These conceptual designs were simulated and results of efficiency are calculated.

Then, each of conceptual designs was assessed in terms of economic efficiency vs. the cumulative oil and gas production.

In general, this work allowed making definite conclusions about the influence from implementation of integrated modeling in field development, that can be used in the future optimizations schemes.

FIELD DESCRIPTION

Field X is an oil-gas condensate field with low permeability upper Jurassic sandstone reservoirs. Field X was discovered in 1967. Hydrocarbon accumulations are located in the southern part of the Vasyugan petroleum bearing area in the West Siberian oil and gas province (Russian Federation). Accumulations are confined to the upper Jurassic formation of the Vasyugan suite. Hydrocarbon-bearing formation of Vasyugan suite is formed by coastal-marine and marine deposits represented by interbedding of mudstones, siltstones, sandstones, and clays. Internal structure of the Vasyugan suite has a complex geology, due to the presence of hiatal surfaces and clay impermeable substitutions in some parts of the reservoirs.

Field X is located in the southern part of Tomsk region, in Parabel administrative district.

The properties of formation fluids are presented below in Table.

Table

Field properties

Formation	U ₁ ¹	U ₁ ²
Field initial oil in place, %	20	80
Accepted average GOR, m ³ /ton	883.8	350
Measurement interval of GOR, m ³ /ton	378 - 2323	107-362
Oil viscosity at reservoir conditions, MPa·s	0.04	0.3
Formation fluid density, kg/m ³	382	576.7
Density of separated oil, kg/m ³	741	777
Bubble point pressure, MPa	22.7	20.3
Initial reservoir Pressure, MPa	24.5	24.9
Oil formation volume factor, m ³ /m ³	5.032	2.003

Very low viscosity of the oil at reservoir conditions and a relatively high permeability of formation U11 determine the higher mobility of the oil from formation U11 in comparison with the oil from formation U12. Taking into account all the above considerations it was decided to develop these formations separately.

DESCRIPTION OF GATHERING SYSTEM

Formations of Field X are developed by 91 production wells (31 production wells in formation U11 and 60 production wells in formation U12) that are located on nine well pads. In total, it is planned to introduce 36 well pads which will accommodate 436 production wells (138 wells in formation U11, and 338 production wells in formation U12).

A pressure sealed radial fluid gathering system from well clusters is implemented at Field X. The gathering collector is laid underground (0.8 m below surface). Oil, water, and gas from wells enter flow lines, pass on to measuring units, and then through a gathering system to a treatment facility.

PROBLEM ASPECTS FIELD DESCRIPTION

Wellhead pressure of wells producing from formation U11 equals 170-190 bars (naturally flowing wells), while wellhead pressure of wells producing from formation U12 equals 13-40 bars (equipped with ESP). The considered formations are tied to a common gathering system which has a maximum line pressure limitation of 40 bars and have a

commingled separator node. So, wells producing from formation U11 have a very high wellhead pressure and these wells should be choked. These wells are often hydrated and blocked due to high pressure difference between the wellhead and the downstream choke flowline when these wells are equipped with a small choke. Hydrate formation occurs because the stream of formation fluid is throttling through the choke and, as the fluid undergoes instantaneous expansion after the choke, temperature decreases and water which is present in the fluid mixture falls out as hydrates. Therefore, these wells are equipped with chokes of a bigger cross-section size and hydrate formation is prevented. However, a bottleneck effect occurs in the flowline due to increased pressure, and some ESPs cannot provide enough head. Absence of methanol treatment unit complicates the situation. As a result, oil production schedule is delayed.

MAIN OBJECTIVES

The main objective of this project is to optimize the development of a sector of oil-gas condensate Field X using an integrated field model created in METTE software. In order to meet this objective, it is necessary to create an accurate integrated model, simulate this model with different variants of gathering systems, estimate at what extent the gathering systems constrain oil production, and select an optimal variant based on economic and technical efficiencies of the considered variants. Creation of an integrated model was divided into several parts which are discussed below.

Part 1: Conversion and adaptation of hydrodynamic flow models from Eclipse reservoir simulator into Tempest MORE.

As METTE software can be integrated with hydrodynamics flow models built in Tempest MORE reservoir simulator, existing hydrodynamic flow models originally created in Eclipse software had to be converted to Tempest MORE and matched with history parameters.

Part 2: PVT model creation.

PVT model was created by correlation module of METTE software.

Part 3: Construction of well profiles and well calibration.

Construction of well profiles based on results obtained from directional surveys was performed. Calibration was carried out on well test investigations.

Part 4: Network construction and its integration with a well model.

CONCLUSIONS

In this study confirmed the influence of common gathering system on the efficiency of field "X" development. With the help of integrated model reveals the phenomenon of well bottlenecking caused by high wellhead pressure of wells exploiting formation U11. This has become possible with the integration of hydrodynamic flow models with production system in METTE software.

Offered conceptual designs were considered and conceptual design with high-pressure line has shown the best results. After simulations deferred oil production from variant accepted in company equals to 136000m³. According to rough economic estimates implementation of variant with high pressure line can bring two billion RUR profit for company in first two years. Thus using the results of modeling shows can predict the development scheme of field "X".

In the future, it is planned to work out the most detailed scheme of development Field X with integrated model. The real-time it is also planned to continue this project in order to create more accurate integrated model.

References

1. Antonenko D.A., Pavlov V.A., Sevastyanova K.K., Usmanov T.S., Zhdanov R.M. Integrated modeling of Priobskoe Oilfield, 2008. (SPE 117413)
2. Barsukov V. Summary measurement report of GOR for TomskGazprom company, 2013. (Oilteam company)
3. Khasanov M.M., Bahitov R.R., Sitnikov A.N., Ushmaev O.S., Dmitruk D.N. and Nekhaev S.A. Optimization of production capacity for oil field in the Russian Arctic, 2013. (SPE 166905)
4. Lomovskikh S., Smyslov V., Sukhov E., Shashel V., Lozhin V., Nekipelov Y. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure, 2010. (SPE 138078)
5. Mustaeva S., Vasilev V. Integrated reservoir modeling of two Urengoy gas fields, 2012. (SPE 162007)
6. Heriot-Watt University Manual Petroleum Economics (2013-2014).
7. Schlumberger. Eclipse reference manual 2012.

TRACE ELEMENTS IN THE TAZARE COAL FIELD, ELBRUS COAL BASIN, IRAN

M.Z. Kazhumukhanova

Scientific advisors associate professor V.I. Rybalko, associate professor I.A. Matveenکو

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The major purpose of this paper is to analyze the concentration of some trace elements in the Tazare coal field; to compare the stated content values with respective Clarke values for coals as well as possible commercial values.

The Tazare coal field is situated in the Elbrus coal basin, Iran. The coal-bearing sediments are sandstones, siltstones, claystone, coal seams, which are of Triassic-Jurassic age. The coals are classified as bituminous, from forge coal to gas and long flame coal [1].

Geoecology and Geochemistry Department's members (NRI, TPU) have performed geochemical sampling at Tazare coalbed. 38 samples were selected from 7 coalbeds (table).

The applied methods were instrumental neutron activation analysis (INAA) and atomic absorption spectroscopy (AAS) elemental analysis.

The analyses were made in laboratories of Geoecology and Geochemistry Department in Tomsk Polytechnic University.

Neutron activation analysis (NAA) is a nuclear process used for determining the concentrations of 29 elements. The sample is bombarded with neutrons, causing the elements to form radioactive isotopes. The radioactive emissions and radioactive decay are well known for each element. Using this information, it is possible to study spectra of the emissions of the radioactive sample and determine the concentrations of the elements in it.

Hg content was determined by atomic absorption spectroscopy. The analysis was performed with the mercury analyzer RA 915+ with PYRO – 915+. AAS is a spectroanalytical procedure for the quantitative determination of chemical elements using the absorption of optical radiation (light) by free atoms in the gaseous state. At the resonance transition frequency atoms absorb light selectively and pass from ground to excited state.

Table

Average trace element concentrations in the Tazare Coal Field, ppm

<i>№ of coalbed</i>	<i>Sc</i>	<i>La</i>	<i>Ce</i>	<i>Sm</i>	<i>Eu</i>	<i>Tb</i>	<i>Yb</i>	<i>Lu</i>	<i>Hf</i>	<i>Ta</i>	<i>Au*</i>	<i>Hg*</i>	<i>U</i>	<i>Th</i>
<i>k5</i>	3,3	1,6	4,7	0,4	0,1	0,1	0,4	0,1	0,8	<0,1	0,29	102,7	0,3	0,9
<i>k10</i>	15,4	30,2	54,6	5,5	1,4	0,9	2,4	0,4	3,2	<0,1	0,1	24,8	2,9	10,3
<i>k12</i>	17,8	29,0	53,3	4,3	1,2	0,9	2,4	0,4	2,8	0,6	3,7	199,7	3,5	9,8
<i>k17</i>	19,1	10,5	18,3	1,6	0,5	0,4	0,1	0,3	1,7	0,2	1,6	22,5	1,5	3,5
<i>p7</i>	13,6	11,5	22,6	1,8	0,5	0,5	1,7	0,3	1,6	0,4	4,2	50,3	2,3	5,6
<i>p10</i>	5,7	6,4	17,7	2,4	0,7	0,7	1,8	0,3	0,5	0,2	2,4	61,1	1,3	1,6
<i>k25</i>	18,9	32,5	54,4	5,0	1,3	0,9	2,9	0,4	3,5	0,9	0,1	19,3	3,8	10,8
<i>Average</i>	13,7	18,6	33,9	3,2	0,8	0,7	1,7	0,3	2,2	0,3	1,8	95,0	2,3	6,5
Clarke coal values [2]	3,7	11,0	23,0	2,2	0,4	0,3	1,0	0,2	1,2	0,3	4,4	100,0	1,9	3,2
Minimum acceptable commercial value [3]	10	150	30	n.i.	n.i.	n.i.	1,5	n.i.	5	1	20,0	1000,0	n.i.	n.i.

* – ppb; n.i. – no information

Research results show that the major trace elements in Tazare Coal field are Sc, La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf, Hg, U, Th. The coals of the field are potential for production of Sc and lanthanide elements. Scandium reveals the highest content in coalbeds k10, k15 and k25. The concentrations of the elements of coalbed k5 have low values.

References

1. Геология и полезные ископаемые зарубежных стран. Вып.1. Минерально-сырьевая база Ирана (твердые полезные ископаемые) / Под ред. В.П. Орлова.– М.– СПб., 1993.– 300 с.
2. Ketris M.P., Yudovich Ya.E. Estimations of Clarkes for Carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // Int. J. Coal Geol. – 2009. – V. 78. – P. 135–148.
3. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России: Справочник./Под ред. В.Ф.Череповского, В.М.Погового и В.Р.Клера.-М.:Недра,1996. - 238 с.

KONTROLLE DER ARBEIT VON INDUSTRIELLEN KATALYTISCHEN REFORMING-ANLAGE A - 35 - 11/450 K KOMSOMOLSKER RAFFINERIE

M.D. Kirillova

Wissenschaftliche Betreuerin Dozentin E.S. Scharova, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationalwissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Heutzutage spielen katalytische Prozesse eine wichtige Rolle in der Verarbeitungsindustrie. Ein wichtiger katalytischer Raffinerieprozess ist das Reformieren (von lat.: reformare = umgestalten). Es dient zur Isomerisierung und Aromatisierung von Alkanen bzw. Cycloalkanen. Ziel dabei ist es, die Oktanzahl des Benzins zu erhöhen.

Das flüssige Hauptprodukt, das so genannte Reformat, besteht vorwiegend aus Benzol, Toluol, Xylolen sowie verzweigten und linearen Alkanverbindungen. Ein wichtiges Nebenprodukt ist Wasserstoff, welcher unter anderem in Entschwefelungs- und Hydrocracking-Prozessen benötigt wird. Durch Cracken werden die gasförmigen Kohlenwasserstoffe Methan, Ethan, Propan und Butan erzeugt [1].

Die Zielreaktionen des Reformierens sind die Bildungsreaktionen von aromatischen Kohlenwasserstoffen durch:

1. sechsgliedrige Zyklanedehydrierung
2. Dehydroisomerisierung von Zyklopentanen
3. Dehydrozyklisierung (C5 oder C6 - Dehydrozyklisierung) von Paraffinkohlenwasserstoffen

Das Verfahren wird bei der Temperatur und dem Druck für bifunktionelle Katalysatoren durchgeführt. Das Reforming läuft bei Temperaturen von 480 bis 530 °C und bei Druck von 1 bis 3,5 MPa ab [2].

Eingesetzt werden dabei bifunktionelle Katalysatoren mit metallischem und saurem Zentrum:

- Aktiver Träger (γ -Oxid Aluminium, Aluminiumsilikat) besitzt saure Kerne, an die Reaktionen isomerisierungen, Hydrocracking ablaufen.
- Platin, das dünn dispers an Bildfläche Träger, besitzt dehydrierenden – hydrierenden Artungen [2].

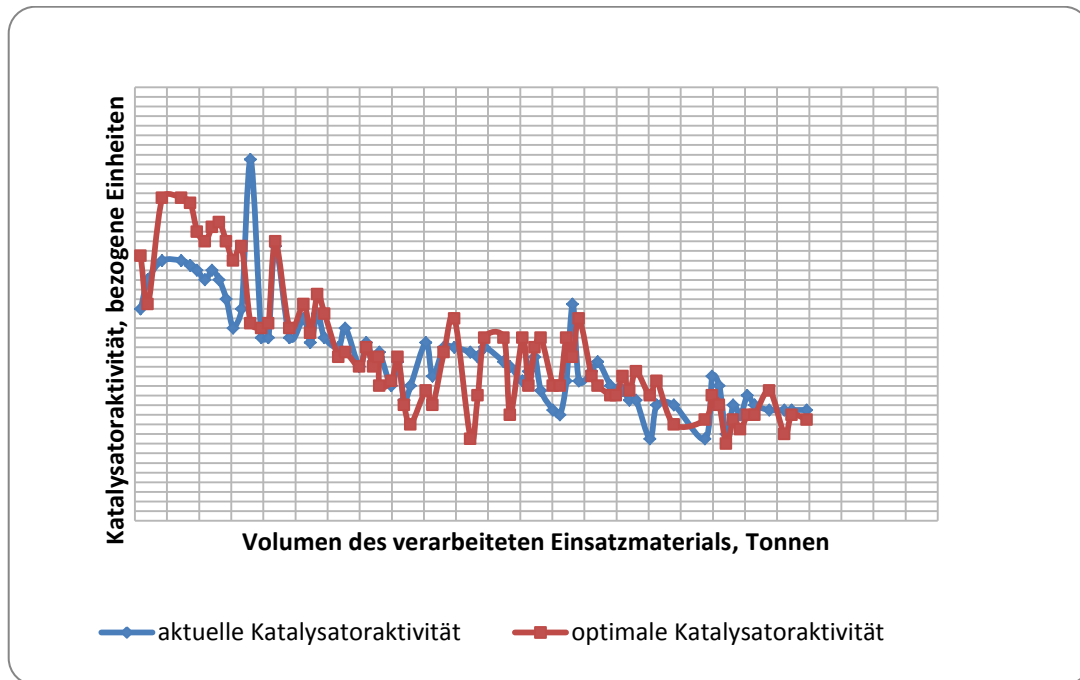


Abb. 1. Vergleich der aktuellen und optimalen Katalysatoraktivität

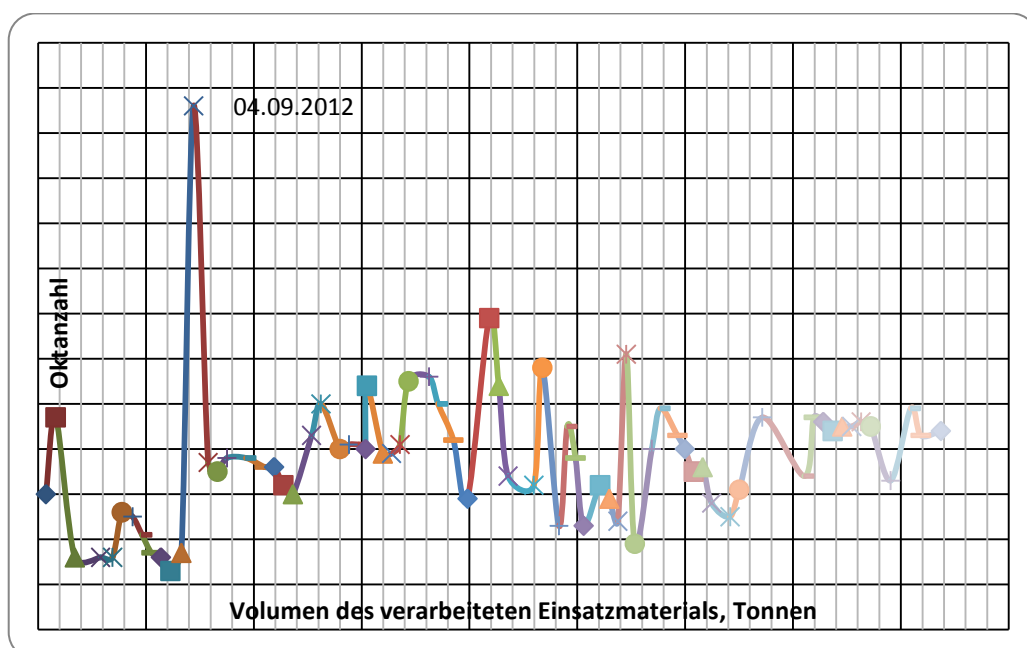


Abb. 2. Abhängigkeit der Oktanzahl vom Volumen des verarbeiteten Einsatzmaterials

*Gruppenzusammensetzung der aromatischen Kohlenwasserstoffe
(28.08.2012- 04.09.2012)*

	Aromatische Stoffe 28.08.2012		Aromatische Stoffe 04.09.2012	
	berechnete Daten	experimentale Daten	berechnete Daten	experimentale Daten
C1	0.00	0.00	0.00	0.00
C2	0.00	0.00	0.00	0.00
C3	0.00	0.00	0.00	0.00
C4	0.00	0.00	0.00	0.00
C5	0.00	0.00	0.00	0.00
C6	4.99	5.00	2.13	2.13
C7	18.99	19.00	13.39	13.37
C8	20.72	20.74	24.81	24.78
C9	11.55	11.55	26.00	25.97
C10	4.95	4.95	11.14	11.13
Gruppenzusammensetzung	61.20	61.24	77.46	77.37

Für die Forschung der industriellen katalytischen Reformierung-Anlage L - 35 - 11/450 K Komsomolsker Raffinerie wurde ein Modellierungsprogramm „Kontrolle der Katalysatorarbeit“ verwendet. Mit Hilfe dieses Programms wird der volle Katalysatorzyklus von 22.05.2012 bis 04.03.2014 berechnet. Die Berechnungsergebnisse sind in der Abbildung 1 dargestellt. Diese Abbildung zeigt eine Tendenz zum Aktivitätsfall während des Katalysatorzyklus im Rahmen von 1 bis 0,7 bezogener Einheiten.

Die Abweichung der aktuellen Aktivität vom optimalen Regime ist minimal, wirkt aber auf Ausgangsprodukt, Koksakkumulation und Oktanzahl.

Die Abbildung 2 zeigt die Abhängigkeit der Oktanzahl vom Volumen des verarbeiteten Einsatzmaterials. Die tatsächliche Oktanzahl des stabilen Reformats schwankt im Rahmen 93 ÷ 96 Punkte. Am 04.09.2012 war eine starke Erhöhung der Oktanzahl (RON 102,6) beobachtet, was wahrscheinlich mit der veränderten Zusammensetzung des Einsatzmaterials verbunden konnte. In der Tabelle 1 ist die Gruppenzusammensetzung der aromatischen Kohlenwasserstoffe dargestellt.

Der Gruppenzusammensetzungsvergleich (s. Tab.) zeigt am 04.09.2012 eine starke Erhöhung des aromatischen Kohlenwasserstoffgehalts, was eine der Gründe für die starke Oktanzahlerhöhung, aktuelle Katalysatoraktivität, Reduktion der Reformatausbeute von 80 bis 84,93 54% des Gewichts ist.

Zusammenfassend kann man folgende Schlussfolgerungen machen. Es ist notwendig:

1. kontinuierliche Kontrolle der Aufstellung durchzuführen;
2. technologische Vorschriften von katalytischem Reforming zu regulieren.

Literatur

1. Altantsetseg Dashdavaa. Bewertungsmodell für die Wertschöpfungstiefe der Erdölverarbeitung in der Mongolei. Dissertation. 2013.
2. Technologie der Verarbeitung von Erdöl, Erdgas und feste Brennstoffe: Lehrbuch / SA Akhmetov, MH Ishmiyarov, AA Kaufman; Ed. S. Akhmetov. - SPb:.. Nedra, 2009. - 832 S.: ill.

X-RAY TOMOGRAPHY IN THE STUDY OF ROCKS

A.A. Kochnev

Scientific advisor associate professor S.N. Krivoshekov
Perm State National Research Polytechnical University, Perm, Russia

Computer tomography is a method of non-destructive study of layered internal structure of the object. It was proposed in 1972 by Godfrey Hounsfield and Allan Cormack, who were awarded the Noble Prize for this development. Study rocks x-ray method is based on the difference in the density of the rock, mineral inclusions, voids and cracks, and filling their formation fluids[1]. Microfocus X-ray gun transilluminates objects and the registration its shadow projections are performed by array detector. X-rays passing through the rock, losing their power, which is proportional to its density, and registered by the matrix cell array receiver. In this way a pixel image is forming. During scanning, the object rotates around its axis, thereby accumulating a package of hundreds of virtual sections.

These images represent a grayscale image, the brightness of which characterizes the degree of absorption of X-rays. The volumetric three-dimensional model of the samples was reconstructed by these images. Thus, the result of X-ray imaging is the three-dimensional distribution density of the sample volume, which allows evaluate the structure of the rock matrix and the distribution of pores and inclusions [2].

From 2011 PNIPU develops studies of the core, which are based on X-ray inspection system with the function of computer tomography «Nikon Metrology XT H 225», which is well proven in studies of core abroad.

Working Position potential difference is from 30 to 225 kV, the dimensions of the detector are 200 to 250 mm, the distance from the source to the receiver is 1000 mm. All these researches allow carrying out studies of the different core samples. Image processing and three-dimensional modeling of rock was performed in the software package, which are called VSG Avizo Fire.

Package Avizo Fire is a broad set of tools for downloading, visualization and obtaining qualitative and quantitative information on the different types of data. With its help it is possible:

- Import and processing of 3D slices
- Segmentation and selection
- A complete study of 3D data
- Statistical analysis
- Creation of presentations, videos, reports, and remote access to projects

As I am directly involved in processing the scan results, I will focus on the stages of work in the software package.

Stages of program Avizo Fire work:

1. Load reconstructed sample.
2. Apply various filters to an image (anisotropic diffusion, Gauss, etc), it is necessary to filter out the objectionable noise.
3. Then manually or automatically perform the separation of the sample on the rock cavities (cracks, cavities, pores) and on. As a result, a suitable for analysis object in binary code is generated.
4. Binarization allows allocating each element separately of the porous structure and calculate its characteristics, such as volume.
5. Then we can filter the needed pores, cavities, cracks in size (that is the object of study indeed), for example here, we investigated the cracks in the sample.
6. And now it is possible to calculate the coefficients of porosity, fractures and other characteristics; Building a 3D image; creating graphs and video clips on the model.

We studied rock samples of Perm region, Eastern Siberia, Uzbekistan and Iraq:

1. Sandstones rocks samples (full-size D = 100mm, D = 30mm standard).
2. Carbonate rocks samples (full-size D = 100mm, D = 30mm standard).
3. Salt rock samples from Verhnikamsk.

Full-length study of core samples helps to determine the fracture and allow cavitation, and macroinhomogeneity rock. In studies of standard core samples (d = 30mm) more detailed and accurate study of the properties of rocks of different microcavities is possible. It is also possible to study the properties of rocks before and after various external influences. Exploring core samples of small size (less than 30 mm), it is possible to study the structure of the sample to the smallest detail: mineral composition, type of cement, grain structure and voids[3].

Study of sandstones reservoir rocks

During the studying of full-sized sandstones samples, cracks and large pores were found. Detecting cracks, usually are very narrow (width 0,001 mm) wide and maximum width cracks (1 mm) were opening across very rarely. During the studying of standard sandstones samples the voids were presented by intergranular pores. Porosity of rocks was defined. Basically, porosity ranges from 7 - 15%.

Study of carbonate reservoir rocks

During the studying of carbonate full-sized samples it was showed a large number of cavities, they are quite large, the maximum size of 2-3 mm. The cavern porosity was calculated, which on average was 10%. Some cracks are extending through the entire sample, usually lengthwise. There were samples in which the crack was extending at an angle or some cracks were intersecting at different angles.

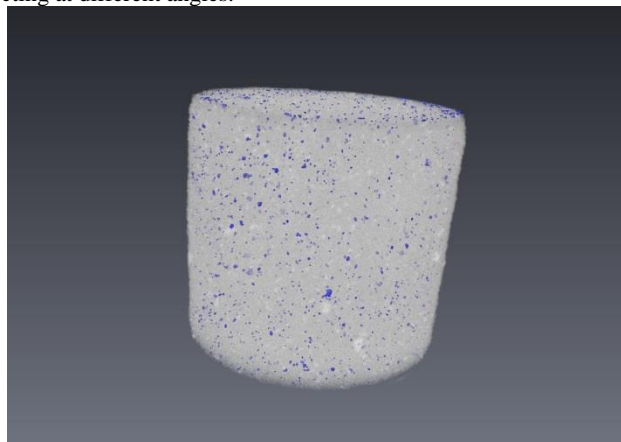


Fig. 3D image carbonate rock

The working experience on standard samples of carbonate rocks produced the most successful results. Cracks, cavities, pores, inclusion of calcite were found in samples. During the research the cavities matches which were defined earlier in the full-size samples were recorded. The cavities are sufficiently large - diameter in the range of 3 mm. In some samples of the cavity are connected by channels and they occupy a fairly large amount. The cavern average porosity is about 15%. The cracks are considerably smaller than cavities, their disclosure of an average is about 1 mm. Fracture average porosity is about 5%.

In other types of samples pores were recorded. The size of the pores is large, rounded in shape, open. The reservoir of this type is of high porosity of 20 to 30%. Radiopaque inclusions of calcite were found. Minerals and organic remains of gastropods shells were also found. The method of exploration allows us to compare the effects of carbonate rocks using to hydrochloric "before and after". The result is shown quite clearly and numerically confirmed. Channels in the samples are significantly increased and in some cases, they are connected. New channels and porosity are also increased.

Study of salt rocks

The investigation of sylvinite VKMKS cubic shape samples until exposure to compressive load after initial loading, and then after the repeated load corresponding limit compressive strength of the sample were examined. The loading of the samples was carried out on the "hard" electromechanical press. The result is not only the numerical values of the volume, but also the representation of cracks and the sample itself, as well as models give an idea of the spatial distribution of cracks. The program also allows to reflect on the screen the dimensions of the cracks. According to this, the width of cracks were increasing every time, for example, in one of the samples in the first time the width cracking was 0,01-0,1mm; 0,19-0,5mm was at second time; the third it was 0,26-1,4 mm.

The main advantages of tomography:

1. Researching without the sample destroying.
2. Reducing the terms of research
3. Reducing the cost of research
4. Reducing the technological and financial risks by reducing uncertainty, as well as improve the reliability and detail of the information received.
5. Ability to conduct experiments unrealizable in the physics laboratory, including extreme temperature and pressure conditions.
6. Ability to conduct a series of multivariate numerical experiments on one sample (with a limited set of physical samples).

Conclusion

X-ray tomography core is a very perspective method of petrophysical properties of rocks studying. The method allows to solve a great variety of basic and fundamental geological problems. We can fully visualize the rock in a 3D image and analyze all its properties. It is possible to highlight cracks, pores, cavities, inclusions, and heterogeneity, different layers of rock density and differentiation. X-ray tomography allows us to investigate samples of various sizes, and not only a reservoir samples, it allow to study all the rocks. Using the method helps us to be competitive in the world of high technology.

References

1. Dehghan Khalili, A., Yanici, S., Cinar, Y., Arns, C.H. Formation factor for heterogeneous carbonate rocks using multi-scale xray-CT images // Society of Petroleum Engineers - Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition 2012, KIPCE 2012: People and Innovative Technologies to Unleash Challenging Hydrocarbon Resources. Volume 2, 2012. – pp. 1054-1066.
2. Otani, J., Obara, Y. X-ray CT for Geomaterials: Soils, Concrete, Rocks//CRC Press, 2004 г. - pages 152- 158.
3. Khalili, A.D.a, Arns, C.H.a, Arns, J.-Y.a, Hussain, F.a, Cinar, Y.a, Pinczewski, W.V.a, Latham, S.b, Funk, J.c Permeability upscaling for carbonates from the pore-scale using multi-scale Xray-CT images // Society of Petroleum Engineers - SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition 2012. - pages 606-622.

HISTORY OF OIL INDUSTRY IN RUSSIA

P.I. Korovkin, S.S. Cherenev

Scientific advisor associate professor N.Y. Gutareva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In Russia, oil was first mentioned in 16th century. Travelers described how tribes living near the shores of the river Ukhta in northern Timan-Pechora region, collected oil from the surface of the river and used it as medicine, oil and grease. Oil collected from the river Ukhta, was first brought to Moscow in 1597.

In 1745 Fedor Pryadunov received permission to start oil production from the bottom of the river Ukhta. Pryadunov also constructed a primitive refinery and was supplying some products to Moscow and St. Petersburg.

Oil was also observed by numerous travelers in the North Caucasus. Local residents even collected oil with buckets, scooping it out of wells up to five feet. In 1823, the brothers Dubinins opened the refinery in Mozdok for oil collected from the nearby Vozneseskiy oilfield.

Birth of oil industry in Russia

In the Baku region, there were many large fields with relatively easy recoverable reserves, but the transportation of oil to markets was difficult and expensive.

Nobel brothers and the Rothschild family played a key role in the development of the oil industry in Baku, which was the part of the Russian Empire. Industry developed rapidly, and at the turn of the century, Russia accounted for over 30% of world oil production. Shell Transport and Trading, which later became part of the Royal Dutch / Shell, started its business with the transportation of oil produced by the Rothschilds, in Western Europe.

Four years later, the first oil well was drilled by the river Ukhta, and in 1876 the commercial production of oil began at the Cheleken peninsula on the territory of modern Turkmenistan. The rapid growth of oil production was accompanied by the construction of various plants for processing of crude oil and also the opening of the plant for the production of oil in the region of Yaroslavl in 1879 and a similar plant in the same year in Nizhny Novgorod.

The Revolution of 1917 had a negative effect on oil production in Russia, the situation deteriorated further with the nationalization of oil fields in 1920. Nobel brothers sold a significant portion of its Russian assets of the company Standard Oil of New Jersey, which later evolved into a company Exxon.

Standard Oil was against the decision to nationalize oil fields and refused to cooperate with the new Soviet government. But other companies, including Vacuum and Standard Oil of New York, which later evolved into the company Mobil, invested in Russia. The continuing influx of foreign capital helped restore oil production in Russia, and in 1923 the export of oil returned to the pre-revolutionary level.

3. Growth of the Soviet oil industry

From the 1950s production from new fields was approximately 45% of the total production of the Soviet Union. Large-scale investment in the region quickly pays for itself, which contributed to a serious increase in oil production in the USSR. Additional tons of oil were to meet the needs of new plants, which were built in the period from the 1930s to the 1950s. Omsk plant was opened in 1955 and subsequently became one of the largest refineries in the world.

In the early 1960s, the Soviet Union has replaced Venezuela with the second largest oil producer in the world. The release of large amounts of cheap Soviet oil on the market has forced many Western oil companies to lower prices for crude oil produced in the Middle East, thus reducing the payments for subsoil governments of the Middle East.

In the early 1960s first reserves in Western Siberia were explored, the most important of which was opened in 1965 deposit - supergiant Samotlor with recoverable reserves of about 14 billion barrels (2 billion tons).

West Siberian Basin is characterized by complex natural and climatic condition for oil production, and a huge area stretching from the permafrost in the Arctic Circle to the impenetrable peat bogs in the south. But despite all these difficulties, the Soviet Union was able to increase production in the region with astronomical speed.

Decline in Soviet oil industry

After achieving phenomenal production from fields of the West Siberian basin, Soviet oil industry has begun to show signs of decline. West Siberian fields were relatively cheap to develop and gave a significant gain at the expense of their size, and the Soviet planners gave priority to maximize short-term rather than long-term recovery.

In addition, very few people worked to increase the efficiency of investment in the development and introduction of new technologies. Problems began to appear in the fall of productivity, low reservoir pressure and increasing water cut.

In 1988, the Soviet Union reached a new record production level of 11.4 million barrels per day. At that time, the country was the largest oil producer in the world with a production capacity substantially higher than in the US and Saudi Arabia. In the same year the level of production in Western Siberia has reached 8.3 million barrels per day .

But from that moment a significant decline was impossible to avoid due to poor technology of production management, despite the sharp rise in capital investments, the Soviet Union could not keep production from failing until the beginning of 1990. But then came a dip in production, which was as sharp as its growth - the level of production in Russia fell steadily throughout the decade and stood at a level of almost half the initial peak.

The drop was exacerbated by the economic crisis that has gripped the region during the collapse of the Soviet Union. The collapse of the economy has caused a sharp drop in oil demand in the country, and export capacity remained limited, and therefore the company was forced to continue to sell a larger share of oil in the domestic market, often to non-creditworthy consumers.

Financial difficulties of companies have provoked a sharp decline in new exploration, drilling volumes and even the volume of capital repairs of existing wells. As a result, this situation led to further fall of production.

References

1. Martynov V. N. In the oil and gas formation – a crisis of overproduction // Oil of Russia. 2004. – №8 – p. 20-24;
2. Korzhubaev A. G. , Sokolova I. A., Eder L. V. Analysis of trends in the oil complex of Russia // Economics and Organization. – 2009. – № 9. – p. 65-76;
3. Korzhubaev A. G., Sokolova I. A., Eder L. V. Analysis of trends in the oil complex of Russia // Economics and Organization. - 2009. - № 10 - p. 85-103;
4. Kontorovich A. E., Korzhubaev A.G., Eder L.V. Development Strategy oil complex // Economics and Organization. - 2008. – №7. - C. 69-80;
5. Pusenkova N. State in the oil industry // Economics and Organization. – 2010. - № 9 - p. 36-44.

MOLCHE ZUR ZERSTÖRUNGSFREIEN INSPEKTION VON PIPELINES

A.A. Kovnir

Wissenschaftliche Betreuerin Dozentin A.W. Schadrina, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Schäden an erdverlegten Rohrfernleitungen durch Rußbildung und Korrosion verursachen nicht nur hohe Kosten, sondern können auch eine Gefahr für die Umwelt bedeuten.

Die Einführung der Methoden und Mittel zur Inspektion des technischen Pipelinezustandes auf allen Etappen ihres Lebenszyklus:

- reduziert die Zeit für die Suche von Störungen und deren Ursachen;
- erhöht den Nutzfaktor der Ausstattung;
- vergrößert die Arbeitsressource und reduziert wesentlich die Reparaturkosten;
- senkt den Bedarf an Ersatzteilen und Servicemitarbeitern und die Gesamtzeit der Reparaturen und erhöht die Qualität der Reparaturarbeiten;
- optimiert Steuerung des technologischen Prozesses unter Berücksichtigung des tatsächlichen Pipelinezustandes;
- erhöht die Effizienz und Wirtschaftlichkeit des ganzen Pipelinesystem;
- senkt die Wahrscheinlichkeit des plötzlichen Versagens und erhöht die Sicherheit der Pipelines.

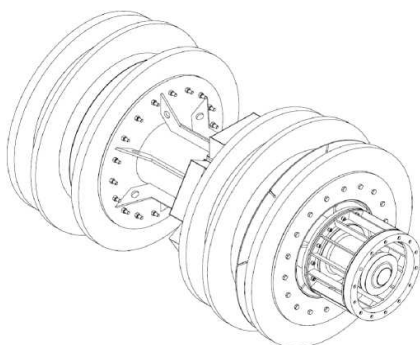
Die Einführung der Methoden und Mittel der technischen Diagnostizierung ermöglicht auch die Arbeit des Pipelinesystems effektiver zu planen.

Die Molch-Inspektion ist ein Hauptinstrument zur Bestimmung des technischen Zustands der Röhre im System der Inspektion und der Sicherung des gefahrlosen Pipelinesystems.

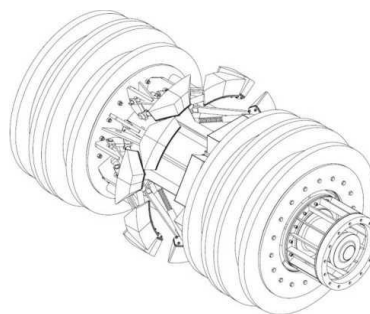
Während der Inspektion kommen drei Arten von Geräten zum Einsatz: Ein Kalibriermolch, ein Reinigungsmolch und der intelligente Molch, welcher potentielle Korrosion und Materialverluste sowie die genauen Krümmungsradien der Pipeline aufzeichnet.

Der Kalibriermolch wird dazu genutzt, um größere Abweichungen des Innendurchmessers der Pipeline festzustellen, die möglicherweise den intelligenten Molch während seines Durchlaufs behindern konnten. Jedes hervorstehende Objekt hinterlässt auf der Messplatte Spuren und dies wird anschließend analysiert, um die Größe des potentiellen Hindernisses zu ermitteln. Dieser Vorgang wurde bereits im Rahmen der Vorbetriebsphase der Pipeline durchgeführt, als jeder einzelne Abschnitt der Strange geflutet, gereinigt und vermessen wurde. Um das Wasser anschließend zu entfernen, wurden Entwässerungsmölche mit Druckluft durch die Pipeline geleitet. Das Gerät wiegt ungefähr 1,5 Tonnen und ist 2,2 Meter lang.

Der Reinigungsmolch wird durch die Pipeline geschickt um sie von kleinen Staub- und Schmutzpartikeln, die sich während der Betriebsphase in der Pipeline ansammeln konnten, zu säubern. Darüber hinaus entfernt er feine Teilchen, die sich mit der Zeit aus der Innenbeschichtung der Pipeline ablösen können. Der Reinigungsmolch ist dazu mit Bürsten und mit Dichtringen ausgestattet, die breiter sind als der Innendurchmesser der Pipeline, und Staub vor dem Gerät herschieben. Ein Bypass im Molch lässt einen Teil des Gases, das den Molch antreibt, vorbei und begrenzt so die Geschwindigkeit. Das durchfließende Gas hilft auch zusätzlich dabei, Partikel zu transportieren. Der Reinigungsmolch ist 2,6 Meter lang und wiegt 1,8 Tonnen (Abb.1).



**Abb. 1.1. Zoll Molch mit Messplatten
(Kalibriermolch)**



**Abb. 1.2. Zoll Molch ausgestattet mit Bürsten
(Reinigungsmolch)**

Der intelligente Inspektionsmolch führt die wichtigsten Inspektionsschritte durch. In diesem Messgerät sind mehrere Sensoren kombiniert, die die Integrität der Pipeline überprüfen. Räder, die permanent an den inneren Rohrwänden entlang fahren, messen die zurückgelegte Strecke. So kann auf Karten nachvollzogen werden, wo genau die jeweiligen Daten aufgezeichnet worden sind. Das Gerät funktioniert am besten bei einer Geschwindigkeit von 1,5 Metern pro Sekunde. Ein Geschwindigkeitsregler misst das Tempo und drosselt bei Bedarf den Molch über ein Bypassventil auf die optimale Geschwindigkeit. Der intelligente Molch wiegt über 7,3 Tonnen und ist 6,6 Meter lang. Batterien versorgen die Sensoren während der Inspektion mit Strom, ein Hochleistungsspeichermedium sammelt die Daten zur Analyse (Abb.2).

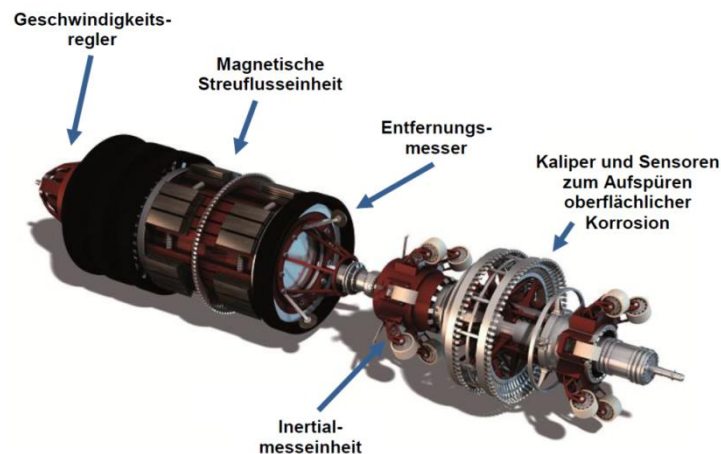


Abb.2. Zoll intelligenter Molch

Die weitere Entwicklung der Pipelineinspektion ist in erster Linie mit der Einführung von neuen Methoden der nicht zerstörenden Kontrolle in die Konstruktion der Fehlersuchgeräte und mit der Vervollkommnung der Software zur Diagnosedatenverarbeitung verbunden. Es wird durch Erhöhung des Auflösungsvermögen von Innenrohrinspektionsgeräten, durch Detaillierung der Molch-Inspektionsdaten mit Hilfe der Kombination von verschiedenen nicht zerstörenden Kontrolltechnologien erreicht. All das ermöglicht erschöpfende Informationen über den technischen Pipelinezustand zu bekommen, was für den einwandfreien Betrieb notwendig ist.

Literatur

1. Andree Büchner, Harry Hauck, Hans Langenhagen, Jörg Voigtländer. Inspektionsmolch für Pipelines, Jahresbericht 1996
2. B. Skerra (Edit.), Handbook PIG Technology (in German), Vulkan Publishing House, Essen, 2000.
3. H. Willems, G. Bach und O.A. Barbian, Risse finden in Pipelines - eine neue Generation intelligenter Molche, PREUSSAG-Schriftenreihe "Forschung, Planung und Betrieb"; Band 20, 1995.
4. H. Willems, O.A. Barbian, and N.I. Uzelac. Internal Inspection Device for Detection of Longitudinal Cracks in Oil and Gas Pipelines - Results from an Operational Experience, ASME International Pipeline Conference, Conf. Proc., Calgary, June 9 - 14, 1996.

USE OF THE F-RADIOGRAPHY METHOD IN RESEARCH OF BIOLOGICAL OBJECTS

A.A. Mekh

Scientific advisors professor N.V. Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Radioactive substances occupy a special place among the polluting agents. Special attention to them was drawn after the Chernobyl accident in 1986 and a number of incidents at other civil and military installations of the nuclear fuel [1].

Monitoring of radiation situation plays an important role in controlling conditions of the environment. For its assessment it is necessary to have a large amount of data on the content of radioactive elements, forms, their location and other parameters in different environmental media.

Methods of elemental analysis, allowing determining the spatial distribution of elements, are called radiography. The term "radiography" literally means "to record the radiation." Recently radiographic methods are used in many branches of science and technology in mineralogy and petrography, in prospecting and exploration of mineral resources, in study of biology localization of micronutrients in plant and animal tissues, etc.

Among the commonly used radiographic methods a special place is occupied by fragmentation radiography method (f- radiography). The French physicist I. Curie was the first who discovered and described the physical nature of this method. The radiography method is based on the reaction of nuclear fission of certain elements (uranium, plutonium, and others.) by thermal neutrons and fission registration of fragments on the detector. The method allows accurately determining the quantitative content of fissile elements, "hot particles" in natural objects [4].

Hot particles are tiny particles of dust with relatively high radioactivity. Radioactive hot particles stay in the atmosphere for a long time and can be transported over long distances, they are registered near the nuclear fuel cycle (NFC) enterprises [4].

"Hot particles" of alpha-emitting radionuclides (plutonium, transuranic elements) with a diameter of less than 1 micron possess the activity of 2.5×10^6 Bq and are capable of penetrating deep into the lung tissue. It is known that the risk of lung cancer 2-3 times higher when inhaled insoluble compounds of plutonium than that of the soluble, which can be interpreted as the effect of "hot particles" [3]. One of the radioactive elements forming "hot particles" is plutonium.

Plutonium (Pu) is the second artificially derived chemical element. Today, 15 isotopes of Pu are known. Pu is extremely difficult for detection in natural objects. It is used in the manufacture of nuclear weapons as a nuclear fuel and as a compact energy source [3].

Coming into the biosphere, plutonium migrates to the earth's surface, entering the biogeochemical cycles. Its specific activity is 200 000 times higher than that of uranium; furthermore, the release of plutonium from an organism can hardly take place throughout its life. Plutonium is called "nuclear poison", its permissible content in the organism is estimated in nanograms. In human organism, plutonium is deposited in lungs, liver, bones, and other tissues, and excreted from organism very badly. In particular, its half-life in the skeleton is 50-80 years, which is comparable to the duration of a human life [3].

If we exclude the explosion of the atomic devices and emergency situations, the main source of radiation impact on the biosphere is the enterprises of NFC in standard operating conditions.

The most important feature of NFC is that in the process of power production a lot of harmful artificial radionuclides are formed. The main part of radioactive waste from NFC plants is of high specific activity. Some of the radionuclides have significant (from hundreds to millions years or more) half-lives.

Using the f- radiography method in the village Muslumovo (Chelyabinsk region) pollution of biological objects and natural environments with radioactive isotopes, including fissile elements, was established. It was stated that pollution of the River Techa ecosystem was caused by discharges of liquid radioactive wastes from radiochemical plant "Mayak" within the period from 1949 to 1956. This led to a significant radioactive contamination of the river banks.

Radiochemical analyzes were carried out, the concentrations of plutonium in the soil and input of fission elements through the root system in plants were not found. Distribution of fission elements in plants was found in the form of dust particles adhering to the surface of plants and less in the form of scattered penetration into the roots and leaves of plants.

Tomsk region is distinguished by siting the complex of Siberian Chemical Combine (SCC) on its territory, which is a large and widely known plant not only in the country but also abroad.

It became the focus of interest as the result of the accident in April 6, 1993. Survey of the SCC area showed the abnormal concentrations of artificial radionuclides near sanitary protection zone, in the River Chernilshikova, where wastes of co-current reactors were discharged. In the zone of SCC impact, mainly in the northern part, soil contamination with plutonium-239 and plutonium-240 was observed in excess of the background level 4 times more than other radioactive contaminations, rather weak, that are present in Tomsk Oblast in the form of local areas [4].

Research was performed on the distribution of fission elements in the blood of people living in Tomsk Oblast. In total, 4 blood samples from such regions as Seversk, Strezhevoy, Kargosok, Bakchar were studied. Besides, the standard sample was placed together with other samples [4].

In our research we used mica, on which the blood was applied in a thin layer, and then irradiated, and etched by HF and rinsed with water.

View of the detectors was carried out using an optical microscope with different magnification (X10, X20, X40 times). While viewing both separate tracks and their conglomerates ("stars") were recorded

It was found that the distribution of fission particle is different depending on the region. In the blood of people individual tracks were identified in Strezhevoy and Kargasok. The inhabitants of Seversk have hot particles with a distinct form of "stars".

Hot particles in the form of stars found in Tomsk Oblast in Seversk town as well as in the area of enterprise "Mayak" of the Chelyabinsk region (Baranov et al., 2011) are not typical for the blood of inhabitants from other areas. This fact led to the assumption that such hot particles are observed in areas with enterprises of the nuclear fuel cycle.

Owing to the f-radiography the presence of "hot particles" in the blood of inhabitants of NFC enterprise area was found. It indicates the negative effects of NFC enterprise on the adjacent territories, on organisms living in its vicinity. In my opinion, one should inform people about the threat to their health and the consequences of living in vicinity of such objects.

References

1. Булатов В.И. Россия радиоактивная / В. И. Булатов. — Новосибирск : ЦЭРИС, 1996. — 267 с.;
2. Рихванов Л. П. Введение в радиозкологию : учебное пособие / Л. П. Рихванов, М. М. Рихванова. — Томск : Б.и, 1994. — 104 с. : ил. — Библиогр.: с. 100-102.
3. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиозэкологии : учебное пособие / Л. П. Рихванов ; Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск : STT, 2009. — 430 с.;
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиозэкологии / Л. П. Рихванов. — Томск: Изд-во ТПУ, 1997. — 384 с.

NUMERICAL MODEL OF HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS FOR CALCULATION OF UNDERGROUND FRESHWATER RESERVES OF THE STOLBOVOE OIL FIELD

M.S. Mikitenko

Scientific advisors associate professor K.I. Kuzevanov, associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The region of research is located in the central part of the West Siberian low plain in the territory of the Stolbovsky deposit in northwest part of the Kargasoksky region (Tomsk Oblast). The penetrated section is of practical

interest. It is limited to deposits of Paleocene system, which are perspective for production of underground drinking waters. These deposits are distributed throughout the area and the site. In the hydrogeological aspect the study area belongs to the Irtysh-Ob groundwater basin of the second order structure, which is included to the West Siberian artesian basin of the first order. The works consisted in observing the decreases in the level of underground water at water well disturbances and replenishing the level of underground water after pumping equipment shutdown.

Since both wells operate one aquifer, pumping test was carried out in active well "1". As an observation well Well "2" was chosen. Static groundwater level in the well "2" was 3.90 m, "1" - 3.93 m prior to switching the pumping equipment.

The discharge of well was measured by the volumetric method hourly with the use of 200 liter measuring capacity. Time of filling the capacity was fixed on a stop watch within a second. During water pumping the discharge of well "1" was 4,1 liters a second.

During water pumping lowering of the underground water level in the active well "1" was 2,95 m, in the observational well "2" – 1,06 m. As a permissible decrease at the forced flow the magnitude of decrease in level is accepted as no more than the aquifer pressure of 72,1 m .

Geofiltrational modeling was performed for definition of decrease in water well taking into account the design flow discharge. In this case the discharge was considered to be constant at a calculated period of 10 000 days.

The expected complete decrease in the level at the water intaking area of "Stolbovov" oil field, well No. 2 makes 2,1 m, including those due to interaction with the next water intakes - 0.6 m. The complete decrease in the underground water level obtained as a result of geofiltrational modeling is much less admissible one on the subsoil that shows sufficient availability of the underground water reserves necessary to meet the definite requirement

The reserve classification of underground waters has been carried out according to the requirements of Resource Classification and expected resources of drinking, technical and mineral underground waters [Classification 2007]. Reserves of underground waters were calculated on the subsoil site with an active water intake.

According to methodical recommendations on Classification application, [Methodical 2007] the estimated reserves of underground waters on the water intake of "Stolbovov" oil field are recommended to be referred to the category C1 in number of 29 m³/d

Characteristics of the numerical model:

- Confined aquifer consists of two water-bearing and one low permeable layer.
- Calculated operation period – 10 000 days.
- The permissible well decrease doesn't exceed the value of a pressure over overlying bed. Its value is equal to 72,1 meters.
- Water supply wells work with constant specific yield during the operation time.
- Designed specific yield meets the contracted requirement.

To assess the model sensitivity to the changes in filtration and capacity parameters the assessment of the error in observed and modelled values of groundwater level was carried out on average deviation and the square root from an average standard deviation.

Good convergence of observed and model values of groundwater level confirms the filtration and capacity parameters, which were accepted after calibration.

Based on the the above metioned facts one can draw the conclusion on the fact that the created model reflects the real situation and can be used for the forecast.

Conclusions:

1/ The model of a definite water intake of small efficiency on the uniform finite-difference grid with 1000x1000 meters in size shows that in the calculated block with water well the decrease is several times less than the real change of underground water level.

2/ The difference between true and model decrease is connected with the features of the net as a result of which the expected decrease is calculated in the calculated block, but not in a well.

3/ The two ways are used to fit results of the numerical decision and real decrease in the operational well:

3.1/Application of analytical calculated formulas of additional hydraulic resistance of an operational well;

3.2/Decrease of the sizes of the calculated block for artificial filtrational resistance of an operational well.

4/ In practice of numerical modeling these problems do not pose any essential challenges in the presence of observation wells in which momentum discontinuity of level is absent, and design values of pressures are brought in conformity with the real measurements at the model calibration stage.

5/ Results of assessment of numerical model sensitivity to the spatial change in filtration parameters showed that at change of permeability coefficient, decrease changes slightly (Fig. 1, Fig. 2, Fig. 5), and change in the value of a resilient filter loss practically does not affect (poorly affects) the value of calculated decrease (Fig. 3, Fig. 4, Fig. 6).

6/ The closest dependence of calculated decrease of the level is established from the value of the well hydraulic resistance which requires self-justification and cannot be performed correctly without the data on observation wells.

7/ Materials of numerical model operation of an individual water intake show that efficiency of computer modeling decreases sharply and does not give noticeable advantages before traditional hydrodynamic calculations without hydrodynamic observation.

	1	2	3	4	5	6
1	11.29011	11.29007	11.28997	11.28993	11.28964	
2	11.29008	11.29004	11.28995	11.28981	11.28962	
3	11.29003	11.28998	11.28989	11.28976	11.28957	
4	11.28994	11.28989	11.28981	11.28968	11.28951	
5	11.3464	11.34636	11.34627	11.34614	11.34597	
6	11.40283	11.40278	11.4027	11.40257	11.4024	
7	11.45923	11.45919	11.4591	11.45898	11.45881	
8	11.5156	11.51557	11.51549	11.51537	11.51521	
9	11.57196	11.57192	11.57185	11.57173	11.57158	
10	11.62829	11.62826	11.62819	11.62808	11.62794	
11	11.68461	11.68458	11.68451	11.68441	11.68428	
12	11.74091	11.74088	11.74081	11.74072	11.7406	
13	11.79721	11.79718	11.79711	11.79701	11.79688	

Fig. 1. Permeability coefficient is one level more

	1	2	3	4	5	6
1	10.14547	10.14547	10.14547	10.14548	10.14548	
2	10.13131	10.13131	10.13131	10.13132	10.13132	
3	10.10285	10.10285	10.10285	10.10285	10.10286	
4	10.05973	10.05974	10.05974	10.05974	10.05974	
5	10.26331	10.26331	10.26332	10.26333	10.26334	
6	10.45315	10.45316	10.45317	10.45319	10.45321	
7	10.63052	10.63054	10.63055	10.63058	10.63061	
8	10.79653	10.79655	10.79657	10.7966	10.79664	
9	10.95216	10.95217	10.9522	10.95223	10.95228	
10	11.09831	11.09831	11.09834	11.09838	11.09844	
11	11.23576	11.23578	11.23581	11.23586	11.23593	
12	11.36533	11.36535	11.36539	11.36545	11.36552	
13	11.49731	11.49734	11.49738	11.49745	11.49754	

Fig. 2. Permeability coefficient is one level less

	1	2	3	4	5	6
1	10.29667	10.29666	10.29664	10.29661	10.29656	
2	10.2951	10.29509	10.29507	10.29504	10.29499	
3	10.29195	10.29194	10.29192	10.29189	10.29185	
4	10.2872	10.2872	10.28718	10.28716	10.28712	
5	10.40682	10.40681	10.40679	10.40676	10.40672	
6	10.5249	10.52489	10.52487	10.52483	10.52478	
7	10.64152	10.64151	10.64149	10.64145	10.6414	
8	10.75676	10.75675	10.75672	10.75669	10.75663	
9	10.87068	10.87066	10.87064	10.8706	10.87054	
10	10.98333	10.98331	10.98329	10.98325	10.98319	
11	11.09477	11.09476	11.09473	11.09469	11.09464	
12	11.20507	11.20506	11.20503	11.20499	11.20494	
13	11.31437	11.31436	11.31434	11.3143	11.31426	

Fig. 3. Value of a resilient filter is one level more

	1	2	3	4	5	6
1	10.09536	10.09536	10.09535	10.09534	10.09533	
2	10.09693	10.09693	10.09692	10.09691	10.0969	
3	10.09977	10.09977	10.09976	10.09975	10.09974	
4	10.10418	10.10418	10.10417	10.10417	10.10416	
5	10.15575	10.15574	10.15574	10.15573	10.15572	
6	10.20883	10.20883	10.20882	10.20881	10.2088	
7	10.26349	10.26349	10.26348	10.26347	10.26346	
8	10.31977	10.31977	10.31976	10.31975	10.31974	
9	10.37772	10.37772	10.37771	10.3777	10.37769	
10	10.4374	10.4374	10.43739	10.43738	10.43737	
11	10.49895	10.49895	10.49895	10.49894	10.49893	
12	10.56214	10.56214	10.56214	10.56213	10.56212	
13	10.62733	10.62733	10.62733	10.62731	10.62731	

Fig. 4. Value of a resilient filter is one level less

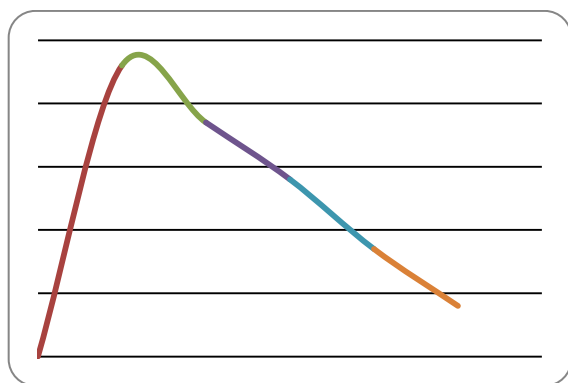


Fig. 5. Diagram of assessment of numerical model sensitivity to the spatial change in permeability coefficient

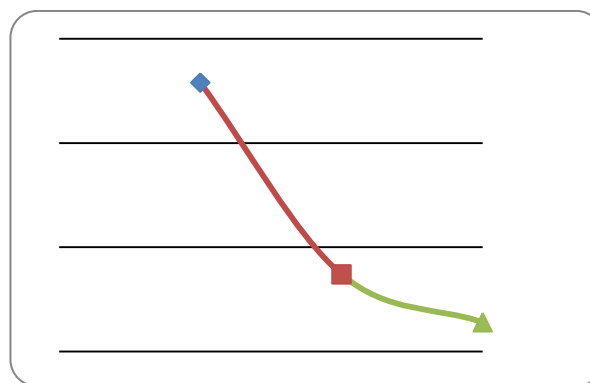


Fig. 6. Diagram of assessment of numerical model sensitivity to the spatial change in resilient filter

Thus, the usage of the modern computing technologies in calculation of reserves has to be informational provided, before calculation of underground waters reserves. For individual water intakes it is extremely desirable to have data on an observation well.

References

1. Chiang W.H., Kinzelbach W., 1998, Processing Modflow: A simulation system for modeling groundwater flow and pollution, US Geological Survey
2. Гавич И.К. Теория и практика применения моделирования в гидрогеологии. – М.: Недра, 1980. 358 с.

DETERMINATION OF STRUCTURAL-GROUP COMPOSITION OF CATALYTIC CRACKING RAW MATERIALS AND PRODUCTS FOR DEVELOPMENT OF MATHEMATICAL MODEL

G.Y. Nazarova, S.V. Kiseleva

Scientific advisors professor E.N. Ivashkina, associate professor I.A. Matveenکو
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Increasing the oil refining depth is one of the main objectives for refining at present stage, because the proportion of hard-recoverable oil is increasing every year. Catalytic cracking has crucial significance for advanced petroleum refining at domestic refineries. This process is aimed at manufacturing light oil products such as gasoline from heavy fraction of petroleum feedstock. The problem of improving the energy and resource efficiency of catalytic cracking can be solved by the development of adequate mathematical model based on physical and chemical regularities of catalytic cracking reactions with a high predictive potential in advanced petroleum refining.

There are different approaches to the formalization of chemical reactions in kinetic modelling of catalytic cracking process in the literature.

One of the first papers about kinetic modeling of catalytic cracking was a three-lump kinetic model [1], which consists of a VGO lump, a gasoline lump and a gases lump plus coke. The other kinetic models based on lumping approaches and combined approaches of lumping and hydrocarbon groups were found in the literature [2, 3]. The novelty of the work consists in development of a mathematical model which will allow to calculation of individual composition of catalytic cracking gasoline fraction.

The difficulty in modeling advanced petroleum processes of crude oil is determination of heavy fraction composition of raw materials and products which is necessary for solving the inverse kinetic problem.

The aim of work is determination of structural-group composition for catalytic cracking raw materials and product for solving the inverse kinetic problem.

At the first stage, theoretical and experimental regularities of catalytic cracking were researched and the main problems and features of industrial unit were determined.

Information about quantitative and qualitative group composition of catalytic cracking raw materials and product is required for development of catalytic cracking kinetic model.

Heavy fractions of petroleum feedstock, such as a vacuum distillate or mixture of residues secondary manufacturing processes with boiling point about 285 – 520°C, is used as catalytic cracking feedstock. In petroleum fractions with boiling point above 200 °C the cyclic hydrocarbons are of mixed (hybrid) nature. Usually cyclic hydrocarbons contain the side paraffinic chains and, simultaneously, a part of naphthenic and aromatic rings.

Mass-spectra of the catalytic cracking feedstock components were obtained in the laboratory using gas chromatography-mass spectrometry for determining qualitative composition of raw materials. Chromatography-mass spectrometer Hewlett Packard 6890 Gas Chromatograph System with 5973 Mass Selective Detector with GC Chemstation software was used as the analytical equipment. It was found that in the raw materials of catalytic cracking contain n-paraffin hydrocarbons with carbon chain from 15 to 40, monoalkylcyclohexanes, methylalkylcyclohexanes, substituted dimethylalkylcyclohexanes, bicycloalkanes, di and triterpanes, pentacyclic naphthenes, monoalkylbenzenes, methylalkylbenzenes, methylnaphthalenes, naphthalenes etc.

Laboratory investigations for determining group composition of raw materials and products (light and heavy gasoil) of catalytic cracking were performed using expedited adsorption method based on chromatographic separation on silica gel.

Liquid adsorption chromatographic separation was performed on silica gel brand ASA with a grain size of 0.2 - 0.3 mm to determine the structural-group composition flows catalytic cracking unit (from heavy gasoil pre-allocated asphaltenes). Hydrocarbon fractions were sequentially extracted by means of desorption using solvents with different polarity (hexane, toluene and hexane, a mixture of ethyl alcohol and toluene). Hydrocarbons were separated on paraffin-naphthenic fraction as well as fraction of aromatic hydrocarbons by refractive index. Measurement accuracy of refractometer IRF-22 was tested in hexane refractive index. Structural-group composition of paraffin-naphthenic fractions was determined by the n-d-m-method, for aromatic hydrocarbon fraction by the method Hazelvuda. The results of chromatographic separation on silica gel are shown in Table 1.

Besides, research in determination of molecular weight in catalytic cracking raw materials and product was performed. Analyzes to determine the molecular weight of raw materials, light and heavy gas oil catalytic cracking units were carried out. The device CRYETTEWR determining the freezing point of the samples (error less than 3%) was used for molecular weight determination. Then, in terms of the calculation formulas molecular weight samples were defined (Table 1).

Table 1

The Results of Chromatographic Separation on Silica gel

Unit flow	Molecular weight, g/mol	Hydrocarbon groups, % wt.		
		Paraffins+Naphtenes	Aromatics	Resins/asphaltenes
Raw materials	382,43	61.2	35.57	3.23/0.00
Light gasoil	164,71	21.55	76.14	1.68/0.00
Heavy gasoil	234,15	19.95	70.24	8.05/1.76

The results of determination of structural-group composition of catalytic cracking raw materials and products are shown in Table 2.

Table 2

The results of determination of structural-group composition of catalytic cracking raw materials and products, %

Parameter	Raw Material		Light gasoil		Heavy gasoil	
	$P+N^a$	A^b	$P+N^a$	A^b	$P+N^a$	A^b
Method	n-d-m-method	method Hazelvuda	n-d-m-method	method Hazelvuda	n-d-m-method	method Hazelvuda
Ca	2.59	27.52	17.10	56.81	1.42	50.79
Cn	31.27	55.73	53.84	43.19	31.56	49.21
Cp	66.14	16.76	29.05	0.00	67.01	0.00
Ka	0.14	1.40	0.44	1.20	0.062	1.90
Kn	2.05	3.90	1.55	2.60	1.53	4.90
Ko	2.59	5.3	1.96	3.8	1.59	6.80

^a Paraffins and Naphtenes Hydrocarbon Fractions

^b Aromatic Hydrocarbon Fractions

According to Table 1 raw materials of catalytic cracking are characterized by a high content of paraffins and naphthenes (61.2 % wt.), the average number of rings being 2.05 % in paraffin-naphthenic fraction of raw materials (according to Table 2). Content of carbon quantity in naphthenic structures is 31.27 % in raw materials (Table 2).

Light and heavy gasoil from catalytic cracking unit contains a high proportion of aromatic hydrocarbons – 76.14 % wt. and 70.24 % wt., respectively. Heavy gasoil is also characterized by a high content of resins (8.05 % wt.) and asphaltenes 1.76 % wt. (Table 1)

Paraffin and naphthenic fractions of catalytic cracking raw materials and product obtained by n-d-m-method contain some amount of aromatic structures. It can be explained by the fact that the sorption of this structure is substantially similar with sorption of naphthenes and the small amount of this structure is washed by solvent. Content of aromatic structural is 2.59 %, 17.10 % and 1.42 % in catalytic cracking raw materials, light and heavy gasoil, respectively (Table 2). The number of naphthenic rings in paraffin-naphthenic fractions of raw materials is 2.05 % and 1.55, and 1.53 % for light and heavy gasoil.

Aromatic concentrates analysis of every sample by the Hazelvuda method showed that the average number of naphthenic rings is more than that of aromatic rings, therefore, the aromatic structure is presented by hybrid structures. The total content of rings in catalytic cracking raw materials is 5,3 units and 3.8 units and 6.8 units in light and heavy gasoil (Table 2).

Using theoretical data on catalytic cracking, experimental data from industrial plant and laboratory investigation the list of passing reactions was composed.

This list includes:

1. cracking of high molecular weight n-paraffins and isoparaffins $C_{13}-C_{40}$;
2. racking of medium weight n-paraffins and isoparaffins with formation of gaseous hydrocarbon C_5-C_{12} ;
3. isomerization of medium weight paraffins;
4. cracking of olefins;
5. cracking of naphthenes;
6. hydrogen transfer;
7. dealkylation of monoaromatic hydrocarbons;
8. dehydrogenation of naphthenes with formation of monoaromatic hydrocarbons;
9. condensation of aromatic compounds;
10. coke formation.

The calculations of thermodynamic parameters of vacuum distillate catalytic cracking reactions were carried out using the quantum-chemical method of calculation (program Gaussian). The thermodynamic probability of each reaction was estimated by the value of Gibbs energy change (ΔG) during the reaction in the process conditions (temperature 504 °C, pressure 0.108 MPa), and formalized scheme of catalytic cracking hydrocarbons conversions was developed.

According to the created formalized scheme of hydrocarbons conversions, the kinetic model of catalytic cracking was developed. It is a differential equation system of reactant concentrations changing by contact time with initial conditions: $\tau=0, C_i=C_i0$.

The results of this work can be used for determination of kinetic parameters obtained by the invers kinetic problem with addition of large experimental data array from industrial plant.

References

1. Weekman, V. M. Ind. Eng. Chem. Prod. Res. Dev. 1968, 7, 90-95
2. Jorge Ancheyta, Rogelio Sotelo. Kinetic modeling of vacuum gas oil catalytic cracking // Journal of the Mexican Chemical Society, Revista de la Sociedad Química de México, Vol. 46, №. 1, 2002 – p. 38-42
3. Jiang Li, Zheng-Hong Luo, Xing-Ying Lan, Chun-Ming Xu, Jin-Sen Gao Numerical simulation of the turbulent gas–solid flow and reaction in a polydisperse FCC riser reactor // Powder Technology 237, 2013– p 569–580

CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY OF NIGERIA AND RUSSIA: A CASE STUDY OF SHELL COMPANY

A. Ogunlana

Scientific adviser associate professor N.N. Goriunova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Corporate Social Responsibility (CSR) is an obligation on companies to consider the interests of the communities by providing social infrastructure such as schools, hospitals, roads, water supply in their area of operations. These duties have been universally acknowledged and accepted as a convention and practice that companies must have policies on Corporate Social Responsibility.

This paper will be looking into the Shell Company in Nigeria and the Russian Open joint - stock company “ROCNEFT”.

The Multi-National Enterprises have been in existence in Nigeria since 1957. It was not until 1990s following the Ogoni crisis, that the corporations and the Government of Nigeria paid special attention and recognition to CSR in the Country. The Ogoni crisis which led to the killing of Ken Saro-Wiwa brought into the limelight the developmental projects, such as building of health centres, primary school blocks, provision of water, scholarship etc., ostensibly to alleviate poverty and underdevelopment by the corporations operating in the region (Table).

Table

CSR in Nigeria and in Russia

Comparable indicators	Nigeria	Russia
Main stakeholders	Owners. Staffs Communities. Consumer Share holders	Government. Owners. Staffs Communities. Consumer Share holders
Incentive / driving forces of CSR	The corporation. NGOs and the community government	Government (supreme executive authority). Corporations themselves. Local authorities.
The role of non-governmental / non-profit organizations	Great influence on public opinion and the significant influence of the actual mechanisms of pressure on the business as a whole CSR still improving	relatively few in number for now ; CSR is not enough yet.
Tendency social report (SR)	SR is at an early stage; SR is mainly focused on the government, shareholders and the societies	SR is at an early stage; Often misunderstood as an integral system and underestimated its usefulness in the long term; SR is mainly focused on the state and shareholders (to a lesser extent - on the society).

Shell’s business in Nigeria is organized into three distinct subsidiaries, the principal and lead being the Shell Petroleum Development Company of Nigeria, or SPDC for short. It is a joint venture between Shell (30%), Agip’s NAOC (5%), Total’s TEPGN (10%) and Nigeria’s national oil company, the Nigerian National Petroleum Co., which holds a 55% interest

Shell Nigeria Gas Ltd. is the only international oil and gas company supplying natural gas to industry locally. Shell Nigeria Exploration and Production Co. Ltd. (SNEPCo), operates the Bonga, Nigeria’s first deepwater offshore oil and gas discovery, one with the capacity to produce more than 200,000 barrels per day of oil and 150 million standard cubic feet of gas (SCF) per day. In addition to its oil and gas operations within Nigeria, Shell also refines large quantities of Nigeria’s oil exports at refineries outside the country

The Shell Petroleum Development Company of Nigeria Ltd (SPDC) is the operator of a joint venture between the government-owned Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC, 55%), Shell (30%), Total (10%) and Agip (5%). Shell Nigeria Exploration & Production Company (SNEPCo, 100% Shell-owned) hold interests in a number of offshore licenses including the Shell-operated Bonga field (Shell interest 55%), Nigeria’s first deep-water project. Shell also has a 25.6% interest in Nigeria Liquefied Natural Gas (NLNG), which exports LNG around the world.

Effect of shell petroleum in Nigeria on ecology since 2011 to 2013 as shown below is overwhelming especially on gas flare. Gas flares and oil spillage in Russia as at 2013 was estimated to be 17182 tons.

Figure shows the number of oil spill in Nigeria from 2007 to 2013.

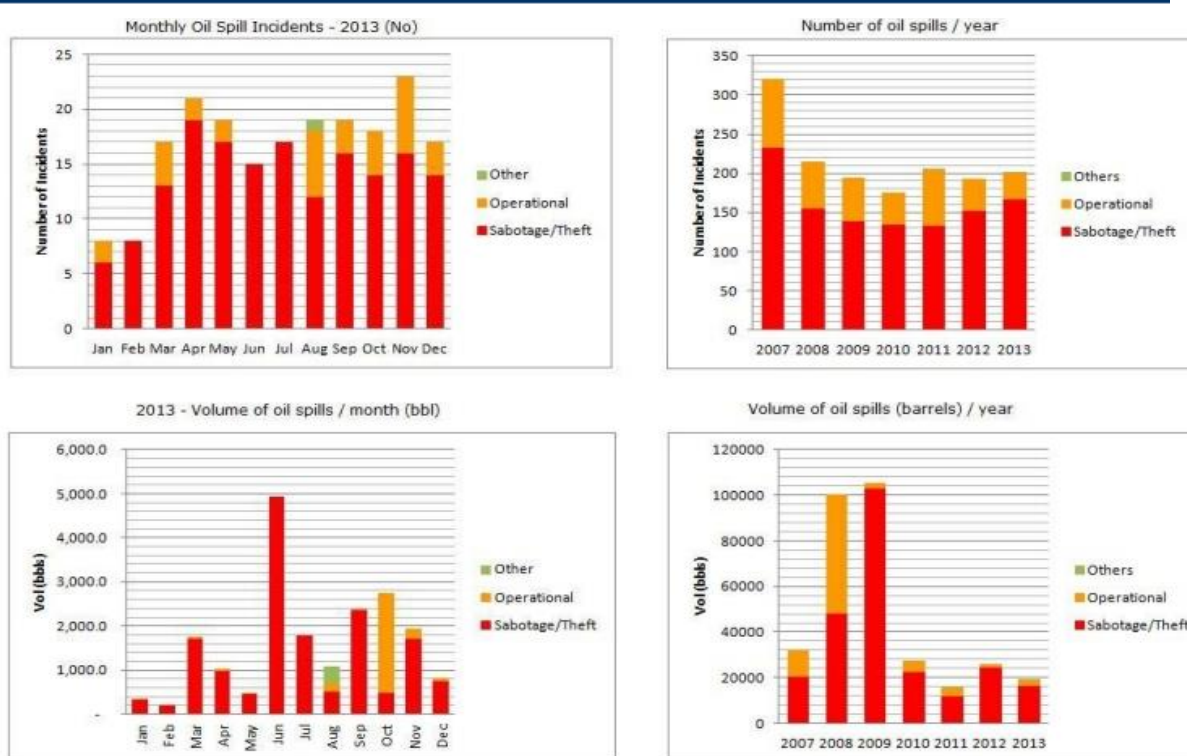


Fig. Volume of oil spill in Nigeria from 2007 to 2013 reported by shell company 2013 [2]

Looking into annual the annual report of shell company 2013 [2], it was stated that:

\$44 billion: revenues from SPDC to the Nigerian government from 2009 to 2013.

\$4.0 billion: Shell share of royalties and taxes paid to the Nigerian government in 2013 (SPDC \$2.6 billion, SNEPCo \$1.4 billion).

95%: share of revenue that goes to the Nigerian government from each barrel of oil SPDC produces.

\$1.5 billion: value of SPDC and SNEPCo contracts awarded to Nigerian companies in 2013.

Around 4,000: number of direct employees working at SPDC and SNEPCo, and tens of thousands indirect jobs created.

About 95%: proportion of employees at SPDC and SNEPCo who are Nigerian.

\$180.6 million: SPDC and SNEPCo funds to the Niger Delta Development Commission in 2013 (Shell share \$69.8 million).

\$104.1 million: 2013 contribution from SPDC and SNEPCo to community development projects (Shell share \$32.3 million).

Gas flare has reduced to 23% compared to that of 2013.

Rosneft is an integrated oil company majority owned by the Government of Russia. Rosneft is headquartered in Moscow's Balchug district near the Kremlin, across the Moskva River. Rosneft became Russia's leading extraction and refinement company after purchasing assets of former oil giant Yukos at state-run auctions. In March 2013, Rosneft became the largest publicly traded oil company, after buying TNK-BP (Tyumenskaya Neftyanaya Kompaniya, Tyumen Oil Company).

The total money spent on CSR in 2013 was 1 438 800 000 rubles and it was spent on health issues, educations, humanitarian issues, cultures etc.

Rocneft invested 40 490 million rubles (\$1396 million) on main capital so as to secured the environment in 2013 [3].

Through different noncommercial organization Shell company has helped in the development of communities but nevertheless still has to put more effort to improve their Corporate Social Responsibility.

References

1. Oil Exports / U.S. Energy Information Administration // URL: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=rs>
2. Shell annual report of 2013 / Shell company // URL: <https://www.shell.com.ng/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/production-updates.html>.
3. Report on sustainable development 2013 (in Russian) / Rosneft company language) // URL: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN_SR_2013_WEB.pdf.

BROMINE DISTRIBUTION IN HUMAN ORGANISMS

T.A. Perminova

Scientific advisors professor N.V. Baranovskaya¹, associate professor I.A. Matveenko¹, associate professor B.Laratte²

¹*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

²*University of Technology of Troyes, Troyes, France*

Bromine is an element that is poorly studied in biological aspects. There is information about its presence in all the living organisms, but that on concentration of this element in any particular organ – concentrator is not available [1]. In general, the highest content of Br is observed in the thyroid gland, but in some cases, high accumulations can be stated in blood and gastric mucosa. The main source of bromine is its intake with nutrition, mainly sodium chloride. Besides, significant amount of this element can come from the products grown with fumigants [3]. Anthropogenic activity can also influence the bromine concentration in the nature, thus coming to human organisms. Therefore, it was established that the petrochemical industry and, probably, the plants of nuclear fuel cycle are the potential sources of bromine emissions [4]. Despite the research shortage in characterization of biological role of bromine, the fact of its toxicity was confirmed by numerous works by both Russian and foreign authors [2], [5], [6], [7]. In addition, high bromine intake into the body can lead to bromine poisoning that can cause coma and, in the worst case, even death [1]. Thus, these facts prove the necessity of studying this element. The main goal of our work is to identify the level of bromine accumulation in various organs of human body by the example of Tomsk region.

Samples of organs (heart, liver, brain, spleen, etc.) were selected in two villages: Kaftanchikovo and Loskutovo. All the samples were prepared and then analysed by the instrumental neutron activation analysis in nuclear geochemical laboratory of the Geoecology and Geochemistry Department (Tomsk Polytechnic University). Bromine distribution is shown in Figures 1 and 2.

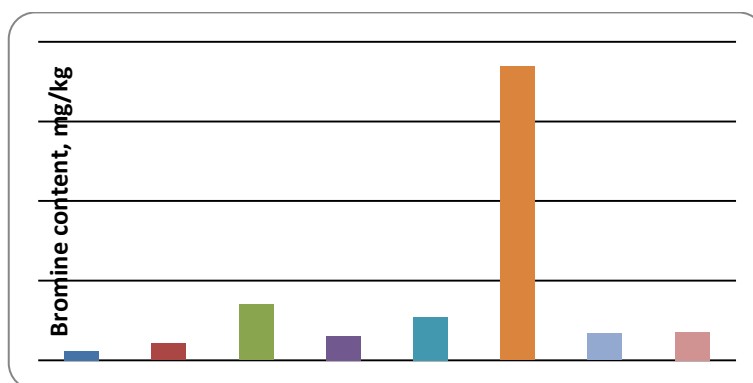


Fig. 1. Bromine content (mg / kg) in various organs of the human body in Kaftanchikovo, where: 1 - brain, 2 - thyroid gland, 3 - heart, 4 - liver, 5 - lungs, 6 - aorta, 7 – spleen, 8 – muscles

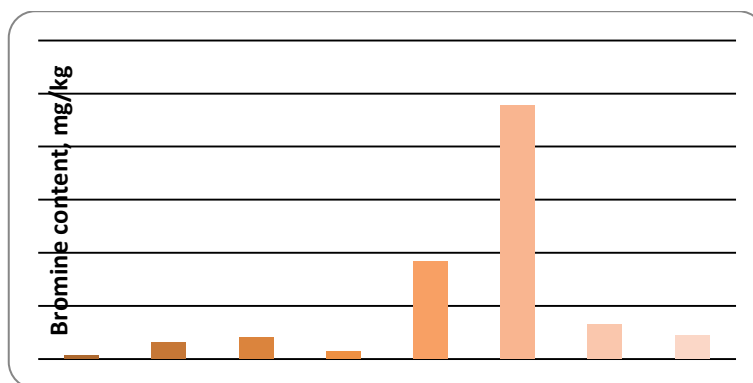


Fig. 2. Bromine content (mg / kg) in various organs of the human body in Loskutovo, where: 1 - brain, 2 - thyroid gland, 3 - heart, 4 - liver, 5 - lungs, 6 - aorta, 7 – spleen, 8 – muscles

According to the results obtained, the highest amount of bromine was detected in aorta, but in heart and lungs high concentrations are also observed. The lowest content was found in the brain and liver of Loskutovo village.

Besides, we compared our results with the literature sources describing the bromine content in the bodies of healthy people who are not subjected to external negative impact (Table).

Comparative characteristic of obtained results with literature sources

ORGAN	OBTAINED RESULTS, MG/KG		LITERATURE DATA, MG/KG	AUTHOR
	KAFTANCHIKOVO	LOSKUTOVO		
BRAIN	11,5	3,7	3	ROSLYAKOV
THYROID GLAND	21,4	15,4	7,7 ± 0,3	VOYNAR
HEART	69,9	20,3	10	ROSLYAKOV
LIVER	30,8	7,3	10	ROSLYAKOV
LUNGS	54,3	91,7	30	ROSLYAKOV
AORTA	369	239,1	20-25	BERNGARDT AND UKKO
SPLEEN	33,8	33	9-15	BERNGARDT AND UKKO
MUSCLES	35,2	22	7,7	EMSLEY

As compared with the literature data, the increased bromine content is observed in the brain, liver of Kaftanchikovo and in the thyroid gland, heart, lungs, spleen and muscle of the two studied areas. The bromine content in the aorta is of particular interest, which is almost 15 times higher in Kaftanchikovo village and 10 times higher in the Loskutovo village. Elevated concentrations indicate the bromine intake from external sources. More detailed studies are necessary to analyze the specificity of bromine in these areas and to identify possible sources of impact.

References

1. Verkhovskaya I.N. Brom v zhivom organizme i mekhanizm yego deystviya. – M.: AN SSSR, 1962. – 602 s.
2. Voynar A.I. Biologicheskaya rol' mikroelementov v organizme zhivotnykh i cheloveka. – M.: Nauka, 1960. – 497s.
3. Kabata – Pendias A., Pendias KH. Mikroelementy v pochvakh i rasteniyakh. - M.: Mir, 1989. – 439 c.
4. Ekologo-geokhimicheskiye osobennosti prirodnykh sred Tomskogo rayona i zabolavayemost' naseleniya / L.P. Rikhvanov, Ye.G. YAzikov, YU.I. Sukhikh, N.V. Baranovskaya i dr. – Tomsk : Kursiv, 2006. – 216 s.
5. Emsley J. Elements / per. s angl. Ye.A. Krasnushkinoy – M.: Mir, 1993. – 256 s.
6. Properties, applications and emissions of man-made methyl bromide / T. Duafala, M. Gillis // The Handbook of Environmental Chemistry Reactive Halogen Compounds in the Atmosphere. - 1999. – Vol.4 (E). – P. 191.
7. Determination of extractable organic bromine and chlorine in biological compartments of Atlantic cod (*Gadus morhua*) by neutron activation analysis / J. W. Kiceniuk, B. Zwicker, A. Chatt // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. - 1998. - Vol.235 (1). – P. 291 - 294.

THE INFLUENCE OF SUCCINIMIDE ADDITIVES ON HIGH-OIL COMPOSITIONS

Pham Tien Thang

Scientific advisors engineer E.V. Maltseva¹, senior teacher T.F. Dolgaya²¹ Institute of Oil Chemistry, Tomsk, Russia² National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil recovery, development and transportation of hydrocarbons contained high content of paraffin and asphaltene compositions, which cause an increase in viscosity of oil disperse systems, as well as the loss of fluidity at low ambient temperatures. Therefore, necessary forecast data behavior of petroleum systems is needed in the transfer and transport process for various climatic conditions.

One of the methods to reduce the temperature of solidification and improve the rheological characteristics of the oil is the application of depressant additives that inhibit nucleation paraffin oil components and reduce the amount of oil residue. However, an important research task is to study the effect of additives on asphaltene components, which also form the oil deposits and complicate the oil recovery and transportation.

The following methods occur: viscosity measurement on mini rotary viscometer, temperature solidification measurement by the devices CRYSTAL developed at the Institute of Petroleum Chemistry, and the use of photon correlation spectroscopy to study the aggregation of asphaltenes.

At the first stage in order to regulate the asphaltene phase transitions, the studies of asphaltene phase transitions were conducted in the model system of toluene-heptane. The threshold concentration of heptane was set 49% at which asphaltene starts to aggregate from the solution.

When threshold concentration of heptane is fixed in the model asphaltene solution, asphaltene particles from the solution does not fall. At higher concentrations of heptane particle aggregation rate is considerably reduced. It is shown that the dispersant additive stabilizes the growth of asphaltene aggregates up to 200 nm.

The next stage was the analysis of additives influence on the paraffin compositions in the model system and oil based on rheological properties by devices "CRYSTAL" (developer IPC SB RAS, Tomsk, Russia).

It has been found that by adding the additive to the model solution, viscosity range of paraffin 6.1% reduced to 86 mPa.s. When the paraffin content increases to 10%, the viscosity increases.

However, the influence of the additive on viscosity in oil systems is weakly expressed.

The results of determining the temperature of solidification are shown in Table.

Table

<i>Temperature of solidification</i>					
	Temperature of solidification, °C				
Concentrations of additive	-	0,03 %	0,06 %	0,5 %	1 %
Samples (Wax)					
Paraffin (1%)	<-40	-	-	-	-
Paraffin (4%)	-8.4	-7	-5	-	-
Paraffin (6%)	3.8	2.2	2.1	-	-
Парафин (10%)	7.9	11.3	11.8	-	-
Oil 1 (1.1%)	-15.7	-14	-	-26.8	-25.4
Oil 2 (4.4)	-30.4	-31	-31	-35.0	-
Oil 3 (13.27)	14.8	12.3	12.1	12.0	-

The following conclusions have been made:

1. The regulation of the phase transition for asphaltene was studied using succinimide additive. It is shown that the additive prevents coarsening for asphaltene fraction, lowering the strength of the forming particles.

2. As a result of research work, it has been found that the succinimide dispersant additive in model solutions under cooling in a series of paraffin with additives prevents nucleation in case of low paraffin concentrations.

3. In real oil systems, additive helps to reduce the temperature of solidification only when the entry at high additive concentrations (0.5-1%). With this increase in the content of paraffin oil more than 6%, depressant properties decreases.

References

1. Zang V., Takanoashi T., Sato S., Kondo T., Saito I., Tanako R. Energy and Fuels. 2003. V.17. P. 101.
2. Mullins O.C., Sheu E.Y., Hammami A. (Eds.) - New York: Springer, 2007.

APPLICATION OF DISTILLATES CATALYTIC HYDRODEWAXING MATHEMATICAL MODEL

A.Yu. Pronevich, N.E. Belozertseva

Scientific advisor assistant teacher N.S. Belinskaya

National Research Tomsk Polytechnic University

Modernization of petroleum refining industry is being a priority direction of Russian economy development at present. Implementation of state of the art technologies of middle and heavy petroleum distillates enhanced processing provides both increasing in petroleum refining depth and producing end products that meet the latest Euro standards to quality of motor fuels. Particularly, the process of catalytic hydrodewaxing, which is widely implementing on Russian petroleum refineries these days, provides straight run diesel fractions and atmospheric gasoil processing in order to produce marketable diesel fuel components that meet the Euro-5 standard. Moreover, in winter time the processing unit produces diesel fuel with improved low temperature properties. This allows using obtained diesel fuels in severe winter and arctic weather conditions of the Russian Federation north climate zones.

With that, while implementing new technologies, the methods of available resources and industrial power sustainable use should be developing. One of the techniques, which are effectively applied to forecast resource efficiency modes of refining processing units operation, is optimization by means of computer modelling systems application [1]. The advantages of such systems are predicated by the fact that they are based on physical-chemical laws of complex, multifactorial re-refining processes. In this work the catalytic hydrodewaxing processing unit optimal operation modes forecasting was made depending on feedstock consumption using computer modelling system.

To develop the mathematical model the thermodynamic analysis of hydrodewaxing reactions was performed; kinetic model of the process was developed; kinetic parameters of the model were estimated.

According to the mechanism of the hydrodewaxing process the list of possible reactions was proposed. Based on the calculation of the change in Gibbs free energy for each reaction the list of spontaneous reactions ($\Delta G < 0$) was created. Based on the list of spontaneous reactions occurred in the hydrodewaxing process, the kinetic model was developed. The model represents a system of differential equations with reactant concentrations changing over the residence time. As the process of hydrodewaxing operates under excess of hydrogen-containing gas the dilution of the feedstock by hydrogen containing gas is accounted for in the mathematical model. The estimation of reactions rate constants was made by solving the inverse kinetic problem using a large array of full-scale experimental data obtained from the actual industrial hydrodewaxing unit operating in its normal mode.

Validation of the developed mathematical model was carried out by comparison of calculated concentrations of hydrocarbons groups in the end product and actual operational values of the full-scale unit. The absolute error of calculated concentrations does not exceed 1.7 %, 2.5 %, 0.8 %, and 0.7 % for n-paraffins C_{10} – C_{27} , iso-paraffins, olefins, and monoaromatic components respectively. This proves the applicability of the developed mathematical model for studying and optimization of the industrial process.

The purpose of the hydrodewaxing is to convert long chain n-paraffins (from 10 to 27 carbon atoms) into short chain iso-paraffins (from 5 to 9 carbon atoms) in order to produce winter grade and arctic diesel fuel [2]. Low temperature characteristics of diesel fuel depend on concentration of long chain n-paraffins [3]. As lower concentration of long chain paraffins is than lower cloud point and freezing temperature are.

The temperature is a key factor that defines the reaction rate in the hydroisomerization process. Using developed mathematical model the influence of operating temperature in the range of 345–405 °C on n-paraffins C_{10} – C_{27} concentration in the end product was studied depending on the feedstock consumption into the reactor in the range of 160–320 m^3/h (Fig. 1). The pressure and hydrogen containing gas consumption were adopted as 6,799 MPa and 25951 m^3/h respectively.

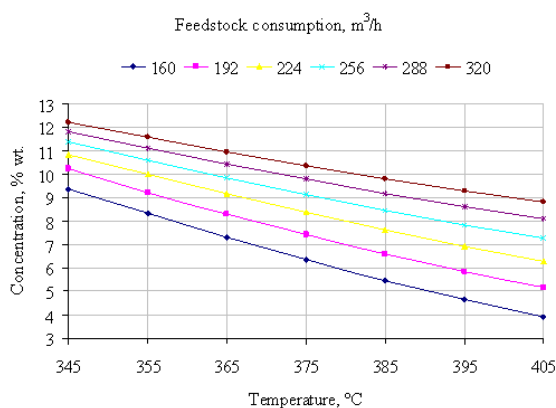


Fig. 1. The influence of operating temperature on n-paraffins C_{10} – C_{27} concentration depending on feedstock consumption

As it can be seen from Figure 1, if the feedstock consumption rises the temperature that is needed to achieve required n-paraffins C_{10} – C_{27} concentration in the end product increases as well. According to the full-experiment data n-paraffins C_{10} – C_{27} concentration in the end product is required to be at the level 9 wt. % to obtain winter grade and arctic diesel fuel components. To define the operating temperature that enables maintenance of given n-paraffins C_{10} – C_{27} concentration in the end product (9 wt. %) the forecasting calculation of temperature was performed depending on the feedstock consumption into the reactor (Fig. 2).

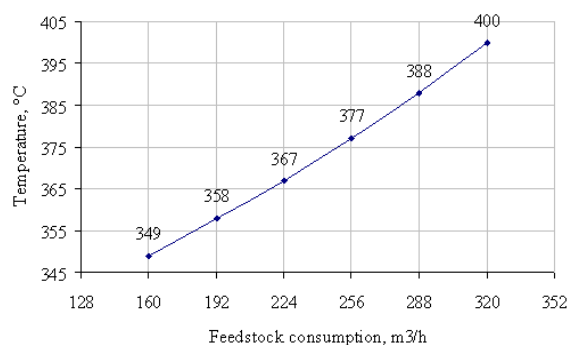


Fig. 2. The temperature required to maintain n-paraffins C_{10} – C_{27} concentration at the level 9 wt. % depending on feedstock consumption

In the hydrodewaxing process it is crucial to maintain the excess of hydrogen in circulating gas as fresh hydrogen injected simultaneously with the feed is intensively consumed in chemical reactions of hydrocracking. The hydrogen circulation rate is as higher as heavier the feed is and higher conversion degree is as well as lighter obtained products are. The hydrogen consumption rate significantly influences the exploitation expenses as well. For these reasons optimal hydrogen containing gas maintenance depending on the feedstock consumption is vital in order to achieve cost-effectiveness and resource efficiency of the plant.

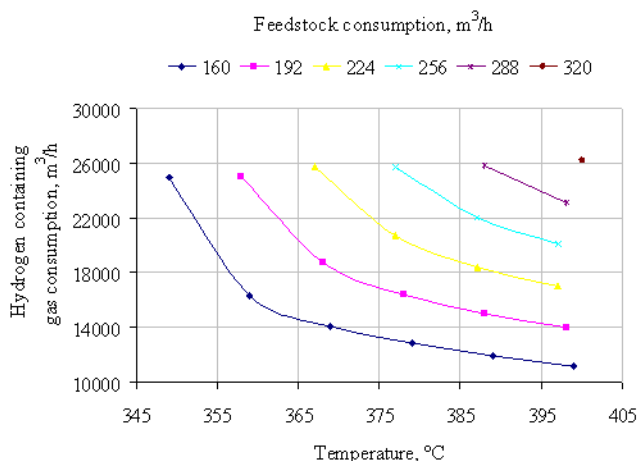


Fig. 3. The temperature and hydrogen containing gas consumption required to maintain *n*-paraffins C_{10} – C_{27} concentration at the level 9 wt. % depending on feedstock consumption

So, the higher the temperature in the reactor is the lower hydrogen containing gas consumption is required to obtain the product that meets desired low temperature properties.

The process should be operated at optimal ratio between temperature and hydrogen containing gas consumption depending on feedstock consumption to save resource of the plant.

References

1. Dolganova I.O., Dolganov I.M., Ivashkina E.N., Ivanchina E.D., Romanovskiy R.V. Development of approach to modelling and optimization of non-stationary catalytic processes in oil refining and petrochemistry // Polish Journal of Chemical Technology. – 2012. – Vol. 14. – Issue 4. – pp. 22–29.
2. Mihalyi R.M., Lonyi F., Beyer H.K., Szegedi A., Kollar M., Pal-Borbely G., Valyon J.. *n*-Heptane hydroconversion over nickel-loaded aluminum- and/or boron-containing BEA zeolites prepared by recrystallization of magadiite varieties // Journal of Molecular Catalysis A: Chemical. – 2013. – Vol. 367. – pp. 77–88.
3. Ovchinnikova A.V., Boldinov V.A., Esipko E.A., Prozorova I.S.. Effect of *n*-paraffins on the low-temperature properties of aviation diesel fuels // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2005. – Vol. 41 (6). – pp. 462–467.

HARDNESS SPREADING PARAMETERS FOR PIPELINE CONDITION ASSESSMENT

V.D. Samigullin

Scientific advisor V.A. Rudachenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Ensuring reliable and safe operation of pipelines is the most important task for oil and gas transportation companies. This is solved mainly by decreasing the corrosion damageability of pipes, however, pipeline failure is not only caused by corrosion.

During the pipeline operation, the metal of a pipe is experiencing degradation resulting from the accumulation of scattered damages of various origins, which form crack-type flaws. This causes deterioration of the performance of the pipe or its failure in terms of functioning parameters.

One of the most serious factors responsible for pipeline failures is irreversible changes in structure and physico-mechanical properties of the pipeline material under the action of various temperature and force effects, corrosion, aging, chemical interaction with the product being transported [1].

Clearly, the degradation distribution depends on the origin of the material, its structural state and operating conditions, as well as loading mode. Reliability of pipeline is defined by the current condition of metal and its mechanical properties (including tensile strength and yield strength).

Hardness measuring is widely used for pipeline condition assessment, since hardness value correlates, to a certain extent, with characteristics of all mechanical properties of a certain material. This method includes measuring hardness of several zones of a pipe and calculating a mean value, which is compared to original hardness value of non-

deformed pipe. But, as stated by many authors [1-5], condition assessment of a material correlates better not with the absolute values of hardness but with the spreading parameters of a value.

Lebedev [2] uses the Weibull coefficient of homogeneity m given by the formula:

$$m = 0.4343d_n \left[\frac{1}{n-1} \sum (\log H_i - \log H) \right]^{-1/2}, \quad (1)$$

where d_n - a parameter depending on the number of measurements n ;

H_i - the value of hardness according to the results of the i th measurement;

$\log H$ - the mean of value of the logarithm of hardness according to the results of n measurements.

Hardness spreading parameter used by Muzyka [3] is ν coefficient of variation given by the formula:

$$\nu = \frac{1}{H_{cp}} \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (H_i - H_{cp}) \right]^{-1/2}, \quad (2)$$

where H_{cp} - the mean value of hardness.

Kuzbozhev [4] is using dispersion S and standard deviation σ as a spreading parameters given by the formulas:

$$S = \frac{\sum (H_i - H_{cp})^2}{n-1}, \quad (3)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (H_i - H_{cp})^2}{n-1}}, \quad (4)$$

All the mentioned hardness spreading parameters can be used for oil and gas pipelines condition assessment, since the strain of the metal causes changes in the hardness value. The higher values of m , ν , S and σ , there corresponds a high level of scatter of the hardness parameters, a worse structure arrangement and, therefore, a higher level of damage.

And, on the contrary, lower values of m , ν , S and σ represent a lower level of damaging.

Special experiments performed by Mihalev [5] have demonstrated that hardness spreading parameters also correlate with remaining strength of a material T and with stress cycle N given by formulas:

$$N = N_{max} - 6 \times S^2, \quad (5)$$

$$T = \frac{(S_d^2 - S_m^2) \times T_e}{S_m^2 - S_o^2}, \quad (6)$$

where N_{max} - maximum amount of stress cycles:

S_d - dispersion of destroyed specimen;

S_m - dispersion of actual specimen;

S_o - dispersion of original specimen;

T_e - operating time.

It was determined that cycle loading leads to proportional increase in dispersion of hardness value. All the destructed specimens are characterized by value of dispersion 2000-2500 HB [5].

It clearly stands out that derived characteristics of hardness value (in particular dispersion, standard deviation, Weibull coefficient of homogeneity and coefficient of variation) can be considered as more representative parameters for the estimation of mechanical properties and structural state of oil and gas pipelines. Possibility of determination of almost all the mechanical properties of pipeline's metal and not requiring its destruction, makes the hardness testing a promising method for pipeline condition assessment.

References

1. Lebedev, A.A., Makovetskii, I.V., Muzyka, N.R., Volchek, N.L., Shvets, V.P. (2006). Assessment of damage level in materials by the scatter of elastic characteristics and static strength // Strength of materials. - 2006. - v. 38. - No. 2. - p. 109-116.
2. Lebedev, A. A., Muzyka, N. R., Shvets, V. P. A method for fracture toughness assessment by the scatter of hardness characteristics // Strength of Materials. - 2007. - v. 39. - No 6. - p. 567-571.

3. Muzyka, N.R., Shvets, V.P. Effect of a Loading Mode on Damage Accumulation in the Material // Strength of Materials. – 2014. – v. 46. – No 1. – p. 105–109.
4. Kuzbozhev, A.S., Aginei, R.V., Smirnov, O.V., Study of variations in hardness of the tube steel 17G1S upon static loading // Zavodskaya Laboratoriya [Industrial Laboratory]. – 2007. – No 12. – p. 49–53.
5. Mihalev A. U., Assessment of damage in structural steels by the parameters of scatter of hardness characteristics in loaded and unloaded states // Strength of Materials. – 2008. – v. 40. – No 3. – p. 302–307

SILICEOUS METASOMATISM IN GOLD DEPOSITS OF WESTERN UZBEKISTAN

S.S. Sayitov, V.D. Tsoy

Scientific advisor professor, head of department V.D.Tsoy
Scientific Research Institute of Mineral Resources, Tashkent, Uzbekistan

Gold deposit of western Uzbekistan are located in Kyzylkum desert and Nuratau mountain region and mainly belong to low-sulfide syndeformation/synigenous class of gold deposits formed in the brittle/ductile transition zone of the crust within transpressional shear zones [2] and mainly hosted in black shales, metasedimentary rocks: turbiditic siltstones, sandstones, limestone etc. has been considered as one the most important types of gold deposits of the world. All ore hosted rocks and wall rocks are altered, cut off by quartz veinlets.

Metasomatic rocks on ore deposits in Uzbekistan and neighboring regions engaged group of talented geologists: A.V.Korolev, V.A.Zharikov, A.B.Batalov, S.T.Badalov, R.A.Musin, M.I.Moiseeva, V.I.Reharsky, N.N.Koroleva, I.M.Mirhodzhaev, T.Z.Zakirov, V.A.Horvat, G.H.Klebley, V.F.Viktorov, I.M.Golovanov, A.M.Musaeu and others. Relationship between granitoids and hydrothermal changes on the gold deposits was revealed by T.S.Shayakubov, T.N.Dalimov on Muruntau gold deposit example. [3] Some concealed granite bodies were revealed by drilling about 1 km southeast of Muruntau (“Murun granite”) and by exploration bore holes penetrating the Meso-Cenozoic platform cover about 15–25 km southeast and south-southeast from Muruntau (“Sardarin pluton” and “Kurukkuduk granite”).

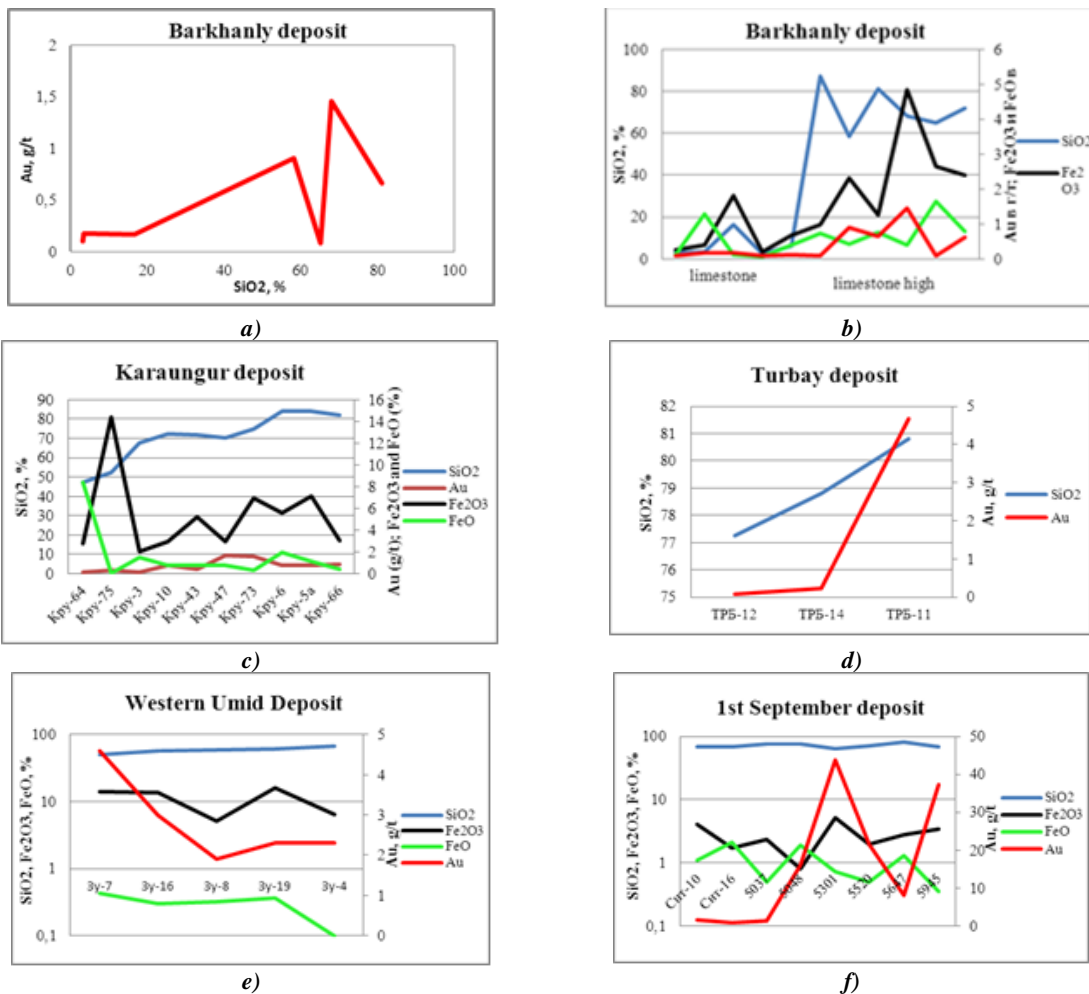


Fig. 1. The relationship between contains of Au, SiO₂, Fe₂O₃ and FeO on individual areas

In addition, result of conducts of U.Kempe, R.Seltmann and others determined almost the same ages of siliceous magmatism and hydrothermal alteration in the Kyzylkum ore area. According to the U–Pb isotope system of zircon, the age of Paleozoic granitoid rocks from the Muruntau area around 290–294 Ma. [1]

In this paper, we also tried to present the close relationship between siliceous magmatism and metasomatic alterations in some gold deposits and occurrences of western Uzbekistan by simple way. In all objects of study ore hosted rocks altered, in particular manifestation installed siliceous metasomatism, which resulted in carbonate rocks are converted into quartzite and jasperoids, slates and sandstones in the hornstones. Consider the features of siliceous metasomatism on individual deposits and occurrences of western Uzbekistan. The graphs were built from results of chemical and atomic absorption (on Au and Ag) analyzes of weakly and strongly altered rocks.

In Barkhanly deposit silica content ranges from 2.47 to 16.54% with an average of 6.39 for the four analyzes in limestone slightly altered and silicified limestones in heavily average silica content by 5 Analysis of 72.01%. In these rocks gold content increases from 0.1 g/t to 1.46 g/t with increasing SiO₂ (Fig. 1a). Only one sample with high silica content there is a decrease of gold content, which is associated with a decrease in the value of ferric iron (Fig. 1b.). This is clearly seen in the second picture, where the content of the gold has a direct relationship with the content of Fe₂O₃ and backward with FeO.

In addition, a direct correlation between the contents of Au, SiO₂ and Fe₂O₃ is observed in the field Karaungur. In a slightly modified, weakly silicified silt-slates containing from 47 to 67.7% silica content of gold varies from <0.1 to 0.34 g / t (Fig. 1c.). A strongly silicified, limonitized silt-slates contain gold within 0.36-1.7 g/t.

The given dependence above is very characteristic for Turbay deposit, especially for hornstones (Fig. 1d). The content of SiO₂ in the hornstones 77,24-80,82% and gold's amount increases from 0.08 to 3.2 g/t related to rise of content of silica simultaneously. In addition, it can be seen from Figure 2 native gold located in quartz near carbonates in metasomatic altered rocks.

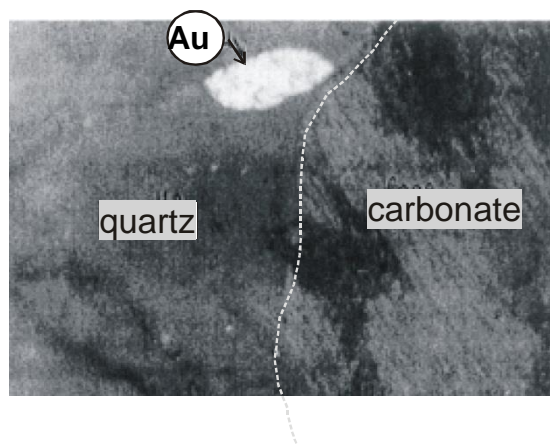


Fig. 2. Native gold in the intergranular space at the contact of quartz with carbonate. Turbay deposit, zoom. 320x

Siliceous metasomatism by carbonate rocks on On September 1st deposit no clear relationship between the content of silica and gold, since the content of silica relatively constant (almost a straight line on the graph). Gold content varies from 0.87 to 43.7 g/t. The maximum value of gold on the graph (Fig. 1f) corresponds to the maximum values of Fe₂O₃ and decreased values of FeO. In addition there is a direct relationship with the ferric iron in the first case and inverse relation with ferrous iron in the second. The mineral form of manifestation of ferrous iron - is magnetite (reducing conditions), and hematite (oxidizing conditions). At the same time, magnetite occurs as a relic of the earliest ore minerals associated with the early oxide stage on the gold deposits. Gold is associated with later stage of mineralization as early sulphide and pyrite-arsenopyrite paragenetic mineral associations. Cause of this connection, there is such relationship.

Inverse relation between contain of gold and silicon dioxide are observed at the Western Umid occurrence (Fig. 1e). The general tendency of fall of maintenances of gold in process of increase of maintenances silica is visible. The diagram of contain of gold almost repeats Fe₂O₃ graph, and it shows direct dependence between them.

Thus, we can conclude that higher gold grades are associated with intensely silicified and ferruginous rocks formed by the process of metasomatism in gold objects of western Uzbekistan. Elevated values of silica in the rocks, accompanied by elevated values of ferric can be recommended as a sign of the search of gold mineralization.

References

1. Kempe U., Seltmann R., Graupner T., Rodionov N., Sergeev S.A., Matukov D.I., Kremenetsky A.A. Concordant U–Pb SHRIMP ages of U-rich zircon in granitoids from the Muruntau gold district (Uzbekistan): Timing of intrusion, alteration ages, or meaningless numbers. *Ore Geology Reviews*, 2015, № 65, 308–326 p.
2. Lawrence J. D., Byron R.B., Namik K. K. Geology and structural evolution of the Muruntau gold deposit, Kyzylkum desert, Uzbekistan. *Ore Geology Reviews*, 1996, №11, 175-196 p.

3. Shayakubov, T.S., Dalimov, T.N. Geology and Mineral Deposits of Uzbekistan Republic. Tashkent University Press, Tashkent, 1998. (in Russian)

REVERSE KINETIC PROBLEM FOR DIESEL FRACTION HYDROTREATING PROCESS

A.A. Tataurshchikov

Scientific advisors professor E.D. Ivanchina; senior teacher A.V. Baranova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Hydrotreating is a catalytic process of chemical substances conversion in the presence of hydrogen under high pressure and temperature. Petroleum fractions are hydrotreated to reduce sulfur compounds in petroleum products including commercial gasoline and diesel fuel. A side effect of this process is the saturation of unsaturated hydrocarbons, heavy oils and oxygenated compounds reduction, and hydrocracking of hydrocarbon molecules. Hydrotreating is one of the most common refining processes applied virtually to any refinery.

The increasing role of hydrotreating processes in the refining industry makes it necessary to develop software systems that implement the mathematical model of hydrotreating.

The main purpose of this research is to solve the reverse kinetic problem for process of diesel fuel hydrotreating with the focus on dynamics of sulfur-containing substances, such as sulfides, benzothiophenes and dibenzothiophenes and other non-sulfuric hydrocarbons. Also, the mechanism formalization and development of computer program implementing mathematical model was performed.

The number of components for hydrotreating reaching 300-400, it is impossible to consider each particular component of the process while developing the mathematical model. Thus, the formalization of the kinetic scheme is required to calculate the shorter list of components. However, a mathematical model developed on the basis of such formalized kinetic scheme should be sensitive to the varying composition of feed. Only in this case, the modeling system can be able to predict the properties of hydrotreatment products.

Previous different models had been developed in the frame of current research of hydrotreatment kinetics, performed on the basis of the Department of Chemical Technology of Fuel and Chemical Cybernetics [1,2].

A kinetic scheme has been developed basing on thermodynamic calculations of reactions present in diesel fuel hydrotreatment process (Fig. 1). All groups of sulfur containing substations were merged into "pseudocomponents" according to their isobaric-isothermal potential of hydrogenation process of these components.

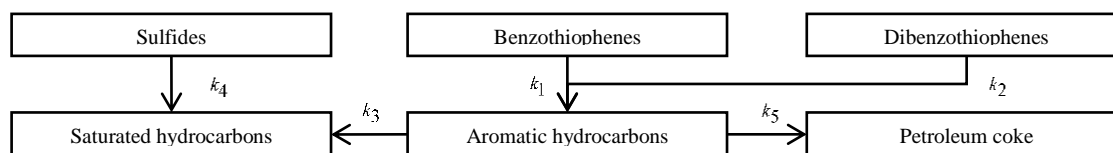


Fig. 1. Formalized kinetic scheme of diesel fuel hydrotreatment process

At the same time, the hydrogenolysis reaction speeds of different sulfur compounds vary significantly. Thus, the sulfur residues in the hydrotreated product can fluctuate greatly depending on initial composition of sulfur compounds in feed. Hence, there arises a need to develop a computer modeling system to calculate product composition of hydrotreatment. First of all, it is necessary to obtain kinetic parameters of the reactions. These parameters can be used to predict ratio of sulfur compounds in products. This is the main goal of solving the reverse kinetic problem.

The part of mathematic model based on the formalized kinetic scheme represents the equations of main sulfur-containing pseudocomponents, and is shown in Table 1.

Table 1

Part of mathematic model representing sulfur-containing pseudocomponents
(C_i – molar concentration; τ – contact time; k_i – reaction rate constant)

Pseudocomponent	Equation
Sulfides	$\frac{dC_{sulf}}{d\tau} = -k_4 C_{sulf} C_{H_2}^2$
Benzothiophenes	$\frac{dC_{BT}}{d\tau} = -k_1 C_{BT} C_{H_2}^2$
Dibenzothiophenes	$\frac{dC_{DBT}}{d\tau} = -k_2 C_{DBT} C_{H_2}^2$
Saturated hydrocarbons	$\frac{dC_{hydrocarb}}{d\tau} = k_4 C_{sulf} C_{H_2} + k_3 C_{aromatic} C_{H_2}$
Aromatic hydrocarbons	$\frac{dC_{aromatic}}{d\tau} = k_1 C_{BT} C_{H_2} + k_2 C_{DBT} C_{H_2} - k_3 C_{aromatic} C_{H_2} - k_5 C_{aromatic}$
Petroleum coke	$\frac{dC_{p.coke}}{d\tau} = k_5 C_{aromatic}$

This mathematical model is formalized and quasi-homogenous, consequently all kinetic constants $k_1...k_5$ are effective, i.e. they represent combinations of intermediate stage reactions constants [3].

In the frame of the research, the computer program (Fig. 2) has been developed in the Department of Chemical Technology of Fuel and Chemical Cybernetics to solve the reverse kinetic problem.

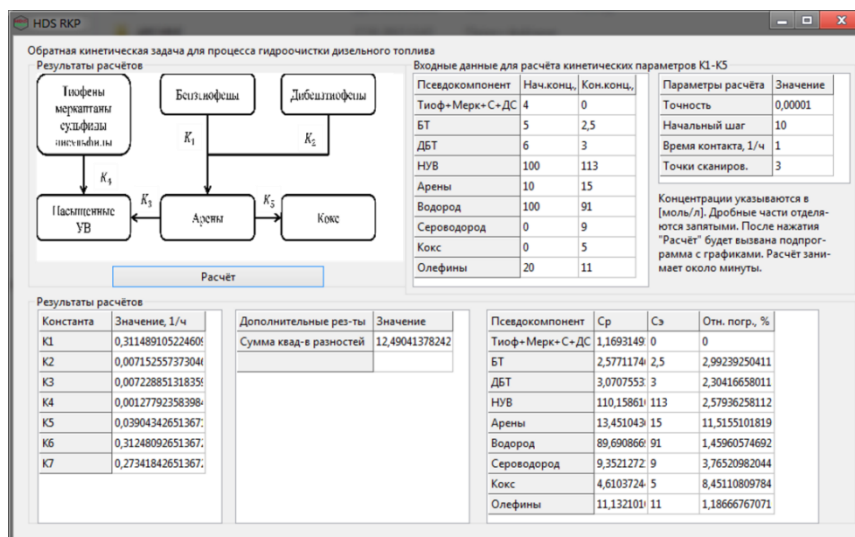


Fig. 2. Interface of program for solving reverse kinetic problem

Experimental data were obtained by using the following laboratory equipment: vaporizer and reactor with special metallic grid to place the catalyst on it. It provided the following conditions: hydrogen pressure – 4 MPa; hydrogen/feed volume ratio – 400/1; feed volume rate – 1.5 ml/sec; presence time of feed – 1/3 hours; catalyst mass – 4 g; temperature – 390°C; catalyst – RK-442.

The straight fraction of diesel fuel (initial boiling point 200°C, end 360°C) was chosen as a feed. Both experimental and calculated molar flow rates with calculation error analysis are presented in Table 2.

Table 2

Experimental molar flow rates, results calculated by model and calculation error analysis

Pseudocomponent	Experimental		Model	Error analysis	
	Begin	End	End	Absolute	Relative
	Mole per hour	Mole per hour	Mole per hour	Mole per hour	%
Saturated hydrocarbons	0.051214	0.065277	0.064653	0.0006238	1.057
Aromatic hydrocarbons	0.043015	0.034277	0.033113	0.0011637	3.514
Benzothiophenes	0.001637	0.000024	0.000024	0.0000001	0.256
Dibenzothiophenes	0.001023	0.000300	0.000300	0.0000000	0.007
Sulfides	0.000897	0.000014	0.000014	0.0000000	1.362
Petroleum coke	0.000000	0.005452	0.005296	0.0001563	2.952

Calculated mole per hour flow rates are almost the same as experimental. Inadequate results on sulfides and saturated hydrocarbons may be caused by the fact that these pseudocomponents should be calculated in a more detailed model. The chemical reaction rate constants for routes 1...5 (Fig. 1) calculated by program are presented in Table 3.

Table 3

Calculated effective constants of reaction speed for routes 1...5

Route	Effective constant	Route	Effective constant	Route	Effective constant
	h^{-1}		h^{-1}		h^{-1}
1	0.827	3	0.036	5	0.415
2	0.940	4	0.846		

As the results show, the sulfides, benzothiophenes and dibenzothiophenes are the most reactive in the hydrotreatment process. Aromatic hydrocarbons in case of use an RK-442 catalyst tend to hydrogenate to the saturated hydrocarbons at lower speed. The catalyst demonstrates very good desulfurization activity, although there are still big residues of aromatics. Intensive petroleum coke formation is caused by high process temperature (390°C) during the experiment.

References

1. Krivtsova N.I., Ivanchina E.D., Tataurshchikov A.A., Zanin I.K. Study of activity of industrial catalysts of hydropurification of diesel fuel on mathematical model // Izvestiya Vuzov. Chemistry and Chemical Technology. – Ivanovo, 2014. – T. 57, no. 11. – pp. 81 – 83.

2. Krivtsova N.I., Ivanchina E.D., Zanin I.V., Landl Yu.I., Tataurshchikov A.A. Kinetic laws of turning sulfur-containing compounds at hydrefining of oil diesel fraction // Izvestia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. – Tomsk, 2013. – T. 322. no. 3. – pp. 83 – 86.
3. Usheva N.V., Kravtsov A.V. Macrokinetics of chemical processes and reactors design: Laboratory practices. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2006. – 98 p.

KARST DEVELOPMENT IN CAMBRIAN LIMESTONES

E.A. Teterin

Scientific advisor professor L.A. Strokova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russian gas pipeline system is one of the largest in the world. In 2012, the length of the main pipelines is more than 175 thousand kilometers. According to official statistics of «Gazprom» 42 % of all accidents of gas pipelines are connected with direct or indirect influence of natural factors. One of the biggest problem occurs with pipeline, which is called «The Power of Siberia». The length of the dangerous part is 160 kilometers. This section starts from Chayandinskoye deposit. The route of this pipeline is located on the territory of Lensky Ulus of the Sakha Republic (Yakutia). There are difficult climate conditions, for example, the temperature in winter can change from -25°C to -62°C , shift from winter to spring is usually sharp with big difference between night and day temperatures. Moreover, this place has territory, which is rich in karst. From year to year, there are developing new sinkholes. Development of karst is connected with fractured rocks. Ground water circulates through it; consequently, there occurs dissolution and removal of soluble minerals. Therefore, this place is located in the most difficult conditions, which are seriously complicated by karst [3].

To start solving this problem, firstly, it is necessary to predict the deformations of the pipelines using a forecasting of the area. However, often it is not possible to know when sinkhole will open, so secondly, monitoring of bending pipeline is necessary to operatively fix an accident. Efficient solution can be found if we can use the modern methods of monitoring and protection of pipelines.

The first method is represented by pipeline's protection with bored piles. The invention relates to the construction and operation of pipelines and can be used to prevent accidents in pipelines caused by karst failures. The problem is solved due to the fact that in the known method of protection of pipelines from emergency situations caused by karst dolines, which reveal the pipeline (Figure 1). On both sides, bored piles 1 are performed, placed under the pipeline 2 metal lodgement 3. Metal lodgement is connected with bored piles, covered pipeline the ground, bored piles are performed so that the pile heads were above the earth's surface, as metal lodgement use the half pipe of larger diameter than the diameter of the pipeline. Metal lodgement is connected with bored piles with a steel rope 5, which is bypass pipe, and the ends of the rope are fixed on the tip piles 4 using a tension clutch regulating the tension of the rope. In addition, at the ends of the cord before compression couplings there are sensors - 8. This prototype is shown in Figure 1 [1].

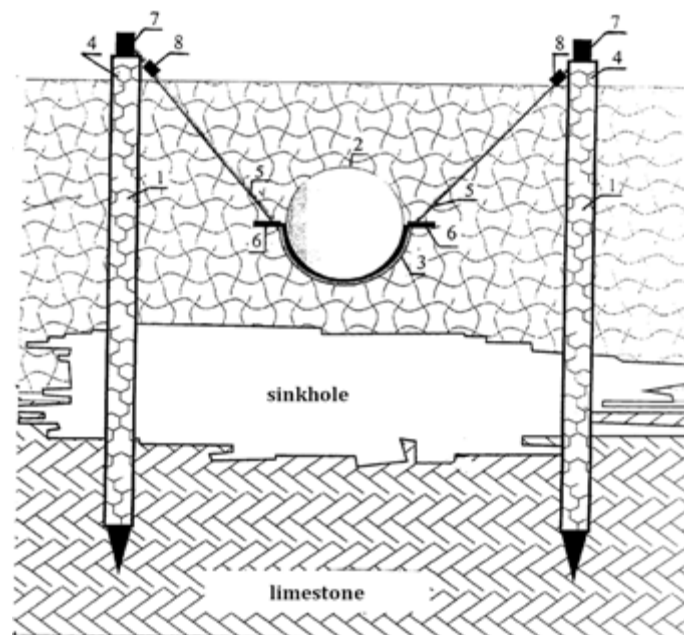


Fig. 1. Protection with bored piles: 1 – device comprises bored piles, 2 – pipeline, 3 – metal lodgment, 4 – top of piles, 5 – steel cable, 6 – loop, 7 – clamping sleeves, 8 – sensors

The disadvantage of this method, taken as a prototype, is the high complexity of the installation design, due to the fact that the metal beam is connected with bored piles by welding. One more disadvantage is the large metal structure and the absence of visual control over the design during the operation. The benefit of this way is that due to this invention pipeline is independent on any movements, which can be in the soil.

It is important to know that today a lot of companies use different sensors to determine karst problems, for example sensors, which are based on Barkhausen effect. This method represents one of the most reliable and efficient way to determine deformations. The Barkhausen effect is an indirect evidence of the existence of magnetic domains within ferromagnetic materials. When domains grow, under an applied magnetic field, the movement of the domain walls occurs by discontinuous and abrupt Barkhausen jumps. The jumps in magnetization of a ferromagnetic material can induce a voltage in a winding coil of wire which, in turn, can produce Barkhausen noise [2]. For excitation and detection of magnetic Barkhausen noise overhead sensors are used (Fig. 2). Transverse field dipole magnet of sensors generates varying magnetic field in the area which is close to a pipe. This magnetic field creates jumps of magnetization, consequently, in the receiving coil of sensor there is noise signal which is registered by a device. The level of magnetic noise depends on the properties and state of the crystal lattice and mechanical tension.

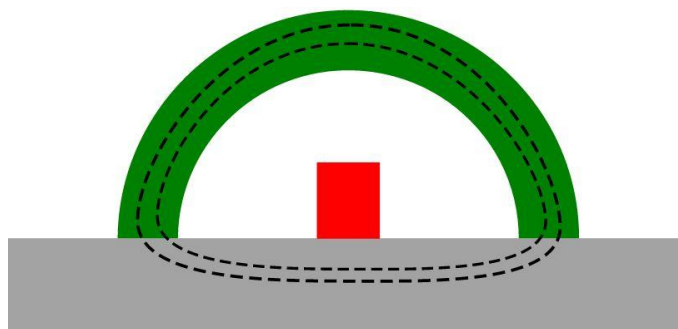


Fig. 2. A set-up for non-destructive testing of ferromagnetic materials: arc – magnetising yoke, square – inductive sensor, rectangle – sample of pipeline under test

In most types of steel under tension the intensity of the Barkhausen noise is increased, under compression-decreased. Control of the pipe deformation is based on this property. Moreover, this kind of sensors may be used in hard conditions. In particularly, the working temperature starts from -70°C to $+70^{\circ}\text{C}$. It is very important for Chayandinskoye area. The disadvantage of this method that, it is not possible to use the sensor with the type of pipelines which were made from non-metal materials [4].

Thus, there are methods to detect sinkholes, as well as ways to predict and monitor the growth of cavities and protect pipelines from their negative impact. However, in spite of this karst is still the number one problem for specific regions. Unfortunately, an optimal solution that satisfies all the needs of humanity has not been found yet. Karst problem is a serious challenge for safe transportation of oil and gas that is why regular researches devoted to karst are continuing all over the world. The influence of natural factors on the stability of pipelines in karst areas has a huge impact on the development of petroleum industry, as well as it helps to attract investment to this knowledge-intensive field. In conclusion, analyzing all methods, which were mentioned here, it can be said that sensors based on Barkhausen effect is the best way of monitoring pipelines deformations. Indeed, the method provides optimal temperature range.

References

1. Al-Sayyal, E.B., Shiryayeva, T.S. 2008. Method for pipeline protection against emergency state caused by karst holes. Russian Patent 2316630.
2. Cullity, B.D. 1972. Introduction to magnetic materials. USA: Addison-Wesley Pub. Co.
3. Strokova, L.A., Ermolaeva, A.V. 2015. Natural features of construction of the main gas pipeline «The Power of Siberia» on a site Chayandinskoye oil and gas field - Lensk. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University 327(1): in press.
4. Teterin, E.A., Strokova, L.A. Methods for forecasting and protection pipelines from karst collapse. Proc. intern. symp.: Environmental safety and construction in karst areas, Perm, May 26 - 29 April 2015. Perm: PSU (in prep).

APPLICATION OF TIME-DOMAIN ELECTROMAGNETIC SOUNDING FOR DRAINAGE BRINE LANDFILL MONITORING

S.A. Tikhonova, Sv.A. Tikhonova

Scientific advisors senior teacher N.A. Zabrodina, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays major diamond deposit mining in West-Yakutia province is mainly complicated due to underground mining of lower horizons of kimberlite pipes and brine (chloride and calcite) flooding of workings [1]. For more than two decades most drainage waters have been removed into cryolite subsurface using two most effective methods, such as

reinjection into water-bearing horizons underlying the permafrost (used in open-pit mines “Mir” and “Internatsyonalny”); burial in the permafrost rock masses (Udachny quarry, a test site of designed Ajhal mine).

The Udachnaya deposit is located on the right bank of the Daldyn River, in the central part of its basin and refers to Mirninsky district of the Sakha Republic (Yakutia). This cryohydrogeological structure retains brine-saturated rocks with high reservoir parameters which are in sharp contrast to adjacent cryoartesian basins. Regime hydrogeological observations in the Udachnaya pipe area started in 1988 to monitor ground water dynamics. Udachny quarry mining is accompanied by drainage of brines which appear in workings and their subsequent injection into permafrost rocks (PR) in test sites “Oktjabyrsky”, “Kiengsky” and “Levoberezhny” (Fig. 1)



Fig. 1. An areal map of anthropogenic wastewater landfill location

Based on results of the conducted hydrogeological observations, the analysis of modern state of hydrogeological situation in the Udachnaya pipe area has been made. This made it possible to determine time and dynamics of depression cone development, as well as estimate ecological situation in Sytykan-Daldyn river basins considering technogenic factors and industrial zone of Udachny mining and processing complex. The geophysical surveying was performed via well-logging in step-out wells, hydrochemical sampling, time-domain electromagnetic sounding. Well-logging was carried out to delineate the section, identify reservoirs and determine their properties, and monitor technical condition of wells.

In well logging the station SGK-1 was used. This equipment includes tools developed by OJSC Research and Design Institute of Well Logging (RDIWL). For log recording digital registrator "Gektor" was used with proper software.

For the purpose of gas-hydrochemical condition monitoring within the quarry area and brine disposal area systematic hydrochemical sampling of ground waters in operational wells was conducted. Both water and gas sampling was performed using depth sampling device PO-38.

Time-domain electromagnetic sounding (TDEM) can be referred to as a reliable technique to trace the brine movement in faulted and fissured rock structures [3].



Fig. 2. Kiengsky test site. Time-domain electromagnetic sounding profile, September, 2012

Surface TDEM was conducted in Kiengsky test site to detect distribution boundaries of disposed drainage waters and their possible dynamics, as well as thickness of water-flooded section of FR down to the depth of 400 m (Fig. 2).

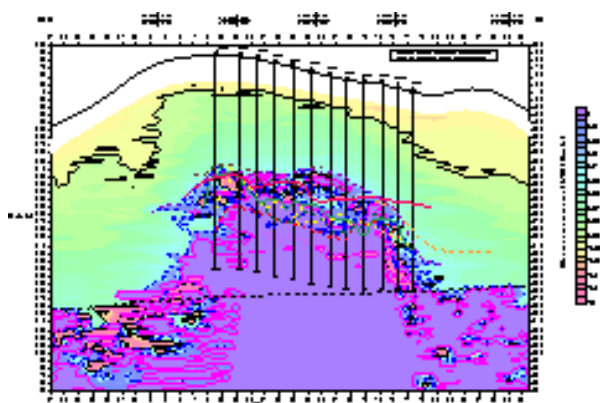


Fig. 3. Distribution boundaries of buried brines and level of Upper Cambrian aquifer system defined by electrical survey data

TDEM application yields good results for highly mineralized drainage brine investigations and it can be used to study permafrost rocks, to search for fault-fissured zones to establish landfill sites; moreover, to monitor distribution of injected brines in sites (Fig. 3). The main features of the method are large-scale depth and area coverage, high accuracy of measurements, enhanced value resolution with respect to cross-section parameters; great range of studied depths, simple operational technology.

Under certain conditions zones of regional tectonics in the upper part of sedimentary mantle, particularly, in cryolithosphere of West Yakutia can be referred to as proper structures for burial of drainage brines. Icy texture in frozen rocks being affected by highly mineralized brines, gravitational reservoir cavity occurs which makes it possible to use ecologically safe sections for mineralized water disposal.

References

1. Drozdov A.V. Towards formation of cryohydrogeological structures in Siberian platform // Science and Education, 2004, № 4, pp. 62-69.
2. Drozdov A.V. Underground disposal of brine drainage in permafrost (by the example of Udachny mining and processing complex in Western Yakutia) // Geoecology, 2005, № 3, pp. 234-243.
3. Kamenetsky E. F. Electromagnetic geophysical survey using time-domain electromagnetic sounding. - M.: GEOS, 1997, 162 p.

AUTOMATED DESIGN OF STIRRED VESSELS AND ITS 3D PARAMETRIC MODELING

Y.V. Tribunskiy

Scientific advisor professor V.M. Belyayev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk city, Russia

With implementation of computer technology into modeling of chemical equipment and productions moving higher capabilities of quick designing appeared with the use of programs such as HYSYS, Delphi etc. It is good implement into computer modeling of chemical – technological processes, but still a potential of applying of programs to calculating of chemical equipment is not fully achieved.

At the moment there are some services which let us to organize the automated design, but there are no real programs with special possibility to check different variants of alternate design of stirred vessels during mechanical calculation. This owes to difficulties of making design algorithms and scale of all sorts construction solutions which influence on technical data in a different ways.

Goals of this project are: automated design of vessels with stirring devices via Mathsoft MathCAD 14 and its 3D parametric modeling with the aid of table parameterization in Autodesk Inventor.

Тип процесса протекающий в аппарате:

Турепрос :=

Смешивание взаиморастворяемых жидкостей
Перемешивание дисперсий в системе твердое - жидкое

Fig. 3. Control element: «list box»

Automated calculation is based on writing sub-scripts, functions and using of control elements (Fig. 1). Realization of 3D model is made through exporting of a particular geometric data to Excel and its further Importing to Inventor (Table), (Fig. 2). Full calculating of stirred vessel is located in two separated data files with (.xmcd) extension.

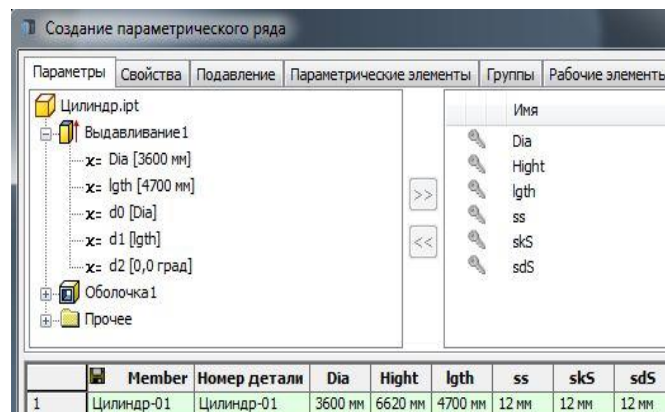


Fig. 2. Data file import

Purposes of automated technological calculation are: selection of geometrical dimensions of vessel; vessel thermal design with selection of heat-exchanging devices; selection of optimal construction of stirring device from condition of minimum expenses involved in manufacturing and maintenance; vessel hydraulic design; electric motor optimal selection.

Purposes of automated mechanical calculation are: cylinder and bottom wall thickness calculation in terms of strength and stability from mutual influence of inner and external pressure in the case of using a cylindrical jacket on vessels case; heads stress analysis from interior pressure; stirrer stress calculation from bending moment acting when dealing with stirred liquid; stirrer shaft vibration stability, stiffness and stress analysis. All calculations make with the help of special literature and GOST [1-11].

We shall deal with calculating of cylindrical course, where writing sub-scripts and functions let us automate design of cylindrical course with getting a result at the end of calculating. Calculating control realize within control element as «List box» (Fig. 1)

Length, width and height of cylinder are determined according to a given vessels volume defined in the standard GOST 20680-2002 [4]. Cylinder wall thickness is determined from mechanical calculation of strength and stability according to GOST 52857.2-2007 [6]. Stirrer shaft vibration stability, stiffness and stress analysis RDRTM 26-01-72-82 [11]. Calculations are right if stress, stability, vibration stability and stiffness conditions hold true.

One must write down data to Excel file which are necessary for designing of 3D model (Table). In section «parametric sweep workbook» one should choose current Excel data file with parameters (Fig. 2).

Table

Excel data export

Dia	3600
Hight	6620
lgth	4700
ss	12
skS	12
sdS	12

Therefore, we can carry out automated calculating and 3D design of stirred vessel. Such way of engineering let choose a suitable vessels construction and save time for calculating and designing.

References

1. Belyayev V.M., Mironov V.M. Calculations and Design of equipment pieces. Part 2: Heavy-walled vessels and rotating parts: Work book/ Tomsk Polytechnic University – Tomsk, 2011. – 168 p.
2. Belyayev V.M. Calculations and Design of basic equipment: Work book/ Belyayev V.M., Mironov V.M.; Tomsk Polytechnic University, Institute of online education. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publ., 2009. — 288 p.
3. Braginskiy L.N., Begachev V.I., Barabash V.M. Stirring in liquids. Physical basis and engineering methods. – L.: Chimiya Publ., 1984. – 336 p
4. GOST 20680 – 2002 Vessels with stirring devices. General specification.
5. GOST R 52857.1 – 2007 Vessels and apparatus. Norms and methods of strength calculation. General requirements.
6. GOST R 52857.2 – 2007 Vessels and apparatus. Norms and methods of strength calculation. Cylindrical and conical courses calculation. Calculating of dished and flat heads and bottoms.
7. GOST R 52857.3 – 2007 Vessels and apparatus. Norms and methods of strength calculation. Reinforcement of holes in courses and bottoms under inner and external pressure. Norms and methods of strength calculation of courses and bottoms under external static loading on vessels fitting.

8. GOST R 52857.4 – 2007 Vessels and apparatus. Norms and methods of strength calculation. Strength and sealing capacity calculations of flanged connections.
9. GOST R 52857.8 – 2007 Vessels and apparatus. Norms and methods of strength calculation. Vessels and apparatus with jackets.
10. RD 26-01-72-82 Stirrer shafts. Methods of calculation (instead of RTM 26-01-72-75).
11. Zurilin A.A. Automated design of stirred vessels. Graduation project. – Tomsk Polytechnic University, 2009. – 119 p.

SORBENSHERSTELLUNG DURCH TABLETTIERUNG

N.V. Vahrameeva

Wissenschaftliche Betreuerin Dozentin O.K. Semakina, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationalwissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Die Benutzung der Sekundärrohstoffe und insbesondere Abfälle ist heute sehr bedeutsam für moderne Betriebsentwicklungen.

Das Untersuchungsobjekt der vorliegenden Arbeit ist die Ablagerung Tomsker Wasserableitung. Sie stellt ein feines rot-braunes Pulver dar und ist ein Abfallprodukt.

Die Sorbensherstellung (auch aus Abfällen) ist ein technologisches Verfahren, dessen Rentabilität direkt von der Anlagefördermengenkapazität abhängig ist [1]. Die Tablettierung wird in der Industrie mit spezieller Ausrüstung – Tablettierungsmaschine durchgeführt. Der Einfluss der Presskraft auf den resultierenden Tablettierschaden wird sehr kontrovers diskutiert [2].

Bei der Sorbensherstellung durch Tablettierung wird die manuelle hydraulische Presse mit der Zugabe verschiedener Bindeflüssigkeiten 1% Glyoxal, Glycerin, 0,1% Carboxymethylcellulos- (CMC), Polyacrylamid- (PAA) und Methylcelluloselösungen (MC) benutzt.

0,5 Gramm des Pulvers und 1 – 4 Tropfen Bindemittelflüssigkeiten werden gründlich gemischt und gepresst. Die Tablettierung dieser Mischung wird in der Metallform mit inneren Teflonschichtung unter dem Druck von 2 MPa durchgeführt. Der Stempeldurchmesser ist 10 mm.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Benutzung mehr als 5 Tropfen der Bindeflüssigkeit zur überschüssigen Feuchtigkeit in der formbaren Masse führt. Es ist unmöglich dann diese Masse in der Matrix zu pressen. Die rohen Tabletten sollen bestimmte geometrische Abmessungen und Festigkeit haben, die nicht nur Form der Tabletten während aller Operationen sichert, sondern auch die notwendige Festigkeit der fertigen Sorbenstabletten. Nach dem Pressen wurden die Tabletten bei Raumtemperatur bis zur Gewichtskonstanz getrocknet.

Die Masse der Tabletten aus der Pressmaterialien muss der Masse des hergestellten Produkts entsprechen. Ihre Festigkeit soll ausreichend sein, um die Form von Tabletten während Lagerung, Transport und Verwendungsoperationen bei der Produktherstellung zu sichern.

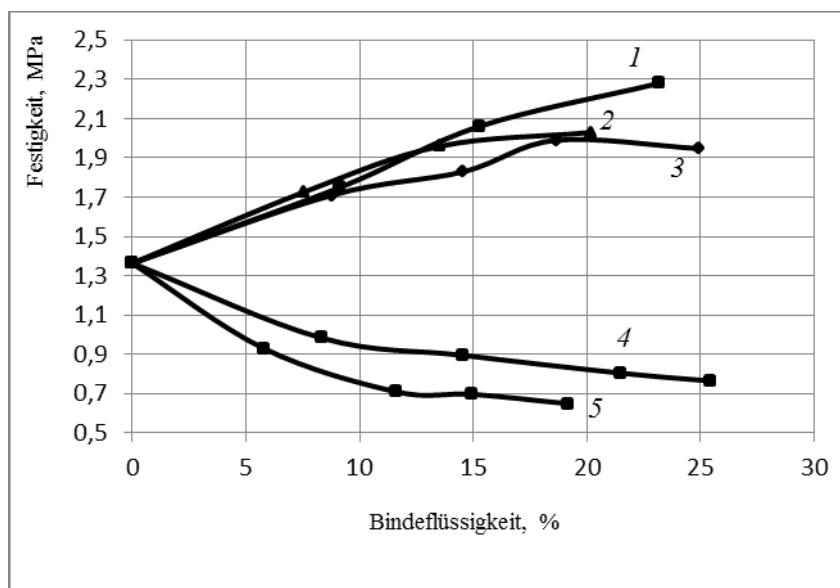


Abb. 1. Abhängigkeit der Tablettenfestigkeit vom Bindemittel: 1 – 0,1% PAA, 2 – 0,1% MC, 3 – 0,1% CMC, 4 – Glyoxal 1%, 5 – Glycerin

Die Tablettengröße hat einen gewissen Einfluss auf die Stabilität der Tablettenmasse, auf die Genauigkeit der Substanzdosierung, auf ihre Fließfähigkeit und Qualität (Aussehen, Rauheit, Stärke, Porenvolumen usw.). Im Ausgangspulver dominieren die Partikel mit der Größe von 40 bis 90 μm , deren Ausbeute 80 % beträgt.

Die Ergebnisse der Festigkeitseigenschaften und die Daten über Porenvolumengesamtzahl sind auf den Abb. 1-2 dargestellt. Bruchhärte bei statischen Bedingungen wurde mit dem konischen Plastometr mit dem Kegelwinkel 60° gemessen. Das Porenvolumen wurde mit Hilfe der Adsorption von Benzoldämpfen bestimmt (Abb. 2).

Bei Pulvertablettierung mit 0,1 % von PAA-, CMC- und MC-Lösungen kann man sehen, dass die zunehmende Konzentration der Bindeflüssigkeit die Kornfestigkeit erhöht. Da das Bindemittel in der wässrigen Phase gelöst ist, wird sie bei der Trocknung der Tabletten entfernt. PAA, CMC und MC werden in die feste Substanz verwandelt, die die Pulverteilchen mit einander verbindet. Aus der Abb. 1 ist es klar, dass der erhöhte Gehalt von Bindemittel die Tablettenfestigkeit von 40 bis 70 % erhöht.

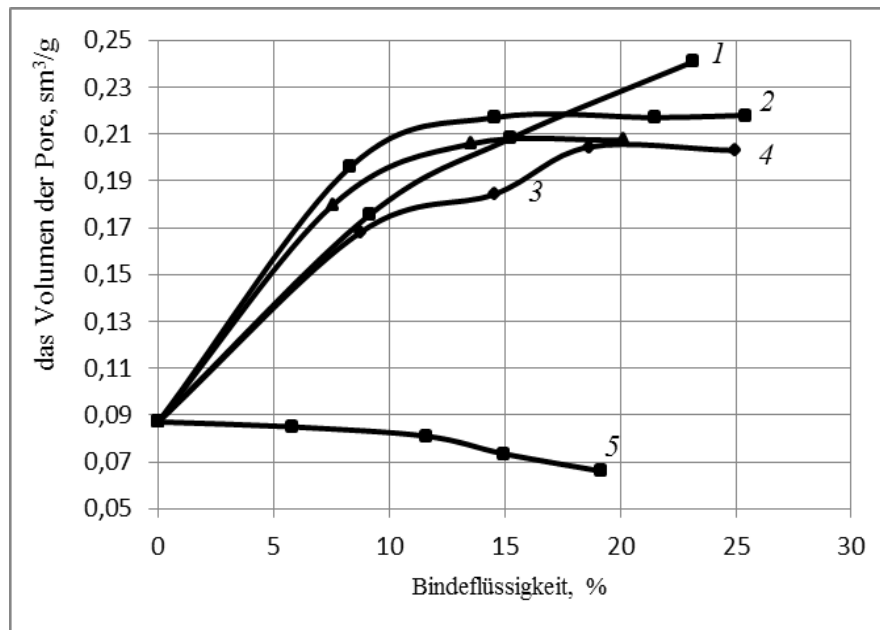


Abb. 2. Abhängigkeit des Porenvolumens vom Bindemittel: 1 – 0,1% PAA, 2 – 1% Glyoxal, 3 – 0,1% MC, 4 – 0,1% CMC, 5 – Glycerin.

Untersucht werden die physikalisch-chemischen Eigenschaften des Pulvers, und auch Tabletten – Sorptionsmittel: Fließfähigkeit, Wasseraufnahme, Benetzbarkeit, Korngrößenverteilung, die wahre, die relative und Bulk-Dichte, прессуемость, die Haltbarkeit auf Brüche und das Volumen der Pore. Korngröße oder Verteilung der Partikel des Pulvers nach

Die Verwendung von Glycerin und 1 % Glyoxal führt zu einer deutlichen Verringerung der Tablettenfestigkeit, und je mehr Bindemittel enthält die Masse, desto ungesteigter sind die Tabletten. Es ist damit verbunden, dass Glycerin und Glyoxal in der Tablette in Form einer flüssigen Phase sind und flüssige Brücken bilden, die sich mit der Zeit nicht in die feste Phase übergehen. Deshalb erhöht Glycerin in der Tablette auch die Zahl der flüssigen Brücken und verhindert die Verhärtung der Tablette, sowie führt zu Verringerung des Porenvolumens.

Die Zunahme des Porenvolumens bei den anderen Bindeflüssigkeiten ist damit erklärbar, dass bei der Trocknung die Polymerisation des Bindemittels passiert, was zur Bildung der zusätzlichen Poren führt. Obwohl die Tablettierung mit Glyoxal zur Erhöhung des Porenvolumens führt, sinkt aber die Festigkeit der Tabletten.

Zusammenfassend kann man sagen, dass die effektivste Bindeflüssigkeit für die Tablettenfestigkeit 0,1 % PAA ist. Als Bindemittel für die Ausfalltablettierung kann man auch 0,1 % CMC und 0,1 % MC empfehlen.

Literatur

1. Masons FA, Bogomolny E. Oil Sorptionsmittel. – Moskau–Izhevsk: "Regelmäßige und Chaotic Dynamics", 2005 – 268 s.
2. Steffens K. – J., Süverkrüp R. Dissertation: Einflussfaktoren bei der Tablettierung magensaftresistent überzogener Pellets auf Exzenter – und Rundlauf-tablettenpresse. – Bonn, 2003. – 189 s.

INDIRECT ELECTROCHEMICAL DETERMINATION OF HEPARIN IN PHARMACEUTICALS

D.A. Vishenkova

Scientific advisors professor E.I. Korotkova, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Heparin is a complex, highly negatively charged polysaccharide, which consists of repeating disaccharide units of iduronic/glucuronic acid and glucosamine residues. It was the second major biopolymeric drug introduced into

medical practice more than half a century ago (after insulin) [7]. Heparin can be found in blood vessels, liver capsules, lungs, skin, intestines, and the peritoneal walls; it performs anticoagulant, antithrombotic, antilipemia, and antiatherosclerosis functions [4]. Monitoring heparin in blood and other biological fluids is an important problem during surgery and the immediate postsurgery period, still waiting for adequate solution. The methods for determination of heparin can be classified by biological and chemical features. The application of biological methods is limited because it is greatly affected by biological individuals and cannot be easily mastered, performed and interpreted [8]. Currently, the following chemical methods for heparin determination are known: spectrophotometric [5, 10], spectrofluorimetric [3], high performance liquid chromatography [6], electrochemical [13, 11], piezoelectric quartz crystal sensor [12], capillary electrophoresis [9], resonance light scattering imaging [2], biochemical methods [1], etc.

In this paper cationic malachite green (MG) dye was used for determination of heparin in pharmaceuticals by constant-current sweep voltammetry on the mercury-film electrode. It is capable of forming a complex with heparin. The presentation of optimized methodology of voltammetric heparin determination in simple electrolytes is the main purpose of this paper.

Heparin sources for the study were a pharmacological solution of high heparin sodium in the form of the tetrasodium salt (Na_4Hep), for internal and subcutaneous administration, production "Moscow Endocrine Plant" - each milliliter of this solution contains 5000 units and Fraxiparine (low molecular weight heparin) Glaxo Wellcome Production, France (9500 units in 1 ml).

The electrochemical studies were carried out at the voltammetric analyzer TA -2 ("Tomanalyt", Tomsk production) with a three-electrode system including the indicator mercury film electrode, a silver chloride reference electrode, and a platinum auxiliary electrode. The MG dye solution with the classification "pure for analysis" was prepared by dissolving 0.1825 ± 0.0002 g of its sample in 50 ml of distilled water. The standard titer of 0.05 M potassium tetroxalate dehydrate ($\text{K}_2\text{C}_2\text{O}_8 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) with pH 1.65 was selected as a background electrolyte. The electrochemical properties of heparin depending on influence of various factors, such as the nature of background solution, pH, an electrode material, potentials and accumulation time on an electrode were investigated. Taking into consideration the above factors, heparin analytical signal was not detected. Therefore, further research of the electrochemical properties of heparin was carried out in complex with MG dye. Hence, the research of the MG electrochemical properties became the initial stage in this work.

The electrochemical behavior of MG was investigated by the methods of cyclic and cathodic voltammetry with constant-current potential sweep on MFE. During the research it was observed that MG on MFE is electrochemically active only in the cathodic area. The study of the pH effect on the electroreduction peak of MG showed that the current reaches its maximum at pH = 1.65. Moreover, in this work light impact on a signal from dye was investigated, as a result of which it was stated that the signal of electroreduction of the MG in the light has twice low intensity than the signal from the MG solution which has been in the dark. On the basis of this all subsequent studies with the MG were carried out in the dark conditions at pH=1.65. Having picked up the conditions for receiving the stable and reproduced signal from MG, the following stage in work became the research of electrochemical properties of MG in a complex with heparin.

The electrochemical research of MG in complex with heparin was studied on MFE by cathodic voltammetry with constant-current potential sweep ($W = 80$ mV/s) in potential range from 0.0 V to -1.2 V. In the 0.05 M potassium tetroxalate buffer solution with pH 1.65 MG had a well-defined peak of electroreduction at -0.46 V. In the study of the electrochemical properties of MG in complex with heparin, in addition to the signal from the dye at $E = -0.46$ V, the second signal at $E = -0.87$ V was found. Increasing the concentration of heparin in the solution led to decrease of signal intensity at $E = -0.87$ V (Figure).

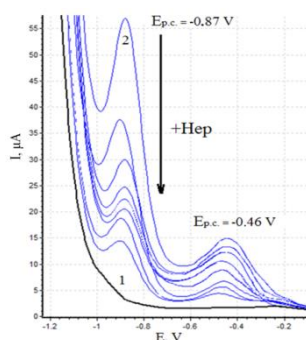


Fig. Voltammograms of reduction of complex MG-Hep depending on the concentration of heparin in the cell. 1 - background curve; 2 - $1.0 \cdot 10^{-3}$ mol/dm³ malachite green with heparin sodium in volume from $3.9 \cdot 10^{-4}$ mg/ml to $3.9 \cdot 10^{-3}$ mg/ml. $W = 80$ mV/s, pH 1.65

The optimum conditions for the electrochemical determination of heparin in dosage form using malachite green were picked up. Influence of auxiliary components of the heparin dosage form on the electroreduction of the complex malachite green-heparin (MG-Hep) was investigated. The area of rectilinear dependence was kept in the range of heparin concentration (taking into account the activity of a medicinal form) from $3.9 \cdot 10^{-4}$ mg/ml to $3.9 \cdot 10^{-3}$ mg/ml.

This work was financially supported by the Ministry of Education and Science of Russian Federation project "Science".

References

1. Bekrovsky A. L., Sergeeva E. V., Suvorov A. V., Kozlov A. A. Methods of determination activity of heparin. // RENAM, Moscow – 2011. – P.15.
2. Hong Ping GUO, Cheng Zhi HUANG, Jian LING. Resonance Light Scattering Imaging Determination of Heparin. Chinese Chemical Letters. – 2006. – Vol. 17. – No. 1. – P 53-56.
3. Hongjian Wang, Yusheng Wang, Chongqiu Jiang. Fluorimetric Study of the Interaction Between Heparin and Norfloxacin-Terbium Complex and its Application. // Analytical Letters. – 2005. – № 38. – P. 167-178.
4. Ji. S.L., Zhang, T.M. Advanced studies on heparin and low molecular weight heparins // Chin. J. Biochem. Pharm. — 1996. – Vol. 5. – P. 216.
5. Khokhlov. V.Yu., Selemenev V. F., Khohlova O. N., Shcherbinin R. L // Pharmaceutical Chemistry Journal. – 1999. – Vol. 33. – № 8. – P. 450-451.
6. Limtiaco, J.F.K.; Jones, C.J.; Larive, C. K. Characterization of Heparin Impurities with HPLC NMR Using Weak Anion-Exchange Chromatography. // Anal. Chem. – 2009. – Vol. 81. – No. 24. – P. 10116–10123.
7. Linhardt R.J. et al. Isolation and characterization of human heparin // Biochemistry. – 1992. – № 31. – P. 12441–12445.
8. Pharmacopoeia committee of ministry of Health of People's Republic of China. Pharmacopoeia of the People's Republic of China (Part 2), Appendix 98, People Wealth Press: Peking, China. – 1985.
9. Rahul P. Patel, Christian Narcowicz, Joseph P. Hutchinson, Emily F. Hilder, Glenn A. Jacobson. A simple capillary electrophoresis method for the rapid separation and determination of intact low molecular weight and unfractionated heparins. // J. of Pharmaceutical and Biomedical Analysis. – 2008. – Vol. 46. – P. 30-35.
10. Rizk M. et al. (1995): Spectroscopic Determination of Heparin Sodium Using Europium (III) as a Probe Ion, Spectroscopy Letters. // International Journal for Rapid Communication. – 1995. - № 28 (8). P. – 1235-1249.
11. Robert Piech, Beata Paczosa-Bator, Katarzyna Golen. Study on Heparin Determination Using Cathodic Stripping Voltammetry. // Int. J. Electrochem. Sci. – 2012. – № 7. – P. 5122 – 5132.
12. Tzong-Jih Cheng, Tsun-Mei Lin, Hsien-Chang Chang. Physical adsorption of protamine for heparin assay using a quartz crystal microbalance and electrochemical impedance spectroscopy. // Analytica Chimica Acta. – 2002. – Vol. 462. – Issue 2. – P. 261–273.
13. Vishenkova D. A., Korotkova E. I., Dorozhko E. V. Voltammetric Determination of Heparin in the Complex with Methylene Blue Dye. // Fundamental Research. – 2013. - № 8-3. - P. 561-564.

Круглый стол

ПАТРИОТИЗМ. МОЛОДЕЖЬ. СОВРЕМЕННОСТЬ. (К 70-летию Великой Победы)

ПАТРИОТИЧЕСКОЕ ВОСПИТАНИЕ МОЛОДЕЖИ НА ПРИМЕРЕ ПОДВИГОВ НАЦИОНАЛЬНЫХ ГЕРОЕВ РОССИИ

Г. М. Иванова, доцент

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

Два чувства дивно близки нам –
В них обретает сердце пищу –
Любовь к родному пепелищу,
Любовь к отеческим гробам.

.....
.....
Животворящая святыня!
Земля была без них мертва.

А. С. Пушкин

Слова А. С. Пушкина очень точно выражают для нас сегодня самое главное и важное, что было утрачено в последние двадцать пять лет в России в годы перестройки и реформаторства, - это любовь к своей Родине, к Отечеству.

На наш взгляд, поднять и укрепить Россию в будущем помогут три главных условия: 1) сохранение науки (а значит на базе науки создание новых высоких технологий на производстве); 2) сохранение и воспитание интеллектуального потенциала России (т.е. интеллектуальных возможностей молодого поколения); 3) условие - гражданское самопознание населения и, прежде всего, молодежи – будущего России, его любовь к своей стране, народу, преданность Отечеству (это поможет задержать утечку «мозгов» из Росси на Запад).

Ведь, что такое патриотизм? Патриотизм – одно из самых глубоких, неистребимых и священных чувств человека. Происходит это понятие от греческого слова *patris* – Родина, Отечество. Под патриотизмом подразумевается любовь человека к своей Родине, его привязанность к местам, где он родился и вырос, готовность приложить необходимые усилия для процветания и обеспечения независимости своего Отечества.

Патриотизм – это чувство безмерной любви к своему народу, гордости за него, и своих предков, это волнение, переживание за его успехи и горечи, за победы и поражения; любовь к Родине вызывает у человека необходимость встать на защиту своего Отечества в суровую годину для родной страны.



Рис. 1 Памятник «Родина-Мать зовет!» на Мамаевом Кургане

В наиболее тяжелые или радостные для народа годы я хорошо помню это чувство единения со всеми народами, это состояние особенно запомнилось мне в День Победы 1945 года. Он запомнился как самый счастливый день в моей жизни, как впрочем, и у всех это было всеобщее людское ликование, единение всех людей, знакомых и незнакомых, в необъятной громадной радости. Все казались друг другу в этой общей радости близкими и родными. Все люди обнимались, смеялись и плакали, радовались, стихийно бежали на площадь города поздравлять друг друга, угощали друг друга, чем могли в голодное военное и послевоенное время. Все стали единой дружной семьей, готовые делать друг другу только добро и нести всем только радость. Все люди казались добрыми и счастливыми, и в мире не было теперь больше зла. Такое возвышенное состояние и необыкновенную радость я испытал еще раз, когда полетел в космос Юрий Гагарин. Все люди прекратили работу и побежали в радости на площадь. Это тоже было всеобщее людское ликование, единение всех во всеобщей радости и гордости за свою страну. В стихийном радостном митинге все вместе шли по улицам: и рабочие, и руководители, и студенты, и их педагоги, и ректора, и проректора: мы были все большой единой страной, единой семьей. Когда после полета Ю. Гагарина я поехала в европейские страны я видела, как приветствовали нас с глубоким уважением и любовью народы Европы относились к нам, ведь мы были представители той страны, которая прорвалась впервые в космос. Я вспоминаю, с каким достоинством держались мы, как с гордостью говорили: «Мы из СССР», как мы гордились своей Родиной! И нам хотелось лучше и больше работать не только для себя, но и для страны, чтобы она была сильнее, богаче и лучше, и чтобы ее люди были добрее и лучше. Это очень сильное чувство, когда сливается воедино мое «я» и «мы» вместе со своей страной и ее народом. Именно поэтому мы выиграли Великую Отечественную войну и разгромили гитлеровский фашизм, освободили от него человечество.

Ведь что мы вкладываем в понятие «Родина»? Это территория, где человек родился, социальная и духовная среда, где он вырос, живет и воспитывается. Под большой Родиной подразумевается страна, где ты вырос, живешь, которая стала для тебя родной и близкой. Малая Родина – это место рождения и становления человека как личности. Народ говорит: «Родина – мать!», «Россия – матушка!», Любить Родину – это такое же чувство, как любить свою мать, отца, своих детей. Патриотизм т.е. любовь к своей Родине – это яркое проявление народного, национального самосознания, это общее народное мироощущение, общие жизненные ценности, отношение к людям, это отношение и любовь к родной природе, культуре, к родным народным песням и музыке, родной речи, искусству (песне, танцам, живописи, поэзии, кино, литературе), любимые и волнующие тебя, это любовь и гордость за своих Национальных Героев, их Подвиги, знания своей истории и уважение к ней. О понимании и ощущении Родины военным поколением очень точно сказала замечательная поэтесса – фронтовичка Юлия Друнина, в 16 лет ушедшая добровольцем на фронт, и прошедшая всю войну:

«О, Россия!
С нележкой судьбою страна...
У меня ты, Россия,
Как сердце, одна.
Я и другу скажу,
Я скажу и врагу -
Без тебя,
Как без сердца,
Прожить не смогу...»

Всем известно, что перестройка и контрреволюция 1991 – 1996 гг. растоптала нравственные и духовные ценности народа, разрушила и уничтожила великий Советский Союз. Для старшего военного поколения и для меня лично – это воспринималось, как личная трагедия. В 90-е годы с телеэкранов и радио обрушилась чуждая народу культура, невозможно было услышать ни одной русской песни, они были запрещены. Вместе с уничтожением национального достоинства растаптывалась и гражданское самосознание народа, очернялись его национальные святыни, Герои и их подвиги, страну захлестнула насаждаемая сверху американская низкопробная масс-культура, призванная изменить психологию молодежи, переориентировать нравственные ценности народа и изменить генетический код русского народа. Заменить коллективизм, общинность, свойственные русскому человеку на индивидуализм; взаимопомощь, сострадание на общество потребления; сделать у человека главной ценностью – деньги, ради которых не гнушаться ничем. Все, что свято русскому человеку обливалось грязью и сам он унижался и втаптывался в грязь, как никчемное существо. Было в этот период такое состояние людей, что ты находишься в оккупированной стране. Очень тяжело переносило это старшее военное поколение, многие из них не выдерживали и уходили из жизни... Ведь не за ту жизнь они воевали и погибали. В 90-годы армию и военное поколение, их погибших на полях войны братьев высмеивали и подвергали сарказму.

Истории известно, что народ, лишенный гражданского самосознания, не может защитить ни себя, ни Отечество. В таком случае народ и государство гибнут.

Ни для кого не секрет, что в этот период слова «Родина», «Отечество», «патриот» стали ругательными и тех, кто их произносил, немедленно подвергали саркастическому высмеиванию. Шло фальсифицирование истории страны двадцатого столетия, осквернялась национальная культура, искажались события и факты пересматривалась история Великой Отечественной войны, охаивались и очернялись имена Национальных Героев Советского Союза – Зои Космодемьянской, героев-молодогвардейцев Краснодона, 28 героев-панфиловцев, Александра Матросова и др. В Томске в школе №8 уничтожается Музей молодогвардейцев, убирают имя Олега

Кошевого с его памятника, у одной из школ сбрасывается бюст Алексея Лебедева – Героя-томича, повторившего подвиг Александра Матросова. В бывших в советское время детско-юношеских патриотических центрах были уничтожены слайд-фильмы о городах-Героях Великой Отечественной войны и подвигах их защитников; наряду с политической литературой в эти годы уничтожается и военно-патриотическая документальная и художественная литература о Героях Великой Отечественной войны и героическом подвиге советского народа в борьбе с фашизмом.

Во время этого вандализма мы в 1993 г. провели среди школьников г. Томска анонимный социологический опрос. Он дал потрясающие результаты. На наш вопрос: «Кто такая Зоя Космодемьянская?», нам отвечали: «Это певица рок-группы» или «Не знаем». На вопрос: «Кто такой Олег Кошевой?» следовал ответ – «это ученый» или «революционер». На вопрос «Как Вы оцениваете Победу Советского Союза в Великой Отечественной войне?», как правило, следовал ответ типа: «Как жаль, что немцы нам проиграли, сейчас бы мы пили баварское пиво и жили бы припеваючи, как немцы».

Молодежь не смогла ответить, что такое «фашизм» и что он нес человечеству и народам нашей страны. Они не знали, что такое «Хатынь» и что такое «Нюрнбергский процесс». Для некоторых Родина – это там, где больше платят и т.п.

Стало ясно, что калечится душа молодого поколения, ему навязывается чуждая русской культуре идеология, в которой главным идолом являются деньги, «делать деньги» любой ценой, приоритетными для них становятся стяжательство и нажива, индивидуализм, а такие понятия, как Родина, совесть, самопожертвование, сопереживание и помощь слабому, трактуются как химера, как «коммунистическая пропаганда», у молодых вырывают их исторические и генетические корни.

Все это грозило зомбированием населения, особенно молодежи, подобно тому, что было сделано на Украине, Прибалтике и в Польше. Там сегодня пересмотрена история Великой Отечественной войны, среди молодежи культивируется идеология фашизма, там рушат памятники Героям Великой Отечественной войны и ставят памятники нацистам – пособникам Гитлера типа Бандеры, там сегодня маршируют эсэсовцы и проводят факельные шествия молодые молодчики-неонацисты. Вместе с фашистской идеологией в этих странах сегодня процветает мракобесия и русофобия. На Украине сегодня идет гражданская война, к власти пришли фашиствующие элементы, с которыми борется часть украинского народа, в мире вновь запахло огнем Третьей мировой войны.

Увидев, чем грозит стране и нашему народу внедрение чуждой нам идеологии, мы с молодежью ТПУ в 1993 г. создали Молодежно-патриотический центр «Отечество», который действует и сегодня. Мы поставили задачу: восстановить справедливость: нельзя забывать и чернить Героев, которые пожертвовали собой, чтобы жили мы, последующие поколения, чтобы жила и процветала наша страна, чтобы счастливы были наши дети. Нельзя предавать своих Героев, своих отцов и дедов, своих предков. Начали мы с проведения молодежных олимпиад по теме: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.» и с творческого конкурса коллажей «Подвиг Героя бессмертен!».

Направление деятельности МПЦ «Отечество» следующее: изучение и пропагандирование среди молодежи материалов по теме:

1. Ратная слава России в ее тысячелетней истории.
2. Вклад России в мировую цивилизацию.
3. Подвиг советского народа по спасению мировой цивилизации и человечества от фашизма. Защита Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг..
4. Подвиг томичей в борьбе с фашистскими захватчиками в Великой Отечественной войне.
5. Вклад Национального исследовательского Томского политехнического университета в научно-техническое развитие страны.

Мы считаем, что воспитывать патриотизм у молодежи и знакомить ее с историей Великой Отечественной войны необходимо через судьбы и подвиги реальных Героев, поскольку в основном это были сильные, талантливые незаурядные личности. Воздание должного подвигам Героев Великой Отечественной войны – это один из сильных факторов патриотического воспитания молодежи. Нас, это группу молодежи и преподавателей ТПУ, в 90-годы поддержали областной и городской Совет ветеранов Великой Отечественной войны. Мы нашли единомышленников, которые нас поддержали в эти трудные 90-годы – это гороно г. Томска, руководство военного училища связи, а затем военно-медицинский институт и другие школьные и вузовские коллективы.

С 1994 по 1998 г. нам удалось организовать и провести городские олимпиады-викторины на тему: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне» среди старшеклассников г. Томска, среди учащихся техникумов, ПТУ, и курсантов военного училища связи. С 1996 г. по настоящее время ежегодно мы проводим университетские олимпиады среди студентов ТПУ по данной теме, уже десять лет как мы проводим ежегодно областные и региональные олимпиады среди студентов ВУЗов. Сегодня нас активно поддерживают и помогают нам администрация ТПУ, Областной Совет ветеранов, Совет ветеранов ТПУ.

В связи с актуальностью возникшей проблемы патриотизма сегодня создана «Государственная программа патриотического воспитания граждан РФ на 2011-2015 гг». Все олимпиады в стране «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне» мы проводим под девизом:

Что гибель нам,
Мы даже смерти выше,
В могилах мы построились в отряд
И ждем приказа нового...
И пусть не думают,

Что мертвые не слышат,
Когда о них
Потомки говорят.

Эти пророческие слова, сказанные лейтенантом Н. Майровым в 1941 г., погибшим в боях на Смоленщине, сегодня как никогда актуальны.

Олимпиады и конкурсы построены нами в виде музыкально-поэтических композиций. Сценарий составлен так, чтобы увлечь, заинтересовать и дать много новой интересной информации как участникам, так и болельщикам, заставить их задуматься, сопереживать и гордиться военным поколением молодежи 40-х годов. Мы стремимся, чтобы участники олимпиад сохранили в памяти бессмертный подвиг своих сверстников, отдавших свои жизни за нас с Вами, и это нам удастся. В заключении, в финале олимпиады звучит печальная траурная мелодия Шумана «Грезы». Ведущий юноша под торжественную мелодию читает «Реквием» Р. Рождественского:

Помните! Через года,
Через века – помните.
О тех, кто уже не придет
Никогда,
Помните!
.....
Памяти павших
Будьте достойны
Вечно достойны!

Под траурную мелодию и стихи, сменяя друг друга, с экрана смотрят на студентов-участников олимпиады юные прекрасные, одухотворенные лица молодых Героев, лица молодого военного поколения бессмертных, потому что бессмертны их подвиги. В завершении олимпиады минутой молчания почтим участников, память Героев, отдавшие жизнь за Родину, за нас с Вами.

Кроме интеллектуальных олимпиад и конкурсов, музыкально-поэтических и литературных конкурсов на историко-патриотическую тему молодежь – члены МПЦ «Отечество» выступают с презентациями в вузах, техникумах, кадетском корпусе о событиях Великой Отечественной войны, о подвигах Национальных Героев. Они проводят также социологические исследования и анализ отношения современной молодежи к событиям и Героям Великой Отечественной войны. Проводятся также лектории с демонстрацией документальных и художественных фильмов по истории России и Великой Отечественной войне. Кроме того, группа студентов МПЦ «Отечество» создала отряд «Память» по восстановлению памятников и мемориала погибшим войнам-политехникам по защите Москвы в Смоленском сражении в селе Верховье. Ребята организуют выставки творческих работ по Героям разных времен России к Дню Героев Отечества, проводят «Уроки мужества» в студенческой среде, изучают и собирают материалы по Великой Отечественной войне в архивах и музеях страны, активно участвуют, выезжают и печатаются на Всероссийских и региональных конференциях историко-патриотического направления, проводят встречи с ветеранами войны и оказывают посильную помощь ветеранам Великой Отечественной войны.

Положительным в этой многогранной работе является то, что большую роль в организации и проведении всех мероприятий играет молодежь – студенты, аспиранты, молодые ученые и молодые научные сотрудники ТПУ. Они – ведущие, они компьютеризировали весь сценарий финалов олимпиад и конкурсов, они создали музыкальные и световые эффекты, они сами технически обслуживают олимпиады, конкурсы и выставки, для участников готовят памятные подарки и призы, они ведут судейство и секретариат, проверяют и оценивают творческие работы участников. Эти ребята – настоящие патриоты, замечательные и увлеченные люди.

В процессе социологического опроса участников олимпиады мы задаем вопрос: «Какие качества, на ваш взгляд были присущи молодежи 40-х годов, которые помогли им победить в Великой Отечественной войне? Есть ли эти качества у современной молодежи?» И почти все респонденты отвечают в таком духе: «Качества молодежи 40-х годов – это любовь к Родине, самоотверженность, мужество, честность, преданность народу и Родине, готовность к самопожертвованию, дружба, коллективизм» И почти все они отвечают, что у сегодняшней молодежи этих качеств нет, за исключением небольшого числа опрошенных. Они отмечают в своих ответах, что сегодня у молодежи иные ценности ориентации – это рационализм, индивидуализм, меркантильность. И делают вывод: если бы сегодня такой мощи удар был нанесен по стране, как в 1941 г., сегодняшняя молодежь не смогла бы защитить Отечество! Это слова и выводы самих молодых сегодня!

И над этими словами нам всем надо задуматься! Мы это видим и сами, когда работаем с большой массой молодежи. Слой высоко нравственных, духовно богатых, патриотически настроенных ребят сегодня очень мал, сегодня молодежь крайне мало знает о Великой Отечественной войне и ее Героях, некоторые из них считают, что немцы дошли до Урала и т.д. В чем причина такого беспамятства – это разрушение в 90-годы наших национальных святынь, фальсификация нашей истории в XX столетии и фальсификации истории Второй мировой войны.

Приведем такой пример. Нами создана фильмотека о Героях Великой Отечественной войны и героических событиях военных лет. Мы показываем эти фильмы в большой студенческой аудитории. Перед просмотром проводим подготовительную беседу, стремясь настроить аудиторию на просмотр этих замечательных фильмов. И затем во время просмотра внимательно наблюдаем за реакцией молодых, за их поведением, настроением. И честно скажем, что часто это печальная картина: молодое поколение в основной

своей массе равнодушно даже к самым трагическим событиям войны и ее Героев. Молодое поколение сегодня искалечено духовно, значительная ее часть.

Патриотическая тематика, воспитывающая у молодого поколения любовь к Родине, готовность защищать Отечество в трудный для страны час была выброшена в 90-годы XX века. Как из школьной программы и учебников, также исключена и из вузовской программы, бесследно она исчезла из литературы, кино, театра, живописи. В 90-годы государство сняло с себя обязанность за воспитание, в том числе патриотическое среди молодежи. Образовавшийся вакуум заполнили пропагандой насилия, эгоизма, равнодушия, жестокости, цинизма, индивидуализма, немотивированной агрессией. Против русского народа во всю мощь стала вестись информационная война, уничтожающая Память народа.

Патриотическое чувство у человека вызывает органическую связь со своим народом, связь поколений. Это чувство вызывает в душе у человека живой интерес к своей истории, своей культуре, к своим Национальным Героям. Такой человек безразличен к тому, что происходит с нашими людьми, чувствовать, страдать, осознавать. Может ли это чувствовать и ощущать молодой человек в современной России? Далеко не все, по социологическим вопросам – это ничтожная часть. Жизнеспособность любого государства зависит от идеи, способной соединить граждан, ориентировать их на высоконравственное поведение, на любовь к Родине и ее народу, на стремление ее укрепить и защитить. Такой объединяющей силой в СССР была коммунистическая идея. Непримируемый критик русского коммунизма известный историк Н.А. Бердяев однако, призывал: «Народные массы были дисциплинированы в стихии русской революции через коммунистическую идею, через коммунистическую символику. В этом бесспорная заслуга коммунизма перед русским государством. России грозила полная анархия, анархический распад; гибель России была остановлена коммунистическими Советами, которые нашли лозунги, с которыми согласился и которые принял народ.» В 90-годы эта идеология была растоптана, в чем немалую роль сыграла российская либеральная интеллигенция. Создать же новые благотворные идеи, которые бы поддержал народ, современные идеологи не способны и сегодня заполнить возникший идеологический вакуум, в котором находится страна уже 25 лет, они не могут. Это и привело к отсутствию национальной идеи, отсутствию гражданско-патриотического воспитания в стране. В конце концов, **отсутствие гражданско-патриотического и нравственного воспитания молодежи начинает осознаваться руководством страны как проблема национальной безопасности.** Об этом начали говорить в «Доктрине информационной безопасности РФ» в 2000 г. Наконец-то создается Государственная программа «Патриотическое воспитание граждан РФ на 2001 – 2005 – 2010 годы», Государственная программа «Патриотическое воспитание граждан РФ на 2011-2015 годы от 27.10.2010 г. Но делается в целом для этого сегодня крайне мало. В школах и в ВУЗах не введены до сих пор в учебные программы материалы по истории Великой Отечественной войны и борьбы советского народа по освобождению человечества от фашизма; не выпущено ни одного патриотического фильма за исключением «Брестская крепость» совместно с Белорусфильмом, тогда как экраны по-прежнему заполнены фильмами с бессмысленными жестокостями, постельными картинками; не сложено ни одной песни, которая вселяла бы гордость за современную Россию. Глубокую горечь вызывает тот факт, что современная молодежь не знает своих Национальных Героев, фамилии полководцев и основных событий Великой Отечественной войны. Надо приложить максимум усилий, чтобы восстановить Память народа, гордость за свою страну в прошлом, любовь к своему Отечеству и стремление поднять Россию с колен, укрепить ее, чтобы она вновь стала сильной.

Необходимо разработать высокие национальные идеи, которые бы были привлекательны, приняты и поддержаны народом. Сегодня идет сражение за душу молодых и проиграть его никак нельзя, в этом залог будущего России.

ВО ИМЯ ЧЕГО Я СРАЖАЛАСЬ С ФАШИЗМОМ?

Е.С. Коготкова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В августе 1939 года Гитлер говорил председателю лиги наций: «Все что я предпринимаю направлено против России. Если Европа столь глупа, что этого не понимает, то я вынужден сначала покорить Европу, а уж потом разгромить Советский Союз». А 1 августа 1940 года Гитлер объявил на совещании в своей ставке: «Россия должна быть ликвидирована» Покорив 12 европейских государств фашистская Германия 22 июня 1941 года напала на Советский Союз.

Советский народ живой стеной вышел на защиту своей социалистической родины. Началась Великая отечественная война, длившаяся 1418 дней и ночей, и завершившаяся полным разгромом агрессора. В результате Великой Отечественной войны Советский союз: а) отстоял свою Свободу; б) сохранил территориальную целостность страны; в) спас человечество от фашизма. Фашизм – это реакционное политическое течение, возникшее как ответная реакция на революционный социальный подъем трудящихся масс. Захватив власть фашизм стал опаснейшим врагом всего прогрессивного человечества. Приход фашизма к власти означал не просто изменение формы классового господства: буржуазная демократия уступила место открытой террористической диктатуре. Важнейшие черты фашизма – воинственный антикоммунизм, шовинизм, расизм, политическая демагогия. Методы борьбы – самые жестокие, самые изощренные формы насилия. Важнейшая политика фашизма – политика империалистических захватов.

Наши идейные противники на протяжении всех 70 лет стараются исказить ход Великой отечественной войны, уменьшить роль советского Союза в борьбе против Германского фашизма. Каких только мифов о ходе войны не существовало как вне, так и внутри страны. Чего только стоит утверждение что не фашистская Германия напала на Советский союз, а Советский Союз напал на Германию. И подобных легенд не счесть. Странно слышать во время празднования 70-летия нашей Великой победы от некоторых соотечественников слова: «А чем нам гордится-то, что 27 миллионов погибли?». Пора бы уже Российскому народу знать, что у воюющих стран людские потери в сражениях были примерно одинаковыми. Германия вместе с союзниками потеряла в сражениях второй мировой войны более 15 миллионов человек, из них на советско-германском фронте – 8,6 миллионов человек. Безвозвратные людские потери Советских войск в сражениях 9 миллионов человек. А восемнадцать миллионов человек – это гибель гражданского населения: а) от бомбардировок Российских городов и сел; б) в немецких концлагерях и «фабриках смерти»; в) от целенаправленной ликвидации населения на оккупированной территории (сжигание целых деревень со всем населением, уничтожение в душегубках и т.д.). Гитлер поставил перед собой цель физического уничтожения народов нашей страны. У каждого немецкого офицера была при себе книжка, содержащая «12 заповедей обращения с русскими». В ней в частности говорилось: «Вы должны сознавать, что являетесь представителями Великой германии. В интересах немецкого народа вы должны применять самые жесткие и самые безжалостные меры. Надо убивать всякого русского. Не останавливаться, если перед тобой старый человек, женщина, мальчик или девочка». Гитлер говорил: «Совесть – это химера. Я освобождаю Вас, немецкие солдаты от этой унизительной химеры».

Перед войной я проживала в Солнечногорске. Это небольшой город в 60 километрах от Москвы. 25 ноября 1941 года Солнечногорск был оккупирован немцами. Мы с родителями уходили из города, в надежде переждать оккупацию в деревне. 5-6 декабря 1941 года началась историческая битва за Москву. 12 декабря Солнечногорск был освобожден. Мы вернулись домой. Встречает меня сосед и спрашивает: «А ты мозга-то видела?». Я спрашиваю: «Какие мозги?». «Обычные человеческие» - отвечает мне сосед. Я говорю: «Где я их увижу?». А мне отвечают: «Пойдем покажу». И дальше сосед рассказывает, что он ночью вышел на улицу и видит, что выходит из нашего дома немец, несет за ножку плачущего маленького ребенка. Проходит несколько шагов, разворачивается и силой бьет ребенком об угол дома. Серый комочек мозгов так и примерз к дереву. Бездыханное детское тельце выбросил в сугроб, как ненужный хлам.



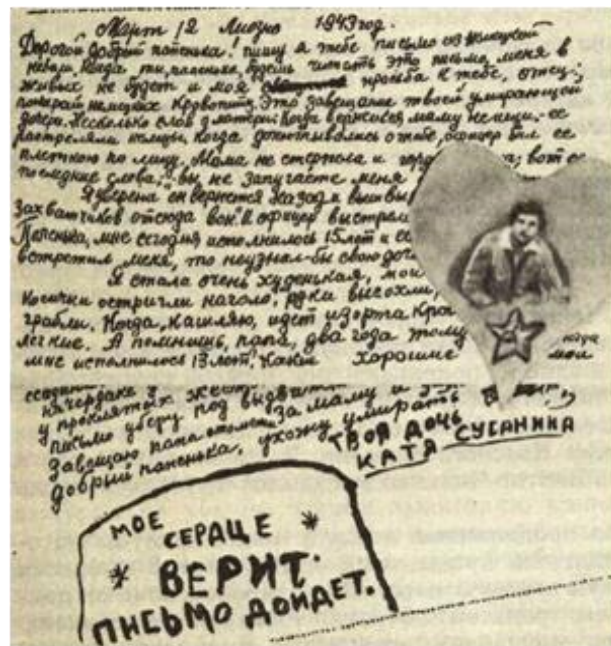
Е.С. Козоткова перед отправкой на фронт.

После того. Что я увидела в оккупации, я ушла добровольцем воевать, хотя мне было всего 16 лет, я была еще школьницей.

При отступе с оккупированной территории немцы использовали тактику выжженной земли. В частности, при отходе с территории Белоруссии и Украины в приказе Гитлера предписывалось: «Там не должно оставаться ни одного человека, ни одной головы скота, ни одного центнера зерна, ни одного рельса, чтобы не остались в сохранности ни один дом, ни одна шахта, которая не была бы выведена на долгие годы из строя, чтобы не осталось не одного колодца, который не был бы отравлен». Противник (то есть мы) должен найти только сожженную и разрушенную до основания страну.

Злодеяния гитлеровцев вызвали мощный патриотический порыв нашего народа. За годы войны свыше 20 миллионов человек подали заявления о добровольной отправке на фронт. Любовь к Родине рождала массовый героизм на фронте и в тылу. Гитлер рассчитывал что под натиском его войск многонациональное социалистическое государство разрушится как «карточный домик». А на самом деле многонациональный советский народ еще сильнее сплотился в минуту смертельной опасности. Каждый из более чем ста народов, населявших Советский Союз, как национальную задачу воспринял защиту государственного единства, как свой личный долг перед Отечеством.

12 мая 1942 года Гитлер говорил – «Цель моей восточной политики заключается в том, чтобы заселить эту территорию, по крайней мере 100



Начало и конец письма 15-летней девочки Кати Сусаниной отцу.

миллионами людей германской рассы). Уцелевших от уничтожения русских расселить в Южной Америке и Африке, 65% украинцев выселить в Сибирь, 75% белорусов выселить с занимаемых ими территорий, остальные 25% белорусов подлежат онемечиванию, которые будут работать в качестве рабов. О населении прибалтийских республик Гитлер говорил: «Эти народы должны знать, что они имеют единственное право на существование – быть полезными нам в экономическом отношении». Итогами намерений Гитлера было: «Немецкие поселения распространяются до Дона и Волги, как я надеюсь, и до Урала».

При освобождении белорусского народа Лиозно нашей 134 стрелковой дивизии случайно при разрушении кирпичной кладки печи в одном из домов был найден желтый конверт, прошитый нитками. В нем оказалось письмо белорусской девочки кати Сусаниной, отданной в рабство гитлеровскому помещику. Доведенная до отчаяния, в день своего рождения – 15 летия, она покончила жизнь самоубийством. Перед смертью она написала последнее письмо своему отцу. Мы это послание немедленно передали в газету. Вот это письмо (фото №2)

Этим надеждам Гитлера не суждено было сбыться. Разгром фашистской германии был предопределен преимуществами социалистической экономики, которая в условиях войны оказалась более эффективной, чем экономика Германии. Если в начале войны у Германии было двойное превосходство не только в людской силе (5,5 млн. человек против 2,8 млн. человек), но и в технике, то уже в конце 1942 года наша промышленность производила военной продукции в 2 раза больше, чем германия с союзниками вместе взятые. Важную роль в обеспечении победы сыграло руководство страны, создавшее единство фронта и тыла, проводившего политику под лозунгом «Все для фронта, все для Победы!». В ходе войны были не раз продемонстрированы выдающиеся достижения советского военного искусства. Всему миру стали известны имена знаменитых полководцев: Г.К. Жукова, А.М. Василевского, К.К. Рокоссовского, В.И. Чуйкова, И.Д. Черняховского, Л.А. Говорова, Н.Ф. Ватутина и многие другие.

70 лет прошло с момента окончания войны, но время невластно над героикой прошлого. Наоборот, «Большое видится на расстоянии». Чем дальше уходит от нас события тех лет, тем ярче сияет подвиг советского народа.



Выступление Е.С. Козотковой перед студентами ТПУ (2015 г.).

Георгий Константинович Жуков говорил: «Празднуя Победу, мы всегда будем вспоминать, какие качества нашего народа помогли одолеть врага. Терпение. Мужество. Величайшая стойкость. Любовь к Отечеству. Пусть эти проверенные огнем войны качества всегда нам сопутствуют. И всегда победа будет за нами».

Краткая справка:

Е.С. Козотков в 16 лет со школьной скамьи ушла на фронт. На фронте добровольцем воевала с 1941 по 1942 г.г., орденосец. После войны закончила МГУ, защитила кандидатскую диссертацию. Кандидат экономических наук. Всю жизнь проработала в Томском политехническом университете доцентом.

ЧТО ЗНАЮТ СТУДЕНТЫ О ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ? (ПО ИТОГАМ СОЦИОЛОГИЧЕСКОГО ОПРОСА)

А.В. Анисимов, аспирант

**Научный руководитель доцент Г.М. Иванова
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, г. Томск, Россия**

Приближается 65-летие Победы советского народа над фашистской Германией, спасшей народы мира от фашизма. 22 июня 1941 г. без объявления войны на территорию СССР вторглась фашистская Германия. Так началась Великая Отечественная война.

Фашизм нёс советским народам гибель и рабство. Гитлеровцы воевали под лозунгом: «Русский должен умереть, чтобы жили мы» по принципу: «Перед нами всё цветёт, за нами всё горит».



Рис.1 – Начало Великой Отечественной войны 1941г.

О Москве Гитлер сказал: «Столица русских должна быть окружена так, чтобы ни один житель – будь то взрослый или ребёнок – не мог её покинуть! Там, где стоит Москва, должно возникнуть море, которое навсегда скроет от цивилизованного мира столицу русского народа». Ленинград и другие города СССР фашисты тоже намеревались стереть с лица Земли вместе с населением. Славянским народам, и прежде всего русскому народу, было уготовано уничтожение. Всё это было предусмотрено в генеральном плане «Ост», разработанном главным имперским управлением безопасности под руководством Гимmlера.

Чтобы противостоять этой разрушительной фашистской машине, которая покорила все страны Европы и обрушилась на нашу страну, потребовалась мобилизация всех сил, нечеловеческое напряжение, полная самоотдача населения всей страны, героизм, мужество и самопожертвование лучшей части народа, чтобы не только отстоять свободу и независимость нашей Родины, но и разгромить зверя – фашизм – в его логове – в Берлине и спасти не только себя, но и всё человечество и цивилизацию от гибели.

Победа далась дорогой ценой. Советский народ потерял в Великой Отечественной войне 27 млн человек, из них замучено фашистами мирных жителей более 7 млн, истреблено около 6 млн. советских военнопленных, 4 млн юношей и девушек было угнано в рабство в Германию, многие там погибли. Убитые в боях, умершие от ран, пропавшие без вести составили более 8 млн. человек. Разрушены сотни советских городов, свыше 70 тысяч деревень сожжено и уничтожено, остались без крова более 25 млн человек. Вся европейская часть страны лежала в развалинах.

В канун трагической даты 22 июня в 2014 г. мы провели социологическое исследование среди студентов нашего университета, посвященное теме Великой Отечественной войны.

Предметом нашего исследования стало выяснение того, что знают студенты – молодые россияне, правнуки солдат Великой Отечественной войны о событиях Великой Отечественной войны, что знают они о фашизме, и что он нам нёс.

В исследовании приняли участие 100 студентов Томского политехнического университета от 17 до 24 лет. Результаты получились следующие.

Отказались отвечать на вопросы 10 человек, заявив, что данная тема их не интересует. Они составили 10 % от опрошенных.

На вопрос о дате и окончании Великой Отечественной войны получены следующие результаты: 83 человека написали, что война началась в 1941 г. и закончилась в 1945 г. 6 человек не смогли ответить на этот вопрос. В одной из анкет было указано, что война началась в 1942 году. Точную дату – 22 июня 1941 г. и 9 мая 1945 г. назвали лишь 11 респондентов (рис. 2).

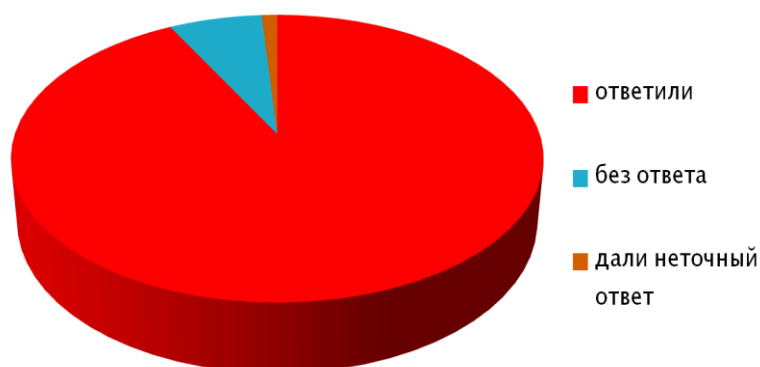


Рис.2 - Даты Великой Отечественной войны

Следующий вопрос звучал так: «Какая страна начала военные действия?». 85 человек ответили: «Германия», 4 респондента не смогли ответить на этот вопрос. Один из опрошенных назвал Австрию как страну-агрессора. (рис. 3).

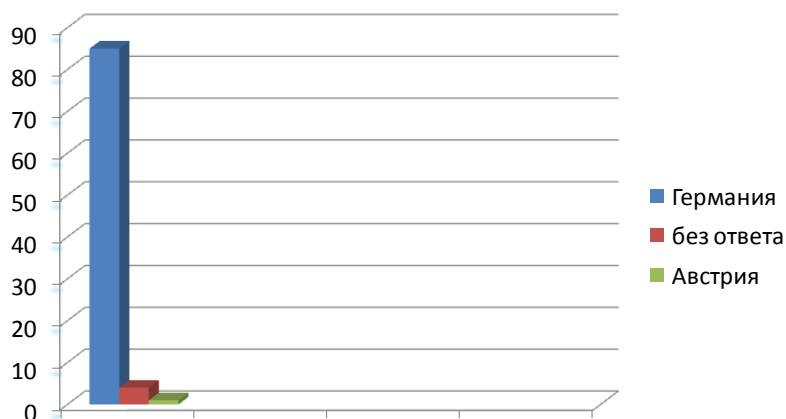


Рис.3 - Какая страна начала военные действия?

Фамилию и имя политического лидера Германии - Адольф Гитлер – вспомнили 82 респондента; 8 человек не смогли ответить на этот вопрос (рис. 4).

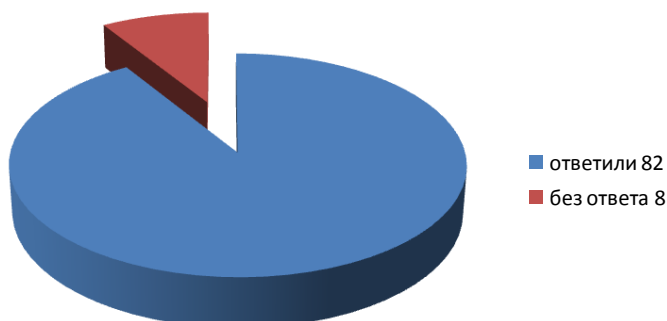


Рис. 4 - Назовите фамилии политического лидера Германии

Правильно назвать Верховного Главнокомандующего Советского Союза – И.В. Сталина - смогли 66 человек (66 % от опрошенных). 8 студентов назвали Г.К. Жукова, 16 человек не смогли ответить на этот вопрос (рис. 5).

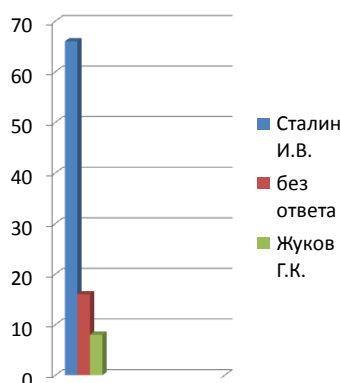


Рис. 5 - Назовите имя Верховного Главнокомандующего Советского Союза

При ответе на вопрос: «До каких районов нашей страны дошли немецкие захватчики, оккупировав территорию СССР?» - 30 % студентов ответили: «Не знаю», 48 % сказали - «До Москвы», 3 % - «До Урала», 5 % уточнили, что немцы вышли к Волге, 1 заявил, что подошли к Курску. Лишь три студента дали более точный ответ: «Захватчики дошли до Москвы, Ленинграда, Сталинграда и вышли к Кавказу» (рис. 6).

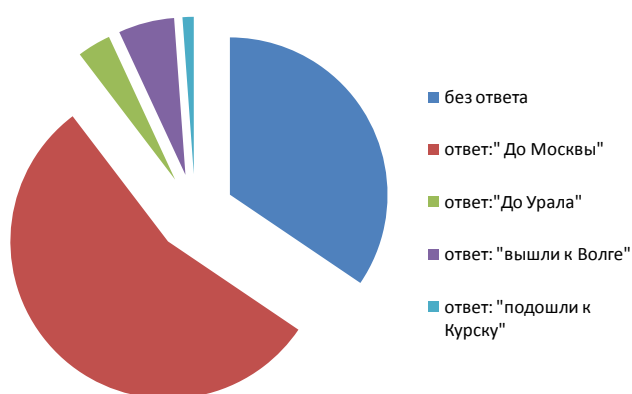


Рис. 6 - До каких районов дошли немцы, оккупировав СССР?

На вопрос: «Какие страны покорила фашистская Германия во II Мировой войне?» 44 % ответили, что не знают. Правильный и полный ответ дать не смог никто. У остальных 46 опрошенных были лишь попытки ответа типа: «Польша» (16 %), «Франция» (5 %), «Чехословакия» (3 %), «Бельгия» (2 %), «Австрия» (1 %). У остальных 19 опрошенных ответы были необычные – «Египет», «Испания, Италия», «Голландия, Румыния», «Венгрия», «Финляндия», т.е. большинство из данных опрошенных занесли союзников Германии в список поработанных гитлеровцами стран (рис. 7).

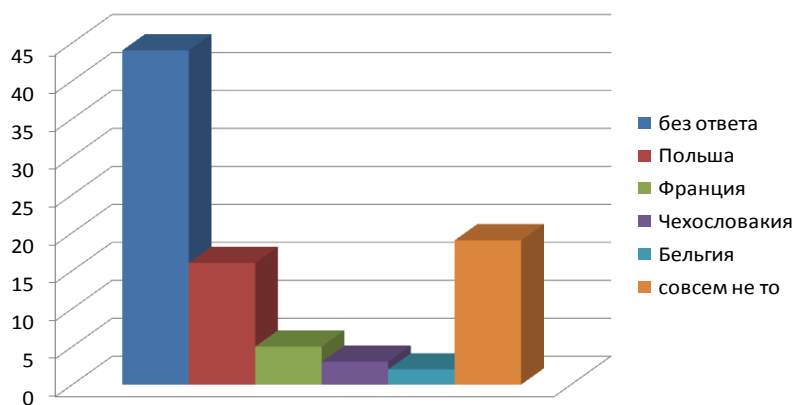


Рис. 7 - Какие страны покорила фашистская Германия?

В ответах на вопрос о странах-союзниках СССР в борьбе с немецкими оккупантами 42 респондента указали: США или США и Англия, часть к указанным выше добавили ещё Францию. 48 % не знают ответа на этот вопрос (рис. 8).

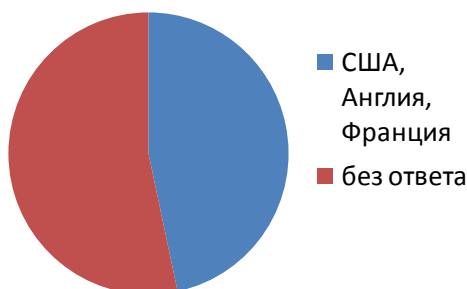


Рис. 8 - Укажите страны – союзники СССР в борьбе с фашистами

Следующий вопрос звучал так: «Какие решающие битвы Великой Отечественной войны Вам известны?». На него не смогли ответить 22 %. В остальных 78 ответах респондентами были указаны: «Битва под Москвой» (24 %), «Сталинградская битва» (22 %), «Курская битва» (20 %), «Оборона Ленинграда» (11 %). Один ответ оказался довольно странным – «Полтавская битва» (рис. 9).

На вопрос «Каких военачальников СССР, сыгравших большую роль в Победе в Великой Отечественной войне Вы можете назвать?» были получены следующие ответы: 22 % назвали Г.К. Жукова и К.К. Рокоссовского, 20 % респондентов вспомнили только Г.К. Жукова; один студент назвал А.М. Василевского и один – И.С. Конева. Кроме того, у некоторых были необычные ответы на вопрос: А.Суворов, Берия, Морозов, Потёмкин, Нахимов, Покрышкин. 40 % не дали никакого ответа (рис. 10).

Имена известных Героев Великой Отечественной войны не смогли назвать 84 % из опрошенных студентов; лишь 6 респондентов вспомнили по одному имени: 2 студента назвали З.Космодемьянскую, 1 студент - А. Матросова, 1 студент – Н. Гастелло, 1 студент -героев-панфиловцев (без указания имен). Лишь один человек назвал 3-х Героев – З. Космодемьянская, М. Джалиль, М. Казей (рис. 11).

На вопрос: «Что такое фашизм и что он нёс народам СССР?» не ответили 24 % респондентов, что очень печально. Некоторые ответы опять-таки оказались весьма странными. В частности, ответы были такие: «Фашизм освободил от СССР страны Балтии», или «Фашизм – это беды. Однако...можно извлечь и пользу - благодаря войне, развязанной фашистами, некоторые страны стали сильнее, усилив свою оборону» (2 % ответивших).

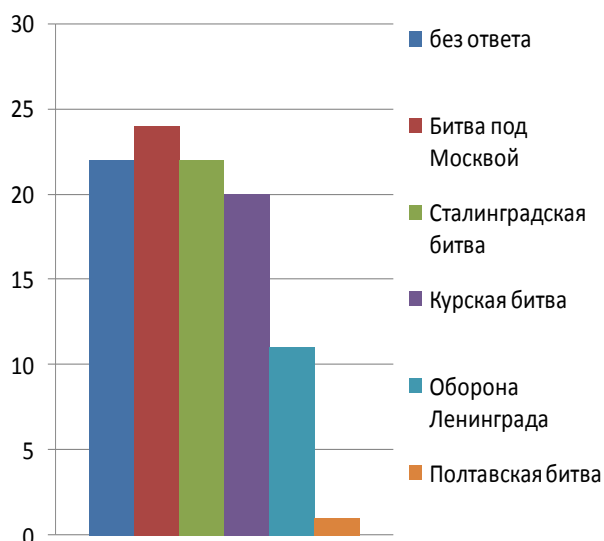


Рис. 9 - Назовите решающие битвы в Великой Отечественной войне



Рис. 10 - Назовите военачальников СССР, сыгравших большую роль в Победе Великой Отечественной войны

Остальные 74 % опрошенных в общих чертах и очень поверхностно, но всё же ответили верно. В частности, 10 % пояснили, что фашизм – это идеология расового превосходства арийской расы над остальными нациями, нёсшая всем народам мира и СССР порабощение и уничтожение, а 64 % отметили, что фашизм – это война, горе, смерть, слёзы, беды, страх, потеря близких, разруха, голод (рис. 12).

На вопрос: «Кто из Вашей семьи принимал участие в Великой Отечественной войне?» последовали такие ответы: 5 респондентов ответили, что их близкие не участвовали в Великой Отечественной войне, 85 % опрошенных заявили, что их дед или прадед принимал в ней участие, двое указали, что их дедушка и бабушка – участники войны, трое отметили, что многие их родственники погибли на полях сражений в эту войну, 10 % на вопрос не ответили (рис. 13).

На вопрос: «Какие книги Вы прочитали о Великой Отечественной войне?» мы получили следующие ответы. 82 % опрошенных ответили, что таких книг они не читали, лишь 6 % перечислили такие произведения, назвав одно или два из них, как «Молодая Гвардия» (А. Фадеев), «Живые и мёртвые» (К. Симонов), «А зори здесь тихие» (Б. Васильев), «Они сражались за Родину» и «Судьба человека» (М. Шолохов), «Звезда» (Э. Казакевич). Два ответа были абсолютно неверными: студенты причислили романы «Гранатовый браслет» (А. Куприн) и «Война и мир» (Л. Толстой) к произведениям о Великой Отечественной войне 1941-1945 г.г. (рис. 14).

Перечислить фильмы, которые студенты смотрели о Великой Отечественной войне, смогли лишь 28 %. Были названы фильмы: «А зори здесь тихие» (14 человек), «В бой идут одни старики» (4 человека), «Семнадцать мгновений весны» (4 человека), «Звезда» (2 человека), «Молодая Гвардия» (2 человека), «Мы из будущего» (2 человека), «Судьба человека» (1 человек). Кроме этого, были названы комедия «Девчата», не имеющая ничего общего с Великой Отечественной войной, и кинофильм «Поднятая целина» (по М. Шолохову), рассказывающая о строительстве колхозов в первые годы коллективизации. 72 % опрошенных не смогли назвать ни одного фильма (рис. 15).

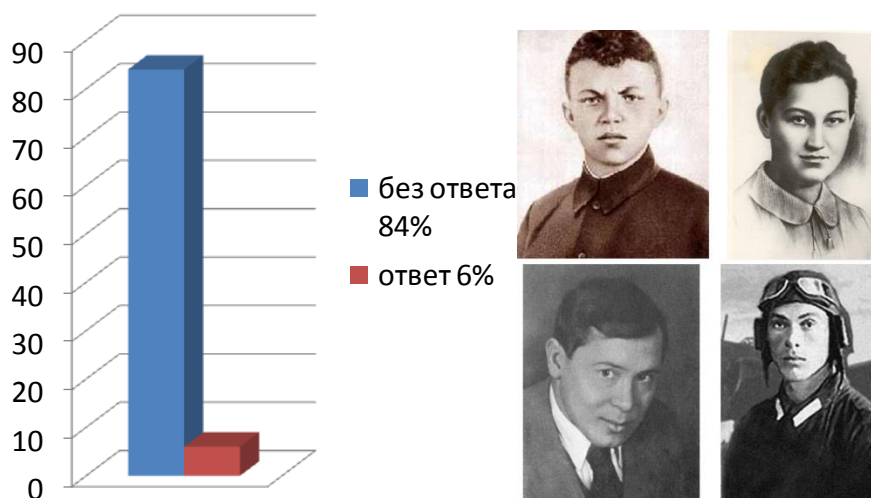


Рис. 11 - Назовите Имена известных Героев Великой Отечественной войны

На вопрос: «Откуда Вы черпаете информацию о Великой Отечественной войне?» респонденты отвечали: «Из СМИ – телевидения, интернета, из кинофильмов, от знакомых» (42 %), лишь 6 человек сказали, что узнавали о войне из рассказов родственников и родителей и 3 человека ответили, что в школе на уроках истории (что является, на наш взгляд, очень плачевным результатом). Остальные 52 % не ответили на этот вопрос (рис. 165).

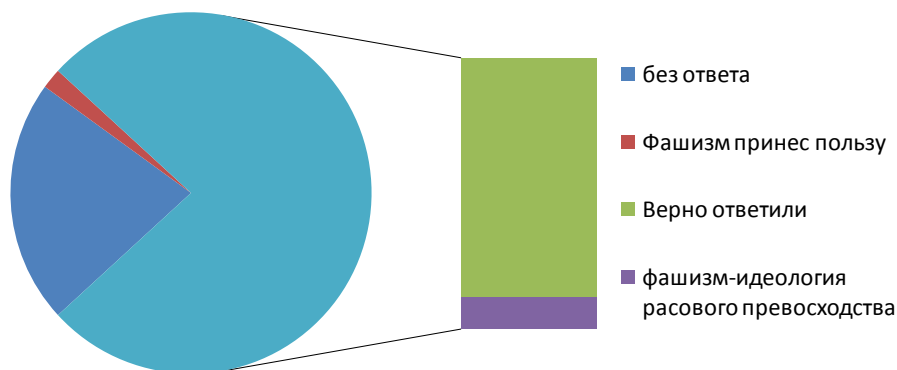


Рис. 12 - Что такое фашизм и что он нёс народом СССР?

Проведённый нами опрос показал, что знания студентов ТПУ о столь важном событии в истории страны, как Великая Отечественная война, плачевны.

Несмотря на то, что большинство опрошенных – это внуки и правнуки ветеранов Великой Отечественной войны, они мало что знают о героических событиях тех дней. Откуда им знать? Молодёжь уже трёх поколений, начиная с 90-ых годов была лишена воспитания гражданского самосознания. В школе и в университете в учебных программах по истории России такая важная тема как Великая Отечественная война фактически отсутствует, преподаватели не знакомят студентов со столь важной страницей в истории страны. Большинство кураторов ТПУ также не проводят работу в студенческих группах по гражданскому воспитанию и формированию в студентах любви и уважения к своему Отечеству. Старостат ТПУ практически не работает в этом направлении, не включая патриотическую работу в сферу своей деятельности, лишь в последние 4 года в канун Дня Победы стали проводиться памятные мероприятия.

А ведь даже наши враги в лице фашистской Германии перед своим разгромом во Второй Мировой войне признали, что Великую Отечественную войну выиграл учитель СССР, т.е. государство, воспитавшее молодое поколение, любящее свою страну и преданное ей, которое стояло насмерть, защищая свою Родину.

Пытаясь исправить сложившуюся сегодня ситуацию по данной проблеме, в ряде вузов страны сейчас стали вводить факультативы по теме Великой Отечественной войны, и это правильно. Мы также хотели бы обратиться к учебному управлению ТПУ поддержать инициативу таких вузов и ввести подобные факультативы у нас.

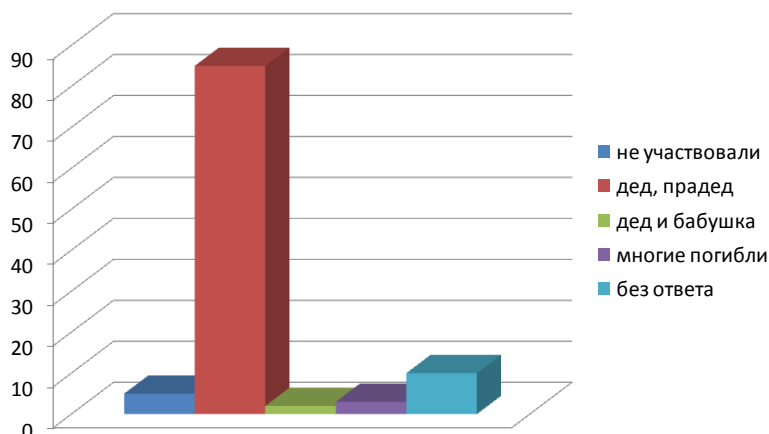


Рис. 13 - Кто из Вашей семьи принимал участие в Великой Отечественной войне

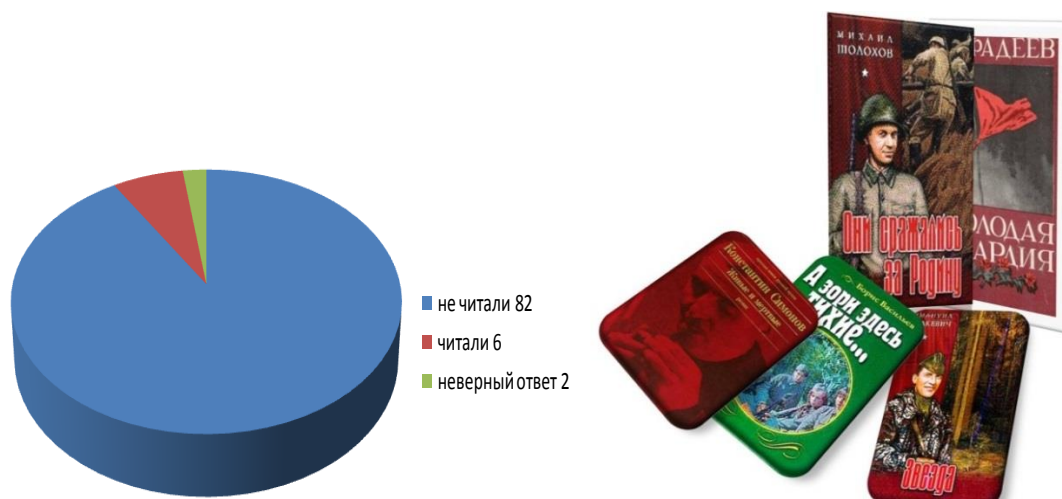


Рис. 14 - Какие книги Вы прочитали о Великой Отечественной войне?

Кроме того, мы просим Институт кураторов уделять больше внимания такому важному направлению воспитательной работы, как патриотическое воспитание студентов.

Подведем итоги:

Знания молодежи, а в частности студентов ТПУ, о столь важном событии в истории страны, как Великая Отечественная война, плачевны. Несмотря на то, что большинство опрошенных – это внуки и правнуки ветеранов Великой Отечественной войны, они мало что знают о героических событиях тех дней. В связи с этим необходимо поднять воспитательную нравственно-патриотическую работу на высокий уровень во всей стране, включая школы и ВУЗы, так как в этом состоит будущее России.



Рис. 15 - Плакаты Великой Отечественной войны

**ЧТО ЗНАЧИТ ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ МОЛОДЕЖИ РОДИНА?
(ПО ИТОГАМ СОЦИОЛОГИЧЕСКОГО ОПРОСА)**

А. В. Епихин, А. В. Анисимов, Е. Ю. Каминский, М. А. Дериглазова, Д. Ю. Зайцева
Научный руководитель доцент Г. М. Иванова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия

Родина! Для старшего поколения, особенно военного поколения, святое слово Родина ассоциировалось со своим «я», судьба Родины – это и личная судьба каждого и его будущее. Это понятие впитывает в себя любовь к родной земле, её просторам, к её людям, которых объединяет общее мироощущение и миропонимание; общая культура, имеющая тысячелетнюю историю; общие традиции, общий язык, любовь к своим предкам, уважение к положительным качествам своего народа – умение жалеть слабых, доброта народа – стремление всегда помочь человеку в беде, открытость характера, душевность и человечность. Эта большая любовь к Родине была неразрывной с любовью к близким, родным, семье, детям, к родному дому и дорогому месту, где ты родился и вырос. Родина – мать! Магушка-Россия!



Рис. 1 Плакат «Родина-мать зовет!» в Великую Отечественную войну

В сознание каждого человека прошлых поколений понятия мать и Родина – это было единое целое. В Великую Отечественную войну и стар, и млад – все встали на защиту своего Отечества. Были и предатели, но это была незначительная часть населения, которая была всегда презираема народом. С понятием Родины ассоциировались и понятия достоинства каждого как гражданина страны, и гордости за Родину, и за свой народ, который разбил фашизм, который первым запустил человека в космос, который достиг высочайших высот в науке, который создал замечательный балет и которому рукоплескал весь мир. И это всеобщее единение и ощущение родства всех людей единой страны в минуты ликования и величайшей радости и душевного подъема в день Великой Победы над фашистской Германией и взлета Юрия Гагарина в космос. О понимании и ощущении Родины военным поколением очень точно сказала замечательная поэтесса – фронтовичка Юлия Друнина:

«О Россия!
С нележкой судьбою страна...
У меня ты Россия,
Как сердце, одна.
Я и другу скажу,
Я скажу и врагу –
Без тебя,
Как без сердца,
Прожить не смогу...»

В 1991-95 гг., когда был уничтожен Советский Союз – для старшего поколения – это воспринималось, как личная трагедия. В 90-годы с телеэкранов и радио обрушилась чуждая народу культура, невозможно было услышать ни одной русской песни. Вместе с уничтожением национального достоинства растаптывалось и гражданское самосознание народа, очернялись его национальные святыни, национальные герои и их подвиги, страну захлестнула насаждаемая сверху американская масс-культура, призванная изменить психологию молодежи и переориентировать нравственные ценности. Слова «Родина», «Отчизна» у журналистов и тележурналистов того периода стали ругательными и тех, кто их произносил, немедленно подвергали саркастическому высмеиванию.

В этот период мы провели социологический опрос томской молодежи 18-19 лет (150 анкет). Он дал потрясающие и очень негативные результаты. Понятие Родины молодым того периода было чуждо. На вопрос: «Как вы оцениваете Победу Советского народа в Великой Отечественной войне?» Как правило следовал ответ типа: «Как жаль, что немцы нам проиграли, сейчас мы бы пили баварское пиво и жили бы припеваючи, как немцы». О фашизме и о том, что он нес человечеству они не знали! «Жить надо там, где больше платят» - вот их ответ.

В 2003 году мы снова повторили анонимный опрос молодежи 19-20 лет по теме: «Родина и их отношение к Победе в Великой Отечественной войне». Подросло новое поколение, стала меняться обстановка в стране. В целом ответы были вновь неутешительные. Многие заявляли, что эта тема их вообще не интересует. Но среди общей массы появилась молодежь, которая стала задумываться, анализировать. Молодые по-прежнему мало знали о Великой Отечественной войне и её Героях, но очень сожалели, что у молодого поколения потеряны те качества, которые были у военного поколения.

В 2008 году мы вновь сделали анонимный опрос среди молодежи в возрасте от 19-20-21 года (133 анкеты). Итоги опроса показали, что «лед тронулся» в положительную сторону. На вопрос: «Что значит для Вас Родина-Россия? За что вы её любите (или не любите)?» Большинство (80% от опрошенных) дали ответы типа: «Россия – это святое. Это нельзя объяснить, это надо почувствовать», «Родина – Россия имеет огромное место в моем сознании. Я – патриот своей Родины, никогда не променяю её даже на самые красивые небоскребы, Россию люблю за наш менталитет, за родные просторы, ведь Россия – она наша», «Родина – это мой родной дом, страна где я родилась, мои родители и люди, которых я люблю», «Родина-Россия – значит любимое и самое дорогое, что есть у нас. Это самое замечательное, что есть всегда с нами. Её любить надо за все: и за природу, и за погоду, и за традиции, и за душевность народа, за его менталитет, и за то, что она просто Россия», «Родина – это место где я родился, куда всегда тянет душой. Я горжусь, что родился в России. Меня восхищает душевность народа и его менталитет», «Родина – страна, в которой я живу, где я всех понимаю. Люблю за красоту природы и открытость русских людей, за наши традиции и нашу культуру», «Россия – это моя родная страна, в которой

живут любимые и дорогие мне люди» и т.п. Есть другого типа ответы (4,5% от опрошенных) – это «Люблю свою страну, но не люблю государство. Россия для меня всё, но государство моей Родины, мягко говоря, использует свой народ как только можно и нельзя», «Родина – это место где я родился. Родину я люблю. Но мне не нравится государственный строй моей Родины. Мои родители отдали все свое здоровье на Севере для процветания своей Родины. Работали, вкладывали силы, а сейчас, когда вышли на пенсию, о них забыло государство, им надо везде ходить, унижаться, просить чтобы получить заработанную пенсию. Мы готовы сделать все для Родины, а государство моей Родины потом тебя забудет», «Родина – это то место, где я родился, где жили мои предки, и где я буду жить всегда. Свою Родину я очень люблю и не предаю ее. Но плохое впечатление на меня производит правительство, которое нас порой угнетает и ошибка его в том, что оно не воспитывает патриотизм у будущих поколений» и т.д.

И, наконец, третья группа ответов (12% от опрошенных) это ответы типа: «Родина – это слово практически ничего для меня не значит. Скорее не люблю ее, т.к. в нашей стране намного труднее жить с материальной точки зрения. Я считаю наша страна дает нам меньше, чем требует» и т.п. 3,5 % студентов затруднились с ответом.

На вопрос: «В трудную минуту для Родины-России готовы ли Вы встать на её защиту?» 59% от опрошенных ответили: «Готовы». Есть и такие ответы: «Буду защищать до последнего вздоха, до последней капли крови». 13% опрошенных ответили: «Не готовы», и 28% - «нет, не буду её защищать», среди них есть и такие, которые сказали: «Не знаю».

На вопрос: «Если в былые времена на Руси защитники Отечества руководствовались девизом: «Кто к нам с мечом придет придет, от меча и погибнет», «Честь и верность родной земле!», «Один за всех и все за одного!», а в годы Великой Отечественной войны – «Вперед, за Родину! Ни шагу назад!», то каким бы девизом руководствовались бы Вы, вставая на защиту Отечества?». 80% от опрошенных поддержали эти лозунги, 20% оставили их без внимания.

На вопрос: «Какими качествами по Вашему мнению обладали защитники Родины в Великой Отечественной войне? Есть ли эти качества у современной молодежи?». Почти все однозначно отметили, что – это любовь к Родине, самоотверженность, мужество, смелость, честность, преданность, готовность к самопожертвованию, коллективизм, долг, верность, вера в Победу и правоту своей борьбы. И почти все опрошенные отвечают, что у сегодняшней молодежи этих качеств нет, за исключением у незначительного числа. Студенты отмечают, что у сегодняшней молодежи иные ценностные ориентации – индивидуализм, меркантильность, рационализм. Вот один из примеров подобного ответа: «Сейчас каждый за себя, все пытаются извлечь выгоду для себя любой ценой»

На вопрос: «Готова ли современная молодежь на подвиг при защите своей Родины?» 43% студентов дали положительный ответ. 50% опрошенных дает ответ: «Нет». Некоторые поясняют: «С такими ценностными жизненными ориентирами, которые у большинства молодежи сегодня в при защите Отечества будет много предателей», а другой говорит еще резче: «За «бабки» всё и всех продадут и предадут». И делают вывод: «Если бы сегодня такой мощи удар был нанесен по стране, как в 1941г., сегодняшняя молодежь не смогла бы защитить Отечество». 7% студентов не ответили на данный вопрос.

И на последний вопрос: «Интересуют ли Вас темы, связанные с Родиной и её защитой?» 64% опрошенных студентов отвечают - «Да, интересуют», и 26% отвечают, что их вообще данные вопросы не волнуют и не интересуют, 10% опрошенных промолчали.

В 2012 г. анонимный опрос среди студенчества вновь повторили с теми же анкетными вопросами.

Ответы показали, что отношение значительной части молодежи к Родине, к России значительно улучшилось, хотя и части молодежи осталось безразличным, равнодушным и даже негативным.

В своем исследовании мы не претендуем на абсолютную истину. Но опросы все же показали, что проблема «Патриотизм и молодежь» продолжает оставаться, хотя и острота её постепенно падает, особенно в 2014-2015 гг.

Истории известно, что народ, лишенный гражданского самосознания, не может защитить ни себя, ни Отечество. В таком случае и государство, и народ гибнут! Хотим мы этого своей Родине? Нет. Значит каждый из нас должен осознавать себя гражданином своей страны и способствовать воспитанию у молодежи гражданского самосознания, т.е. любви к своей Родине. Тогда у России будет будущее, будет будущее и у нас, и у последующих поколений.

ИСТОРИЧЕСКАЯ ПАМЯТЬ О ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ

М. И. Кандаловская, Е.А. Кон

Научный руководитель доцент М.И. Кандаловская

Сибирский государственный медицинский университет, г. Томск, Россия

Эта работа посвящается моим прадедам - участникам Великой Отечественной войны: Кузьме Филипповичу Разоренову и Валентину Михайловичу Кирышину.



Ф. Разоренов

В.М. Кирушин

Сегодня вся страна готовится встретить 70-летие Победы в Великой Отечественной войне. По тому, сколько материалов в газетах и эфирного времени на телевидении отводится теме войны, можно судить о значении, которое придается российским обществом Победе. В списке важнейших событий, определивших судьбу нашей страны в XX веке, Победу в Великой Отечественной войне в 2003 г. назвали 87 % опрошенных.

В преддверии замечательной даты со страниц газет, с телевизионных экранов с нами говорят ветераны войны. Их остаётся всё меньше и меньше. И очень не хотелось бы, чтобы вместе с ветеранами нас покидала память о героической истории Великой Отечественной войны.

Чтобы понять, как обстоит дело с памятью о войне в молодежной среде, мы провели анкетирование студентов первого курса одного из факультетов Сибирского государственного медицинского университета. Число опрошенных составило 78 чел. В возрастную группу вошли молодые люди 17 - 18 лет. При составлении анкеты мы опирались на проведенное в ноябре 2004 г. социологическое исследование «Великая Отечественная война 1941-1945 гг. в исторической памяти народа (к 60-летию Победы)» [1]. Следует иметь в виду, что данные десятилетней давности, с которыми мы сравниваем полученные нами результаты, относятся к более широкой возрастной группе – от 18 до 24 лет.

Участникам опроса был задан вопрос «Интересуют ли вас события Великой Отечественной войны?»

Таблица 1

Распределение ответов на вопрос «Интересуют ли вас события Великой Отечественной войны» (% от числа опрошенных)

Варианты ответов	2004	2015
Очень интересуют	22.7	43
Скорее интересуют, чем нет	46.5	41.7
Мало интересуют	23.8	10.2
Совсем не интересуют	4.8	1.3
Затруднились ответить	2.2	3.8

Сравнительный анализ данных, приведенных в табл. 1, показывает, что за 10 лет число молодых людей, которых события Великой Отечественной войны очень интересуют, выросло в 2 раза. На наш взгляд, положительную динамику следует объяснять тем, что в последние годы в государстве активно ведется работа по патриотическому воспитанию [2]. Но, несмотря на высокую степень заинтересованности студентов-медиков в истории Великой Отечественной Войны (84.7%), конкретные знания важных дат, значимых имён или событий, продемонстрировали далеко не все. Лишь 63.3% смогли назвать точную дату начала Великой Отечественной войны. На вопрос «Известны ли вам имена крупных советских военачальников времен Великой Отечественной войны?» только 56.7 % назвали одно имя или больше. Признались, что не знают ни одного имени 44.3 %. Всего было названо 13 военачальников. Чаще всего называлось имя Г.К. Жукова (52%). Вторым в этом списке, но значительно уступая Маршалу Победы, оказался И.В. Сталин (11.5%). Очевидно, что большинство участвовавших в опросе студентов, отказывая Сталину в лавах военачальника, не связывает нашу Победу с его именем. Но не будем делать далеко идущих выводов. Не секрет, что в массовом сознании победа советского народа в Великой Отечественной войне соединена с именем Сталина.

В недавние времена одной из самых читаемых и любимых молодежью книг была «Молодая гвардия» А. Фадеева. Любку Шевцову, Олега Кошевого, Валу Борца и других молодогвардейцев знали все. Их любили, ими восхищались, перед ними преклонялись. Но для большинства современных студентов-медиков вопрос о молодогвардейцах оказался трудным. Выяснилось, что только 8.9% респондентов что-то знают о них. Лишь один студент смог рассказать немного о молодогвардейцах и назвать их имена. Встретился и такой ответ: «Молодая гвардия» - орудие советской пропаганды». К сожалению, в последнее время стало возможным говорить о

событиях Великой Отечественной войны с долей скептицизма и сомнения. Не будем отрицать, что многие страницы этой войны еще ждут своих объективных исследователей. Но неполная правда о войне не дает нам основания забывать тех, кто жертвовал собой во имя Родины. Для сравнения: в 2004 г. не знали о молодогвардейцах 39,8 %. Эта цифра не такая критическая, как в нашем исследовании, но и она вызывала беспокойство: социологи сетовали по поводу того, что из школьных программ исключили «Молодую гвардию» А. Фадеева, а фильм, снятый по мотивам произведения, не показывают по ТВ.

Трудным для респондентов оказался и вопрос на знание городов-героев. Не смогли назвать ни одного города-героя 3,8 % опрошенных, 17,7 % вспомнили лишь один город, 44,3% опрошенных указали более четырех городов. Чаще других упоминались Ленинград, Сталинград и Москва, что неудивительно. Это были знаковые города в СССР: Москва – столица, сердце страны, а два других города носили имена вождей революции и большевизма. Жаль, что никто из студентов не вспомнил Тулу, считанные единицы назвали Керчь, Новороссийск, Одессу, Мурманск. Почему в нашей памяти не сохранился подвиг этих городов? Ведь он не был меньше.

На вопрос «Что в истории Великой Отечественной войны вызывает у вас чувство гордости?» ответили только 46,8% респондентов. Чаще всего студенты-медики называли Победу в войне, героизм и патриотизм советских людей. Один из участников опроса написал: «Война – это большая трагедия. Она вызывает у меня чувство боли и ужаса, а не гордости». Больше половины молодых людей не смогли назвать ни одного повода для гордости.

Первокурсникам был предложен также вопрос «Кто из ваших родственников воевал или трудился в тылу в годы Великой Отечественной войны? Что вам известно об этом? Назовите их имена». Вопреки ожиданиям, был получен неплохой относительно предыдущих ответов результат: 69,6 % опрошенных знают что-то о родственниках, трудившихся в тылу или сражавшихся на фронте, но знают они об этом только в самых общих чертах. Имена назвали далеко не все. Чтобы воспрепятствовать процессу нашего превращения в «Иванов, не помнящих родства», мы решили перечислить в этой статье имена тех, кого указали в анкетах студенты. **Фронттовики:** Федор Михайлович Петракович, Ефим и Андрей Ефимович Луханины, Василий Михайлович Перминов, Иван Григорьевич Лобанов, Арсений Петрович Юрасов, Петр Уртамов, Денис Курочкин, Галимзян Абдрахманов, Алексей Куприянов, Леонид Залевский, Ш.А. Гомбоев, С.Б. Мянханов, И.С. Аксенов. **Пропали без вести:** Яков Афанасьев, Александр Мартемьянов, Тимофей Александрович Семенов. **Труженики тыла:** Г.М. Базаров, Дмитрий Кириллович Сергеев, Степанида Залевская, Александр Мокрусов, Тамара Ивановна Ершова. Благодарность им наша за их стойкость, самоотверженность, за Победу.

Участников опроса попросили указать факторы, сыгравшие, по их мнению, важную роль в достижении Победы в Великой Отечественной войне.

Таблица 2
Распределение ответов на вопрос «Факторы, сыгравшие важную роль в достижении Победы»
(% от числа опрошенных)

Варианты ответов	2004	2015
Ненависть к фашизму	37,2	21,8
Советское воспитание	14,9	28,1
Патриотизм	63,6	92,3
Героизм на фронте и в тылу	60,2	85,9
Открытие союзниками второго фронта и их материальная помощь	16,0	12,8
Партизанское движение	33,1	51,3
Наличие талантливых военачальников	32,0	62,8
Природно-климатический фактор (огромная территория СССР, бездорожье, суровый климат)	24,9	25,6
Другое	1,9	2,6
Затрудняюсь ответить	2,2	1,3

Как видно из табл. 2, большинство молодых людей признают самыми важными факторами Победы патриотизм и героизм. Кроме того, в 2015 г. почти в два раза выросло число тех, кто отдает должное таланту военачальников. Иными словами, и десять лет назад и сегодня решающее значение в достижении Победы в Великой Отечественной войне признается за человеческим фактором. А это означает, что современная молодежь признает меру ответственности каждого за судьбу страны.

Мы, сегодняшние, в большом долгу перед теми, кто добывал для нас Победу. Мы виноваты не только в том, что позволяем забвению касаться святых для нас тем, но и в том, что спустя столько лет после окончания войны, миримся с ситуацией, когда непогребенными остаются останки тысяч солдат и офицеров. К счастью, среди нас есть еще много неравнодушных: благодаря им на месте боев работают десятки поисковых отрядов; благодаря им по всей стране 9 Мая по улицам различных городов проходят Бессмертные полки [3]. Очень хотелось бы, чтобы девиз «Никто не забыт, ничто не забыто» дошел до сердца каждого.

Литература

1. Афанасьева Л.И., Меркушин В.И. Великая Отечественная война в исторической памяти россиян // Социол. исслед. — 2005. — № 5. — С. 11 — 22.
2. Государственная программа «Патриотическое воспитание граждан Российской Федерации на 2011—2015 годы». — Режим доступа: http://archives.ru/programs/patriot_2015.shtml. Дата последнего обращения: 12.04.2015.
3. Кандаловская М.И. Живая история Великой Отечественной войны // Сборник материалов Всероссийской научной практической конференции с международным участием, посвященной 69-й годовщине Победы советского народа в Великой Отечественной войне (Омск, 2014). — Омск: Изд-во ОмГМА, 2014. — С. 38 — 40.

ЗНАЮТ ЛИ СТУДЕНТЫ О ФАШИЗМЕ И ЧЕМ ГРОЗИЛ ФАШИЗМ НАРОДАМ РОССИИ И ЧЕЛОВЕЧЕСТВУ?

(по итогам социологических исследований)

Е. Ю. Каминский, М. К. Воротило

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

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

В канун трагической даты 22 июня студенты – члены МПЦ ТПУ «Отечество» провели социологическое исследование среди студентов ТПУ на тему: «Что они знают о трагедии России в случае победы гитлеровского фашизма».

Вопрос: стоит ли Победа нашей страны над гитлеровской Германией в 1945г тех огромных жертв, которые принесли народы нашей Родины – 26 млн. чел? (8 млн. 668 тыс. 400 чел. – погибло в боях, умерло от ран, пропало без вести; около 8 млн. чел. – истреблено и замучено немцами гражданского населения на территории Советского Союза; 4 млн. чел. – истреблено советских военнопленных; 4 млн. молодых советских граждан - угнано в рабство в Германию и погибло; более 2 млн. чел. уничтожена в «фабриках смерти», концлагерях – на территориях Польши Австрии, Германии).



Фото 1. Смерть в фашистских лагерях. Фабрика смерти – Дахау

Для тех, кто пережил эту войну, этот вопрос звучит кощунственно. Еще более кощунственной было обращение молодых граждан нашей страны к нашим бывшим фронтовикам: «Если бы вы не победили немцев, мы бы сейчас вволю пили баварское пиво, ели немецкие сосиски и ездили бы на мерседесах».

Поэтому надо всегда помнить, какую судьбу готовил немецкий фашизм народам России и какой подвиг ценой своих жизней совершили наши отцы, деды, матери, спасая Россию и нас с Вами.

В своей книге «Майн Кампф» Гитлер изложил свою расовую теорию фашизма и определил задачи Великой Германии и высшей арийской немецкой расы по установлению мирового господства.

По идеологии немецкого фашизма: только немцы – высшая раса достойна господствовать на Земле, а все остальные люди, особенно евреи, славяне и другие «нацменьы» – это недочеловеки, которые подлежат уничтожению, и лишь молодые и сильные особи должны работать на немецких господ, а когда силы у них иссякнут их удел – смерть. Среди солдат и офицеров Германии, немецкого населения активно распространялась брошюра «Недочеловек» по воспитанию безжалостного зверя в лице великого арийца. Гитлер говорил: «Я

освобождая вас от унизительной химеры которая называется совестью». Целые нации по гитлеровскому плану должны быть полностью уничтожены.

История не знает более чудовищных преступлений, чем те, которые совершили гитлеровцы во II мировой войне.

Ранним утром в 4 ч. утра 22 июня 1941г. фашистская Германия приступила к реализации своего плана, обрушив на нашу страну удар невиданного в истории армии вторжения: 190 дивизий (до 5млн. человек), свыше 4 тыс. танков, более 47 тыс. орудий и минометов, до 5 тыс. самолетов и до 250 кораблей. По гитлеровскому плану «Ост» города России – Москва, Ленинград, Киев и др. должны были быть взорваны, затоплены и полностью стерты с лица Земли. Приказами руководства вермахта действия Германской армии должны были носить особо жестокий характер, требовалось уничтожать не только воинов Красной Армии, но и гражданское население СССР. Солдатам и офицерам вермахта вручали памятки: «...убивай всякого русского, советского, не останавливайся, если перед тобой старик или женщина, девочка или мальчик, убивай, этим ты обеспечишь будущее для себя и своей семьи, этим ты прославишься на века!», «Коммунистов и комсомольцев уничтожать немедленно – это подстрекатели и организаторы к сопротивлению!».

И в соответствии с планом «Ост» началось планомерное и массовое уничтожение населения оккупированной территории и жесточайшие публичные устрашающие казни сопротивляющихся и нежелающих подчиняться «новым порядкам» немцев, становиться покорными рабами. Более 70 тыс. сел и деревень были разрушены и полностью сожжены вместе со всем населением (беспомощными стариками, женщинами, младенцами, детьми), подобно известной во всем мире выжженной Хатыни. И так планомерно действовали фашистские специальные зондеркоманды – в одном за другим районах оккупированных территорий. Было уничтожено и сожжено дотла 98 тыс. колхозов, 2 тыс. совхозов, вместе со всем населением. Разрушено сотни советских городов. Немцы воевали по принципу: «Перед нами всё цветет, за нами – всё горит». Взрывается Киев – красавец – город. Появляется Бабий яр под Киевом – ров смерти, где десятки тысяч трупов детей, стариков, женщин, расстрелянных немцами. Подобные рвы возникают под Ростовом, Харьковом, Минском, Керчью, Ровно, Ворошиловградом и в других городах. Только в маленьком городке Новоосокольники – расстреляны, сожжены и повешены около 2 тыс. чел., в станции Нижнечирской, обнаружены – массовые рвы с детьми из детских домов, эвакуированных из–под Ленинграда, с больными и ранеными из больниц, госпиталей и т.д. и т.п. Часто русских детей, захваченных в детских домах, немцы использовали как доноров для своих раненных солдат, пока обескровленные они не умирали.

Фашисты методично осуществляют свой сатанинский план «обезлюживания». Массовые расстрелы мирных жителей. Газовые камеры, душегубки – специально созданные сверхчеловеками машины разъезжают по городам России. Крематорий с огромной производительностью. Погребальные ямы... Рвы смерти. Снова заработали гильотины... Облавы в городах – охота на людей с собаками... Отравление колодез с водой... Истребление людей с помощью голода и эпидемией... Уничтожение деревень, поселков и целых городов. Дотла. Не оставалось ни одного целого здания, ни одной живой души. Вот картина России на оккупированной территории.



Фото 2. Фабрика смерти – Маутхаузен

25 млн. чел. в стране остались без крова после этого нашествия фашистских варваров. Вся европейская часть России лежала в развалинах.

Но и это ещё не всё! На территории Польши, Австрии, Германии были созданы фашистами механизированные «Фабрики смерти» - Маутхаузен, Освенцим, Дахау, Бухенвальд, Трелинка и др. Сюда целыми эшелонами свозилось для массового уничтожения население России, Польши и других стран. Эти «Фабрики смерти» имели высокую производительность. Трубы их газовых печей дымили круглосуточно. Здесь хладнокровно осуществлялась промышленная утилизация человеческих тел. Сырьем являлись трупы

задушенных в газовых камерах людей. Трупы рассортировывались по степени жирности и складировались штабелями. Пригодные использовались для производства мыла, здесь же находились чаны, где варилось это мыло, оно упаковывалось в красивые обертки и вручалось гражданам Великой Германии. Из человеческой кожи изготавливали женские туфельки, портфели, сумки, абажуры, папки. Использовалась даже татуировка погибших для украшения абажуров и др. поделок. Засушенные человеческие головы использовались в качестве сувениров. Все, что непригодно, в том числе отрубленные головы, сжигались в печах, а полученной золой удобрялись сельскохозяйственные поля Германии. Отдельно сортировались и складывались вещи убитых. Обнаружены были склады обуви; тюки волос, которые также использовались для изготовления матрасов, подушек и т.д.; Складировались отдельно очки, вставные челюсти, детские горшочки и т.д. и т.п. Здесь же работали немецкие изуверы – врачи, делавшие страшные бесчеловечные опыты на своих жертвах. И все эти следы своих преступлений немцы не успели уничтожить при быстром отступлении от молниеносного наступления Красной Армии в боях за освобождения народов Европы, в которых, погибло до 1 млн. наших солдат.

Сегодня гитлеровские «Фабрики смерти» - это чудовищные музеи, оставленные в качестве урока в память человечеству, чтобы подобные трагедии никогда бы больше не повторилось в его истории.

Вот, что такое фашизм, дорогие друзья! Студенты! Вот что готовили нам и России гитлеровские преступники! Ни баварское пиво, ни сосиски, ни мерседесы, а смерть! Они несли смерть и всем вам, молодые люди! Вас бы просто не было. Не знать это нельзя и помнить это надо всегда каждому! Вы обязаны своей жизнью военному поколению советской страны.

Наши отцы и деды разгромили фашистских преступников в их собственном логове – Берлине. После Победы народы мира впервые в истории человечества устроили показательный международный суд над преступлением целого государства и руководителями фашистского рейха, который прошел в г. Нюрнберге в Германии. Обвинения преступникам давали чудом оставшиеся в живых свидетели, демонстрировались документы, многочисленные фотографии и документальные фильмы с мест преступлений. Руководители фашистской Германии были обвинены в преступлении перед человечеством и заслуженно казнены.



Фото 3. Фабрика смерти - Бухенвальд

Так вот. Что же знают сегодня наши студенты об этих трагических событиях? Нами было опрошено 120 студентов очного и заочного обучения от 19 до 34 лет, основные респонденты 19 и 20 летнего возраста. Результаты опроса, к сожалению, плачевные.

На вопрос: Что такое фашизм?

15% опрошенных отказались отвечать, мотивируя тем, что не знают, или тем, что это тема их не интересует.

22% студентов дали неправильный ответ, т.е. они тоже не знают что это такое. Правильно ответили лишь 24% из опрошенных, 39% дали очень поверхностные, неточные ответы. На вопрос: Что принес фашизм нашему народу и человечеству? 12 % опрошенных не ответили, или заявили, что это было давно и они ничего не знают, да и не хотят знать, это их не волнует. 74 % респондентов дали правильные ответы, хотя и в некоторых ответах были лишь общие фразы. 14% из опрошенных - ответили неточно, вроде – «ничего хорошего», «ничего»; есть такие, которые увидели в войне лишь – сплочение нации. «А теперь, - говорят они, - все люди – разрозненные индивидуалисты». На следующий вопрос: в чем сущность гитлеровского плана «Ост»? 70% опрошенных отказались отвечать или ответили, что ничего не знают. Правильно ответили лишь 14% из опрошенных, а 17% - ответили неточно и весьма приближенно. На вопрос: о чем Вам говорят такие понятия, как Освенцим, Бухенвальд, Маутхаузен и им подобные? 65% опрошенных не знают ответа на вопрос, или говорят: «Мы – не такие умные, чтобы знать», или объясняют, что это их всё не интересует. Лишь 12% студентов дали верные ответы. 23% опрошенных дали неверные, или неточные ответы. На 5-ый вопрос: что Вам известно о Хатыни и других городах и селах России с судьбой Хатыни? 75% респондентов не смогли ответить на этот вопрос. 7% - ответили неверно. Были ответы абсурдного типа: «Деревни сожгли отряды Берии». Грамотно

ответили лишь 22% опрошенных. На последний вопрос: что представляет собой Нюрнбергский процесс? Правильно ответили 22% респондентов, 73% из опрошенных не знают ответа, 15% - дали неточные ответы, называя лишь страну и город и не раскрывая сущность процесса.

Вывод: плохо, когда потомки победителей, спасших человечество, Россию, весь русский народ и давшие жизнь сегодняшним поколениям ничего не знают, и знать не хотят, кому они обязаны своей жизнью. Эта атрофия памяти у основной части молодых очень опасна для будущего России и будущего самого юного поколения. Необходимо вести большую работу в вузе и в государстве по патриотическому воспитанию среди молодежи. Необходимо снова, как в советское время, включить в учебные планы школ и вузов тему о Великой Отечественной войне, хотя бы ввести факультативы. Надо, чтобы вся молодежь России знала, помнила и понимала, что это была Великая Победа, ибо от её исхода зависело будущее не только нашей страны, но и всей планеты. Великой эта Отечественная война была еще и потому, что такого беспримерного героизма, такой воли к победе всего народа, от мала до велика, история XX века еще не знала.

Над облаками и веками
Бессмертной музыки хвала:
Россия русскими руками
Себя спасла и мир спасла.

Г. Иванов май 1945г.

Литература:

1. Большая советская энциклопедия, Москва, 1971 г.
2. Нюрнбергский процесс. Документы. Москва, 1989 г.
3. Адамович А., Гранин Д., Брыль Я., Колесник В. «Я из огненной деревни...». Блокадная книга. – М.: Советский писатель, 1991. – 720 с.
4. Великая Отечественная война. Юбилейное издание. – М.: ОЛМА Медиа Групп, 2010 г. – 624 с.
5. Великая Отечественная война. Энциклопедия. – М.: Дела – Пресс, 2005 г.

**ДЕСЯТИЛЕТНИЙ ОПЫТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МОЛОДЕЖНО-ПАТРИОТИЧЕСКОГО ЦЕНТРА
ТПУ «ОТЕЧЕСТВО» В РАБОТЕ ПО НРАВСТВЕННО-ПАТРИОТИЧЕСКОМУ ВОСПИТАНИЮ
МОЛОДЕЖИ**

М.П. Любятинская, А.В. Анисимов, А.В. Епихин, В.В. Казина

Научный руководитель: доцент, Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пусть работой вашей руководит
любовь к Отечеству.

Л. Леонов

В истории любого народа и государства, а значит и в судьбе каждого человека самое главное и важное – это любовь к своей Родине, к Отечеству.

В тяжелые 90-е годы в стране с разрушением Советского Союза произошла переоценка основных человеческих, нравственных и гражданских ценностей. Отношение к национальным Героям страны и событиям Великой Отечественной войны стало приобретать негативные формы. Патриотически-настроенная молодежь ТПУ, ветераны Великой Отечественной войны в этот период стали вести активную патриотическую работу среди молодежи г. Томска (среди школьников, учащихся техникумов, студентов). Эту активную патриотическую деятельность молодежь продолжает вести с 1991 г. и по настоящее время. На основе этой активной патриотически-настроенной молодежи в 2004 г. был создан Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество». Своей деятельностью мы пытаемся разбудить в молодежи память и благодарность к поколению военной поры, гордость за свое Отечество.

МПЦ ТПУ «Отечество» создан в целях развития комплексного патриотического и духовно-нравственного воспитания детей и молодежи, способных к общественно-политической деятельности и защите государственных и национальных интересов своей Родины.

Задачами МПЦ ТПУ «Отечество» являются следующие:

- формирование у молодежи активной жизненной позиции, гражданских и нравственных качеств, готовности к участию в общественно-полезной деятельности и защите национальных и государственных интересов Родины;
- развитие многовековых духовных традиций Отечества, утверждение среди молодежи идеалов высокой нравственности и гуманизма, сохранение и преумножение национального, культурного и духовного наследия страны;
- формирование сознания детей и молодежи на основе культурно-исторических, нравственных ценностей и роли России в судьбах мира и развитии человеческой цивилизации, сохранения и развития чувства гордости за свою Родину;
- воспитание уважения к многонациональным культурам народов России, развитие чувства дружбы между народами;

➤ воспитание детей и молодежи в духе сохранения лучших традиций и уважения к старшему поколению, воспитание их в духе преданности и любви к своему Отечеству и своему народу.

МПЦ ТПУ «Отечество» имеет свой Устав, программу, эмблему и план действий.



Рис.1 – Эмблема МПЦ «Отечество»
Девиз МПЦ «Отечество»: «Россия – Родина – Верность»

В нашем коллективе собрались единомышленники, увлеченные молодые люди – это студенты, аспиранты, молодые специалисты и преподаватели ТПУ. В основном это молодежь ИИР ТПУ. Это дружный, спаянный коллектив. Организация работы МПЦ «Отечество» построена на основе самоуправления. Структура организации МПЦ ТПУ «Отечество» представлена на рисунке 1.



Рис.2 – Структура организации МПЦ ТПУ «Отечество»

Во главе центра стоит Совет МПЦ ТПУ «Отечество», который планирует и организует всю работу. Структура Совета МПЦ ТПУ «Отечество» представлена на рисунке 2. Из структуры видно, что во главе центра находится научный руководитель МПЦ ТПУ «Отечество» (Г.М. Иванова, организатор НИРСиМУ, доцент ИИР ТПУ) и председатель центра (М.П. Любятинская, ассистент ИИР ТПУ), и зам. председателя центра (В.В. Беккер, эксперт ТПУ) (2004-2012 г.).

С 2012 г. по настоящее время – председатель – А.В. Епихин, старший преподаватель БС ИИР, заместитель председателя Центра – А.В. Анисимов, аспирант.

В основании МПЦ «Отечество» в 90-е годы стояли Г.М. Иванова, доцент ТПУ; М.В. Шалдыбин, доцент ТПУ, а также С. Федоров, аспирант ТПУ.

Направление деятельности МПЦ «Отечество» многообразно. **Основные научно-исторические направления деятельности МПЦ ТПУ «Отечество»:**

- I. Ратная слава России в ее тысячелетней истории.
- II. Вклад России в мировую цивилизацию.
- III. Подвиг советского народа по спасению мировой цивилизации и человечества от фашизма, в защите Родины в Великой Отечественной войне 1941–1945 г.г.
- IV. Вклад Томского политехнического университета в научно-техническое развитие страны.
- V. Подвиг томских политехников в борьбе с фашистскими захватчиками в Великой Отечественной войне

Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество» осуществляет и проводит следующие мероприятия:



Рис.3 – Структура Совета МПЦ ТПУ «Отечество»

1. Социологические исследования и анализ отношения молодежи к событиям и Героям Великой Отечественной войны.

Видя, как в настоящее время происходит деградация интеллекта и гражданского самосознания молодежи, мы, группа студентов и аспирантов ИПР ТПУ, в разные годы провели анонимные социологические опросы у старшеклассников и студентов г. Томска (1993, 1999, 2005, 2008, 2014 гг.) по теме истории Великой Отечественной войны и о её Героях и получили неутешительные результаты. Молодежь ничтожно мало знает о героической борьбе советского народа с фашизмом в 1941-1945 гг. В 2008 г. и 2014 г. были проведены социологические опросы по темам: 1. «Отношение современной молодежи к Родине» (150 респондентов). 2. «Что знает современная молодежь о Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.» (100 опрошенных). По сравнению с 1993 - 1999г. «лед тронулся» в положительную сторону, но проблема: молодежь и патриотизм в современной России продолжает оставаться актуальной и нерешенной.

Всё это заставило нас, т.е. студентов, аспирантов, молодых научных сотрудников и преподавателей Института природных ресурсов, начать с 1994 г. ежегодно, по собственной инициативе, вести просветительскую деятельность о событиях Великой Отечественной войны 1941-1945 гг. в молодежной среде.

2. Организация и проведение олимпиад «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.».

Олимпиада проводится:

- среди школьников,
- университетская студенческая,
- областная студенческая.



Рис.4 – Университетская олимпиада «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне». Конкурс команд (2005г.)

Вот уже на протяжении 16 лет (с 1994 г.) организуется и проводится олимпиада на тему: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне». В начале (с 1994 – 1998 гг.) городская олимпиада-викторина проводилась среди старшеклассников, учащихся техникумов, профессионально-технических училищ г.Томска и курсантов Томского военного училища связи. С1996 г. и по настоящее время мы ежегодно стали проводить университетские олимпиады среди студентов ТПУ по данной теме. А в юбилейном 60-летнем году Великой Победы (2005 г.), мы организовали и провели по данной теме областную олимпиаду среди студентов всех вузов г. Томска. В тот год олимпиада была проведена по трем номинациям: интеллектуальной (конкурс-эрудитов), музыкально-поэтической и литературной.



Рис.5 – Награждение команд-победителей Олимпиады (2012г.)

3. Организация и проведение университетского творческого конкурса «Подвиг Героя бессмертен!» в форме «коллаж».

В канун государственного праздника Дня Героя Отечества – 9 декабря мы организуем и проводим конкурс «Подвиг Героя бессмертен!». Конкурс проходит под девизом: «Пускай ты умер, но в жизни смелых и сильных духом, всегда ты будешь живым примером, призывом гордым к свободе, свету» (М. Горький). Конкурс проводится в виде соревнования работ, выполненных в жанре «коллаж» на формате А1. Программа конкурса состоит из следующих направлений:

- ✓ Молодые Герои Советского Союза – национальные Герои страны, Герои Великой Отечественной войны;
- ✓ Национальные Герои страны, послужившие примером героизма и воспитавшие своим примером будущих Героев Советского Союза;
- ✓ Национальные Герои России прошлых веков.



Рис.6 – На творческом конкурсе коллажей («Подвиг Героя бессмертен!»)

По итогам конкурса происходит торжественное награждение победителей. Лучшие работы, отобранные конкурсной комиссией, представляются на университетской выставке в научно-технической библиотеке и институтах и факультетах ТПУ.



Рис.7 – Выставка коллажей по теме: «Подвиг Героя бессмертен!»

4. Организация и проведение городской конференции «И помнит вся Россия про день Бородина».

В преддверии 200-летия Великой Победы 1812 г. МПЦ ТПУ «Отечество» совместно с Областным Советом ветеранов войны и труда и Кадетским корпусом г.Томска организовали и провели городскую конференцию для школьников, кадетов и студентов г.Томска. Конференция проходила в стенах кадетского корпуса. На конференции были озвучены не только доклады по данной теме, но были представлены творческие выступления Томского пехотного полка и студентов ТПУ. В программе конференции также была проведена выставка работ студентов ТПУ на тему: «Отечественная война 1812 г.» и экскурсия по музею Кадетского корпуса.



Рис.8 – Костюмированная конференция «И помнит вся Россия про день Бородино 1812 г.»

5. Организация и проведение литературного заочного конкурса научных работ по теме истории Великой Отечественной войны. Литературный заочный конкурс проходит совместно с газетой ТПУ «За кадры» по следующим темам:

- Подвиг молодых Героев в Великой Отечественной войне.
- Подвиги защитников городов-Героев в Великой Отечественной войне.

В своей деятельности мы активно сотрудничаем с газетой ТПУ «За кадры», стремясь не только довести результаты своей деятельности до общественности, но и охватить как можно больше участников, проводя в газете различные конкурсы. Лучшие студенческие работы в виде статей мы публикуем в газете.



Рис.9 – Победители литературного конкурса «Защитники Городов-Героев» (2008 г.)

6. Лекторий и демонстрация документальных и художественных фильмов.

Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество» проводит лекторий и демонстрацию фильмов. Вот уже на протяжении 16 лет в Томском политехническом университете проводится лекторий с демонстрацией документальных и художественных фильмов о Великой Отечественной войне. Приглашаются к участию все студенты и сотрудники ТПУ.



Рис.10 – Лекторий о Героях Великой Отечественной войны с демонстрацией фильмов (2012 г.)

7. Создание и деятельность студенческого отряда «Память». Группа студентов МПЦ ТПУ «Отечество» создала отряд «Память» с целью восстановления памятников и мемориала погибшим воинам – политехникам по защите Москвы – столицы нашей Родины. В августе 2008 г. при поддержке администрации ТПУ студенты отряда посетили места боев томской 166-ой стрелковой дивизии под Смоленском и поработали на братских захоронениях воинов этой дивизии, в составе которой сражались и погибли воины-политехники. Студенты привели в порядок мемориальный комплекс, посвященный погибшим бойцам томской 166-ой дивизии и построенный на средства ТПУ силами студентов Томского политехнического университета. Предварительно студенты МПЦ «Отечество» поработали в музеях, изучили боевой путь дивизии, составили презентацию о

воинах дивизии и их подвиге, передали подарки, музейные материалы школьникам и администрации с. Верховья (место захоронения томских политехников и воинов-томичей). В 2009 г. отряд «Память» вновь выезжал в с. Верховье, где продолжил восстановительные работы на братских могилах политехников.

В 2015 г. в юбилейный год 70 -летия Великой Победы в торжествах на Смоленской земле участвовали 3 члена МПЦ «Отечество» - А.В. Анисимов, Ф.Р. Алиев, И.Ю. Чаплин.



Рис.11 – Праздничный парад в честь 70-летия Победы на мемориале погибшим Героям – политехникам по защите Москвы в с. Верховье Смоленской области (2015 г.)

8. Сбор материалов по истории военных действий 166-ой томской дивизии.

Членами МПЦ ТПУ «Отечество» и отряда «Память» ведется изучение и сбор информации о томской 166-ой стрелковой дивизии, изучается материал на месте боев в местных музеях и музее Смоленской области.



Рис.12 – Музей с. Верховье Смоленской области (2015 г.)

9. Организация и проведение выставки коллажей по Героям разных времен России.

Вот уже второй год подряд проходит выставка коллажей студентов на тему: «Подвиг Героя бессмертен!», посвященная Дню Героев Отечества. Выставка проходит в Научно-технической библиотеке ТПУ, Международно - культурном центре ТПУ, где все желающие, посредством таких работ, могут ознакомиться не только с действительным материалом о тех или иных Героях, но и проникнуться патриотическими чувствами и

идеями, которые хотели передать и донести до нас авторы работ. Выставка сделана передвижной и может выставляться на факультетах и институтах ТПУ.



Рис.13 – Выставка коллажей на тему: «Подвиг Героя бессмертен!» в МКЦ ТПУ (2014 г.)

10. Проведение «Уроков мужества» со студентами ТПУ. Молодежно-патриотический Центр ТПУ «Отечество» периодически проводит «Уроки мужества» со студентами Томского политехнического университета. На таких уроках члены МПЦ «Отечество» рассказывают о своей деятельности и деятельности студенческого отряда «Память» показывают фильмы о проделанной работе, презентации, демонстрируют новые привезенные материалы, устраивают встречи с участниками и свидетелями Великой Отечественной войны.

11. Работа с кураторами и старостатом по проведению патриотических мероприятий в ТПУ.

Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество» ведет постоянную совместную работу со старостатом, с историками и военной кафедрой ТПУ, сообщает кураторам о патриотических мероприятиях, которые проходят в Томском политехническом университете.

12. Сбор материала по Великой Отечественной войне в музеях страны.

Членами МПЦ ТПУ «Отечество», а также участниками различных мероприятий, проводимых Центром, периодически происходит сбор информации и материалов по теме: «Великая Отечественная война» в музеях страны. Например, это музеи в г. Санкт-Петербурге (г. Ленинграде), г. Волгограде (г. Сталинграде), г. Москве.

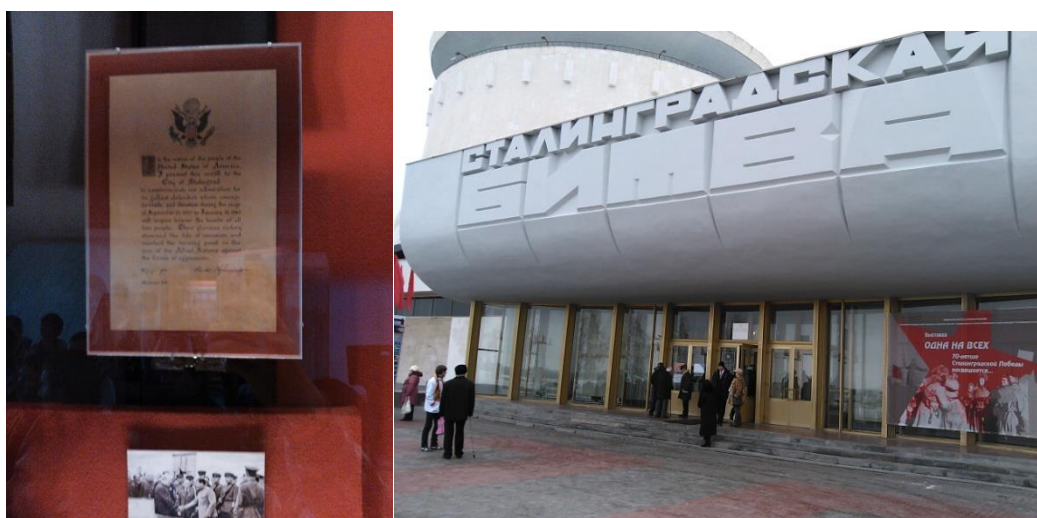


Рис.14 – Музей-панорама «Сталинградская битва» г. Волгограда (г. Сталинграда) (2014 г.)

13. Проведение встреч и оказание помощи ветеранам Великой Отечественной войны.

Члены МПЦ ТПУ «Отечество» и отряда «Память» организуют и проводят беседы с ветеранами Великой Отечественной войны, оказывают им помощь разного характера, разносят подарки и поздравления по домам больным и беспомощным ветеранам, оказывают им помощь.



Рис.15 – Встреча студентов с ветераном Великой Отечественной войны Е.С. Козотковой (2008 г.)



Рис.16 – Вручение цветов ветеранам Великой Отечественной войны членами МПЦ «Отечество» (2006 г.)

14. Сотрудничество с Областным, Городским Советом (Томской области и г. Томска) и Советом (ТПУ) ветеранов войны и труда.

Члены МПЦ ТПУ «Отечество» и отряда «Память» поддерживают связь с Томским Областным Советом ветеранов войны, труда, вооруженных сил и правоохранительных органов, с Городским Советом ветеранов войны и правоохранительных органов, с Советом ветеранов войны и труда Томского политехнического университета. В своей деятельности Центр опирается на отдел по воспитательной и социальной работе ТПУ. Помощь в этой работе Центру всегда оказывает Администрация ТПУ.

15. Использование электронных средств массовой информации для работы с молодежью по патриотическому воспитанию.

В структуре ТПУ в Интернете есть сайт-страница, на которой дается информирование студентов о предстоящих мероприятиях в рамках деятельности центра. Сегодня, в период, когда всемирная паутина настолько захлестнула человечество, когда практически каждый не мыслит своей жизни без такого информационного источника, как интернет и молодежь проводит достаточно длительное время в сети, когда интернет является практически одним из основных источников информирования, необходимо использовать этот источник информации. В настоящее время мы сформировали свой самостоятельный сайт в интернете, в котором Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество» наиболее полно информирует не только о своей деятельности, но и рассказывает о Героях, подвигах, битвах; ведет гостевую книгу об отзывах, замечаниях, пожеланиях; представляет уникальные материалы о Героях и Подвигах, материалы, которые мы собираем по

крупницам и которые весьма тяжело найти, но которые несут высокий нравственный заряд, позволяя задуматься о своих поступках и делах.



Рис.17 – Организаторы олимпиад «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.». (2012 г.)

Особенность работы МПЦ ТПУ «Отечество» в том, что он создан по инициативе молодежи, что молодежь сама организует эту работу по принципу самоуправления и лишь научный руководитель – это единственный старший по возрасту и соучастник Великой Отечественной войны.



Рис.18 – Члены Совета и участники олимпиады «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.». (2010 г.)

Многие предшественники и основатели Молодежно-патриотического центра ТПУ «Отечество», занимающиеся ранее активной патриотической деятельностью, в настоящее время, окончив ТПУ, разъехались по разным городам и странам, стали специалистами (например, на Кольской атомной электростанции), докторами (например, в Индии), работают в Москве, Санкт-Петербурге, но все они до сих пор поддерживают связь с Центром и помогают нам, а некоторые продолжают эту деятельность в своих городах.

В создании и активной работе на протяжении многих лет в Молодежно-патриотическом Центре ТПУ «Отечество» сыграли студенты и аспиранты: М. Шалдыбин, С. Федоров, М. Любятинская (Иванова), М. Соколова, В. Казина (Беккер), В. Портнов, С. Панова, В. Галушак, Д. Заведеева, А. Казин, Л. Пепеляева, Л. Заморовская, О. Нагорная, А. Таловская, Е. Мякушев, Н. Будянская, Е. Пасечник, Т. Игнатова, Ю. Головачева, Т. Жарова, Е. Зеленова, Д. Зайцева, А. Епихин, Е. Каминский, З. Зенкина, А. Анисимов, А. Давыдова, О. Булгакова (Блохина), Ф. Алиев, В. Портнягин, А. Кузнецов, Е. Филимоненко, Б. Соктоев, Р. Савицкий, А. Бойко, И. Чаплин, В. Бучельников, Д. Федин, А. Бархатов, Л. Шевцова, М. Воротило, М. Филимоненко, Л. Миронова, И. Гурова и другие.

Работать с молодежью в патриотическом направлении сегодня непросто, а порой даже очень тяжело. Подобная работа отнимает у нас, организаторов, порою много душевных и нервных сил. Но, мы уверены, не смотря на то, что это очень тяжелый труд, необходимо бороться за душу каждого молодого человека. И мы убеждены, что примеры подвигов Героев прошлых лет, как нельзя удачно показывают молодому поколению пример истинного патриотизма, любви к Родине и целеустремленности сильных личностей, что позволяет, в свою очередь, сформировать более осмысленное отношение к жизни и ответственность за свои поступки и сегодняшней молодежи. Сегодня идет сражение за душу молодых и проиграть его никак нельзя, в этом залог будущего России.

**ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ И МЕТОДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОТРЯДА «ЗВЕЗДА»
ПО ПРОВЕДЕНИЮ ИСТОРИКО-ПАТРИОТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ СРЕДИ СТУДЕНЧЕСТВА**

А.И. Солоха, А.А. Попов

Научный руководитель доцент, В.А. Пономарёв

Юргинский технологический институт (филиал)

**Национального исследовательского Томского политехнического университета г.
Юрга, Россия**

Что такое «патриотизм» и какого человека можно назвать патриотом? Ответ на этот вопрос достаточно сложен.

Более современные понятия «патриотизма» связывают сознание человека с эмоциями на проявления воздействий внешней среды в месте рождения данного индивида, его воспитания, детских и юношеских впечатлений, становления его как личности.

Патриотизм либо есть в той или иной степени, либо его нет вообще. Патриотизм – сокровенное чувство, находящееся глубоко в душе (подсознании). О патриотизме судят не по словам, а по делам каждого человека. Патриот не тот, кто сам себя так называет, а тот, кого будут чтить таковым другие, но, прежде всего, его соотечественники.

Как в России, так и во всём мире патриотизм, или его отсутствие играет очень важную роль в отношении человека к своей стране: в формировании его мировоззрения, а также общей идеологической системы. В РФ существует множество примеров сохранения памяти о патриотах, участвовавших в войнах или военных конфликтах по защите Отечества, а особенно о людях отличившихся во время данных событий. Это памятники великим полководцам (Суворову, Кутузову, Жукову), увековечивание их памяти (биографии) в различных источниках. Эти Герои, которые делали всё для победы своей страны во многих сражениях, являются яркими примерами патриотизма.

В связи с этим, необходимо сказать о создании и работе Юргинского Молодёжного военно-патриотического отряда «Звезда» имени Героя Советского Союза, гвардии лейтенанта Александра Демакова Всероссийской общественной организации ветеранов «Боевое Братство», или попросту – отряд «Звезда».



**Фото 1. Команда молодёжного военно-патриотического отряда «Звезда»
на награждении университетской олимпиады, 2014 г**

В момент его создания (14 сентября 2003 г.) никто не собирался ставить перед организацией глобальные задачи. По своей сути они просты, но в то же время актуальны:

- получение членами организации углубленных знаний по Отечественной истории, в том числе, по военной истории России;
- воспитание у членов организации любви к Отечеству, гордости за принадлежность к Великой России;
- воспитание членов организации в духе патриотизма и верности своей Родине – Российской Федерации.

В числе проводимых мероприятий:

- организация и проведение встреч и бесед на военно-патриотическую тематику (с приглашением на собрания организации ветеранов Великой Отечественной войны, участников локальных войн и военных конфликтов, ветеранов труда, ветеранов Вооружённых сил Российской Федерации всех родов войск);
- проведение бесед на военную и историческую тематику с привлечением представителей других городских клубов и организаций;
- проведение «Уроков мужества» в учебных заведениях городов: Новосибирск, Томск, Кемерово, Юрга и в Юргинском районе;

- внутриорганизационная работа: проведение литературных военно-патриотических чтений на историческую, военную и военно-историческую тематику с приглашением поэтов и писателей города; просмотр видеофильмов по вышеназванной тематике;

- научно-исследовательская работа и активное участие в научно-практических конференциях студентов и учащейся молодёжи, в том числе, военно-исторических;

- участие в военно-исторических олимпиадах.

За этот период времени членами организации сделано немало.

Главное – создан костяк из наиболее опытных и преданных делу студентов института (у некоторых из них родители носят военную форму), а вокруг них образовался круг заинтересованных молодых людей (юношей и девушек). Среди членов клуба есть студенты других учебных заведений и обучающиеся школ города.

Численность организации небольшая (более 20 человек), но отряд мобилен и сплочён. Члены организации участвовали почти во многих значимых мероприятиях города (чествование ветеранов, участие в студенческих конференциях и выступления на них со своими исследовательскими работами и др.). Многие члены организации (студенты ЮТИ ТПУ и школьники) за свою работу отмечены наградами (медалями, грамотами, благодарственными письмами).

В ЮТИ ТПУ уже не первый десяток лет юноши-студенты, обучающиеся по техническим специальностям в институте, получают военные знания и специальную подготовку на военной кафедре ТПУ, что является существенным вкладом учебного заведения и преподавателей ВУЗа в патриотическое воспитание молодёжи. Ежегодно офицерский корпус Российской армии пополняется высококвалифицированными специалистами. Более 10 человек из Молодёжного центра «Звезда» успешно окончили военную кафедру и сейчас трудятся на различных должностях в различных силовых структурах РФ.

Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод: ничего неосуществимого нет. Нужно иметь желание что-то сделать для Родины, её населения и, особенно, молодого поколения.

Наша военно-историческая работа среди студенчества – это и есть вклад каждого члена организации в дело воспитания патриотизма у молодых граждан России и будущих защитников Отечества.

Литература

1. Пономарёв В.А. Патриотическое воспитание студенческой молодёжи – важнейший, неотъемлемый элемент учебного процесса // Проблема реализации личностного потенциала молодёжи в современных условиях. Труды всероссийской научно-практической конференции. – Юрга, 2-3 ноября 2004 г. – С. 58-61.
2. Пономарёв В.А. Воспитывать патриотов России – один из главных элементов учебно-воспитательного процесса в высшей школе // Российские модели образования и их интеграция в мировое образовательное пространство: прошлое и настоящее: Труды V Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – ЮТИ ТПУ, Юрга: Изд. ТПУ, 2007. – С. 202-206.
3. Пономарёв В.А., Фарберов В.Я. Воспитание патриотизма у студентов в ходе занятий – один из неотъемлемых элементов учебного процесса в высшем учебном заведении // Модернизация инженерного образования: проблемы и перспективы: Труды VI Всероссийской научно-практической конференции. – ЮТИ ТПУ, Юрга: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – С. 219-223.
4. Комарова Е.М., Пономарёв В.А. Воспитание студенческой молодёжи в процессе развития и совершенствования современного российского общества // ... Модернизация инженерного образования: проблемы и перспективы: Труды VII Всероссийской научно-практической конференции. – ЮТИ ТПУ, Юрга: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – С. 154-157.
5. Комарова Е.М., Пономарёв В.А. Организация и проведение военно-патриотической работы в учебном заведении (средней общеобразовательной школе) // Салют, Победа!: сборник трудов VI региональной научно-практической военно-исторической конференции с международным участием, посвящённой 65-й годовщине Победы в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. / Юргинский технологический институт. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – С. 201-202.
6. Пономарёв В.А. Патриотизм и его воспитание у студентов высшего учебного заведения // Качество образования: экономика, законодательство, технологии: материалы 12-й науч.-практ. конф., 21-22 ноября 2009 г., Томск / под ред. В.В. Тирского. – Томск: Изд-во Томск. гос. ун-та систем упр. и радиоэлектроники, 2010. – С. 118-121.

**ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ СТУДЕНЧЕСКОГО ОТРЯДА «ПАМЯТЬ» В СОСТАВЕ МПЦ ТПУ
«ОТЕЧЕСТВО» ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕМОРИАЛА ПОГИБШИМ ВОИНАМ –
ТОМСКИМ ПОЛИТЕХНИКАМ В СМОЛЕНСКОМ СРАЖЕНИИ ПО ЗАЩИТЕ МОСКВЫ**

Т.Ю. Жарова, С.Н. Аксенов, В. В. Казина, Е. С. Зеленова, Ю. И. Головачева

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С момента окончания самой страшной и кровопролитной войны XX века прошло 70 лет. Той страны, которая выиграла войну, уже нет на карте – СССР распался, многие из участников Великой Отечественной войны ушли из жизни, как это ни печально, а легендарные Герои, выигравшие войну и подарившие нам жизнь, как показывают статистические исследования, постепенно забываются новыми поколениями.

Что мы помним о Великой Отечественной войне? Что эта страшная трагедия коснулась каждого человека, живущего в нашей стране. Что из Томской области на войну отправилось 120 000 человек, а живыми вернулось всего 60 000. Что зверские издевательства фашистов над нашим народом искалечили судьбы миллионов...

26 июня 1941 года из Томска на фронт отправился первый эшелон с воинами 166-й стрелковой дивизии в составе 16 000 человек, сформированной в сентябре 1939 г. В ее составе находились и томские политехники, в том числе добровольцы. Дивизия была направлена на защиту Москвы и приняла первые бои под Смоленском – ключом доступа к Москве.

Однако боевой путь 166-й стрелковой дивизии был недолгим. Непрерывные, жестокие бои вела дивизия в районе Смоленска, Белого, Ярцева, Духовщины, Вязьмы. Непростая фронтовая судьба досталась ей – жестокие, кровопролитные бои, окружение... Дивизия почти полностью погибла в Вяземском котле. 14 ноября 1941 г. из окружения вышли только 517 бойцов и командиров 166-й стрелковой дивизии.

Оставшиеся в живых уходили в леса, организовывали партизанские отряды и продолжали борьбу с врагом. На Смоленщине в 1941 - 1943 гг. действовало несколько партизанских отрядов, объединённых в бригады.

Так, командиром отряда «Смерть фашизму!» был младший лейтенант В.В. Васильев, томич, геолог, выпускник и молодой преподаватель Томского политехнического института (ТПУ). Партизанские бригады, действовавшие в Валдинских лесах, нанесли большой урон врагу, тем самым приблизив долгожданный день Победы.

166-я Томская стрелковая дивизия выполнила свой долг и сохранила свою честь ценою беспримерного мужества и героизма, ценою жизни многих своих бойцов. Вместе с другими частями и соединениями Западного фронта она способствовала провалу плана молниеносной войны Германии. Здесь, на дальних подступах к столице, были заложены основы будущей Победы. Закрыв собою Москву, 166-я томская стрелковая дивизия шагнула в бессмертие.

После войны жизнь постепенно входила в мирное русло и шла своим чередом. Восстанавливались разрушенные города, деревни и села, налаживалось производство, строились памятники...

В 1968 году члены студенческого строительного отряда «Поиск» Томского политехнического института (ТПУ) на территории Холм-Жирковского района Смоленской области нашли братскую могилу, в которой были захоронены воины-сибиряки 166 стрелковой дивизии. У студентов возникло желание увековечить память воинов-сибиряков. Под руководством старшего научного сотрудника Томского политехнического института И.Т. Лозовского студентами-политехниками в селе Верховье Смоленской области был сооружен Мемориал воинам 166 стрелковой дивизии на общественных началах из сэкономленных материалов и на средства безвозмездного труда студентов и сотрудников ТПИ.

Строительство самого мемориала завершилось в августе 1974 г. Кроме того, мемориальный комплекс дополняли партизанские землянки, восстановленные студентами ТПИ. В их числе были штабная, санчасть, столовая, жилая землянка, партизанская баня, а также землянка немецкого антифашиста Героя Советского Союза Фрица Шменкеля. Оборудование для этой землянки доставила делегация из ГДР, в составе которой был и сын покойного Героя - полковник Шменкель. Большую помощь студентам оказали бывшие партизаны, местные рабочие, студенты и школьники.

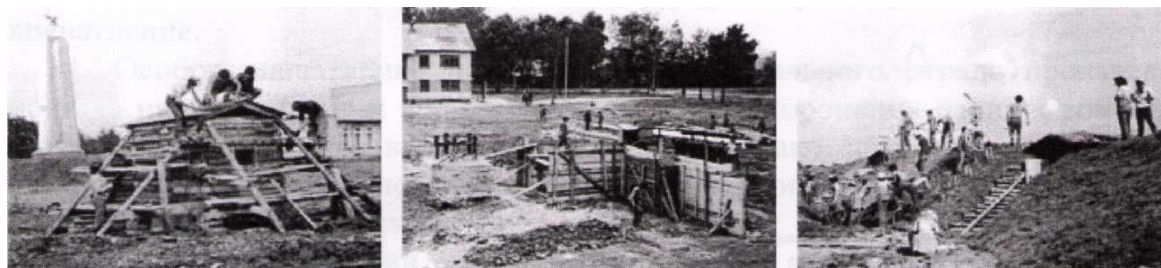


Фото 1. Строительство мемориала Героям-политехникам в с. Верховье Смоленской обл., 1997 г.

Министерство обороны СССР выделило для оформления мемориальной площади и музея значительное количество оружия времен Великой Отечественной войны. На бетонных постаментах по бокам Кургана, на котором возвышается памятник, на вечный пост стали пушки, а за Курганом - полковые минометы.

К сожалению, в сложные для всей страны 90-е годы, студенты ТПУ не имели возможности посещать места боевой славы павших воинов 166-й стрелковой дивизии. В эти годы мемориал начал разрушаться. Однако в ТПУ всегда помнили и чттили своих Героев.

В ТПУ группа патриотически настроенной молодежи (студенты и аспиранты) в тяжелые 90-е годы развернула активную патриотическую работу среди школьников и студентов города Томска. Молодежь ТПУ делала все, чтобы сохранить память о Героях Великой Отечественной войны. В 2005 г. патриотически настроенная молодежь университета создала единую организацию, которую назвали «Молодежно-патриотический центр (МПЦ) ТПУ «Отечество»», поддержанную администрацией ТПУ. В рамках МПЦ «Отечество» был сформирован студенческий отряд «Память» для восстановления Мемориального комплекса, построенного ранее силами политехников в селе Верховье Смоленской области. Основали отряд «Память» и выехали его члены под Смоленск – это В. Казина (Беккер), Т. Жарова, Е. Зеленова, Ю. Головачева, А. Казин, Е. Мякишев, Н. Будянская, С. Аксенов, Д. Данченко и другие.



Фото 2. Отряд «Память» МПЦ «Отечество» в с. Верховье, 2005 г.



Фото 3. Отряд «Память» МПЦ «Отечество» в с. Верховье, 2009 г.

В состав первой экспедиции XXI века на Смоленскую землю из ТПУ входило 6 человек. В августе 2009 года отряд «Память» состоял уже из 10 человек: 3-х девушек и 7 парней.

Работа отряда проходила в следующем направлении.

1. Восстановление и реконструкция Мемориала павшим воинам 166-ой Томской стрелковой дивизии. В этом заключалась наша главная задача и здесь был выполнен основной объем работ: заменена мраморная плитка на ступеньках памятника, удалена ржавчина со стелы, установлена подсветка памятника, засыпаны аварийные землянки, дополняющие Мемориальный комплекс.

2. Помощь поселению села Верховье. В рамках этих работ наш отряд реставрировал часовню, построенную томичами, где сражались и захоронены бойцы томской дивизии. Мы ремонтировали школу и местный клуб, облагородили территорию около памятника, восстановили памятник, построенный деревенскими жителями.

3. Помощь ветеранам Великой Отечественной войны. В селе Верховье живут несколько ветеранов, с которыми студенты ТПУ встречались и общались, а также помогали им всем, чем могли (подсобная помощь по хозяйству). Встречи с Героями того времени, ветеранами, некоторые из которых воевали и в партизанских отрядах, произвели на студентов неизгладимое впечатление. Особое впечатление на студентов отряда «Память» произвела поездка на места боевых сражений и братские захоронения павших воинов, которые располагаются в деревне Татьяна. Однако сегодня этой деревни уже не существует, остался только памятник павшим воинам 166-й Томской стрелковой дивизии в глухом лесу и могила командира партизанского отряда («Смерть фашизму!») – В.В. Васильеву, бывшему студенту ГРФ (ИГНД) ТПУ.

На месте сражений чувствовалась особая атмосфера и единение с героическим прошлым своего народа. Шел дождь. Казалось, небо проливает слезы по Павшим Воинам. Совсем рядом находились окопы и землянки, оставшиеся после войны. Бурное воображение рисовало жуткие картины... Залпы, взрывы, шум и крики... Кто-то ранен, кто-то погиб. «Товарищ, помни, здесь погребены твоей Отчизны верные сыны...» - было написано на табличке памятника. Эхо войны царило повсюду. Недалеко от памятника, можно было найти патроны и прочие артефакты времен войны. Просто так, на земле. Земля все помнит, она до сих пор начинена различными патронами, гранатами, минами... и, самое страшное, останками убитых. И это спустя 70 лет...



Фото 3. Работа отряда «Память» над восстановлением мемориала Героям-политехникам в с. Верховье, 2005 г.

В целом экспедиция удалась, задачи, поставленные перед студенческим отрядом «Память», были выполнены. Однако у студентов остался некоторый осадок от неустроенности деревенского быта, местных жителей, от того, что российская глубинка сегодня медленно исчезает, деревенских жителей становится все меньше – молодёжь уезжает в города, потому что работы нет, а старики и бывшие ветераны, часть больные и беспомощные, Герои войны умирают. Эти процессы заметны повсеместно. Так, деревня Татьяна, в которой располагаются братские захоронения, сегодня перестала существовать, ухаживать за могилами некому. А когда-то там жили и трудились люди. Томское сельское поселение Верховье сегодня – вымирающая деревушка, численность жителей не превышает 300 человек. В местной школе всего около 30 учеников, а 8-ой класс вообще отсутствует, т.к. учеников-восьмиклассников просто нет. В связи с этим школу планируют закрыть.

Однако стоит отметить и положительные факты. Администрация, СМИ и общественность Смоленской области проявила большой интерес к студенческому отряду ТПУ «Память» и самому Томскому политехническому университету, который, несмотря на сложные экономические условия, не прекращает финансировать проекты, направленные на патриотическое воспитание молодёжи. Студенты ТПУ узнали множество фактов о Великой Отечественной войне, прикоснулись к её истории, побывав в местах сражений, в местах, где пали в ожесточенных боях за Родину с немецко-фашистскими оккупантами их земляки, такие же юные политехники, как сейчас студенты отряда «Память».



Фото 2. Мемориал Героям-политехникам, погибшим под Смоленском в с. Верховье

Про отряд ТПУ «Память» снимали репортажи телекомпании Смоленска, писали в газетах, студентов приглашали на пресс-конференцию в Администрацию Смоленской области, устраивали встречи с ветеранами и представителями местного студенчества.

В 2009 г. Главы Смоленска и Томска подписали соглашение о межмуниципальном сотрудничестве. Соглашение заключено на пять лет. Наши области породнила Великая Отечественная война. В год 70-летнего юбилея Великой Победы в 2015 г. в День Памяти студенты-политехники А. Анисимов, Ф. Алиев, И. Чаплин, члены Молодежно-Патриотического центра «Отечество» были приглашены и участвовали в проведении торжеств в с. Верховье Смоленской области на мемориале Героев-политехников. И мы, молодёжь ТПУ, и члены Молодежно-патриотического центра ТПУ «Отечество», остаемся верны этой священной памяти.

ВАЖНОСТЬ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ МЕТОДОВ ВОСПИТАНИЯ ПАТРИОТИЗМА ПРИ ПОДГОТОВКЕ СТУДЕНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

А.В. Епихин, М.К. Ковалев

Томская региональная общественная организация «Ассоциация силовых видов спорта Томской области «Томская Сила», г. Томск, Россия

Современная Россия находится на распутье. С одной стороны, эпоха «лихих 90-х» прошла, страна развивается, с ней растет и уровень жизни. И какими бы страшными и жестокими не были порядки времен перестройки – они нас многому научили: нельзя легкомысленно относиться к тому, что имеем, что можно многое легко разрушить и потом так тяжело восстанавливать. Но, с другой стороны, борьба за молодежь, за социальные идеалы, здоровый образ жизни и патриотическое воспитание еще не окончена.

В 90е года называть себя патриотом было «не модно» - это был удел истинных борцов за правое дело. Но они часто оказывались за свои убеждения под градом насмешек и критики, потому что чувство патриотизма усиленно заглушалось насаждением западной культуры и идеалов. Такая ситуация была справедлива и для движения за здоровый образ жизни, когда инфраструктура спорта была разрушена, молодежь погибала от пагубных пристрастий к наркотикам, алкоголю и табаку. Призывы к здоровому питанию уступали усиленной рекламе западных брендов «fast food».

В то время, когда новая Россия еще не окрепла и не встала полноценно на ноги, враги всеми способами пытались искоренить и опорочить чувства любви к Родине. Их основным оружием были и остаются: ложь и неправдивые факты, манипуляция молодежью на основе ее несформированных жизненных принципов и суждений. Один из серьезнейших ударов в то время испытала история Великой Отечественной войны. Враги нашей Родины пытались стереть из памяти людей подвиг советского народа в самой кровопролитной войне 20 века и после нее, когда страна поднималась буквально из руин. До сих пор идут попытки активной подмены понятий, приуменьшение роли советских воинов в освобождении Европы и мира от фашизма. Лишь единицы не сдались и не поддались во времена перестройки стадному инстинкту. Именно такие люди стали инициаторами возрождения активного патриотического воспитания и популяризации здорового образа молодежи. Активную поддержку им оказывала и «семья», как базис начального социального воспитания.

В настоящее время многое изменилось: государством успешно реализуются программы патриотического воспитания молодежи (Государственная программа «Патриотическое воспитание граждан Российской Федерации на 2016-2020 годы», Государственная программа «Развитие здравоохранения в Российской Федерации на 2016-2020 годы», Федеральная целевая программа «Развитие физической культуры и спорта в Российской Федерации на 2016–2020»), активно развиваются военно-патриотические, спортивные и общественные движения. Особенного прогресса достигают медиа и интернет-проекты в социальных сетях, благодаря, их высокой востребованности среди молодежи.

Но это лишь одна сторона медали. Не менее активно развиваются сообщества и субкультуры, которые открыто или завуалированно призывают к асоциальному поведению и агрессии, в том числе межнациональной розни, поддерживают идеи фашизма, пытаются «переписать» историю в восприятии молодежи. Самым опасным является то, что подобные движения выбирают своей целевой аудиторией молодежь 10-20 лет, которая является активными интернет-пользователями. Учитывая, что доля полезной информации, находящейся в сети Интернет редко превышает 15-20%, это позволяет лидерам подобных сообществ активно манипулировать молодежным мнением, используя недостоверную информацию и ссылаясь на «специально адаптированные» под такую работу ресурсы.

К сожалению, приходится считаться с тем, что такая ситуация имеет место быть в нашей многонациональной стране, которая сотнями лет боролась за свою свободу и независимость, победила монголо-татар, Наполеона и Гитлера. И в этой ситуации становится актуальным вопрос о поиске новых методов и способов работы с молодежью.



Рис. 1. Турнир по русскому жиму «Стенка на Стенку» в г. Асино, 2012 г.



Рис. 2. I этап Кубка Томской области по русскому жиму, 2012 г.

Метод активной пропаганды и радикальных мер может быть оправдан только в случае проявления агрессии со стороны молодежи, если идет нарушение прав и свобод граждан, законодательства Российской Федерации. В остальных случаях – табу, запреты, аресты, разгоны – это лишь дополнительный стимул для развития радикальных течений, поскольку «запретные темы» всегда были привлекательны для молодежи.

Более действенными являются методы убеждения, работы «своим примером», активной, но не агрессивной пропаганды. Основной идеей в такой работе должно быть то, что свобода и процветание России – это не война с надуманными врагами, а развитие себя, своего организма, самообразование, помощь близким, воспитание важнейших ценностей, таких как «семья», «Родина», «дети», «мир». Основной тезис такой работы: «невозможно воспитывать любовь на ненависти и агрессии».

Под эгидой ТРОО «Ассоциация силовых видов спорта Томской области «Томская Сила», учитывая описанную выше ситуацию, были разработаны методы, направленные на активную работу по патриотическому воспитанию молодежи и развитию у нее активной гражданской позиции. Основные направления:

- **спортивные мероприятия** – проведение спортивных мероприятий различного уровня в виде соревнований, мастер-классов, открытых тренировок с целью популяризации здорового образа жизни среди населения, развития массового участия населения в силовых видах спорта вне зависимости от пола, возраста и уровня подготовки;

Томская региональная общественная организация «Ассоциация силовых видов спорта Томской области «Томская Сила» занимается организацией и проведением спортивных соревнований с 2011 года. За этот период проведено в общей сложности 42 спортивных мероприятия по силовым видам спорта, на которые было привлечено 1196 спортсменов и десятки тысяч зрителей. С 2014 года организация официально зарегистрирована в органах Юстиции, а с 2015 года ее мероприятия включены в календарный план физкультурных и спортивных мероприятий муниципального образования «Город Томск».

Приоритетами работы ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила» являются качество проведения соревнований и постоянное расширение перечня культивируемых видов спорта для населения Томской области. С 2011 года жители Томской области и соседних регионов познакомились с рядом новых для себя видов спорта: армлифтинг и состязания в силе хвата, русский жим, народный жим, жимовое двоеборье. С 2014 года началась активная популяризация пауэрлифтинга среди населения.

С 2012 года ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила» является организатором силового шоу «Богатыри Томской губернии» (с 2015 года – «Богатырские Игры») и занимается развитием силового экстрима на территории Томской области. В летний период проводятся регулярные открытые тренировки, позволяющие атлетам и всем желающим готовиться к состязаниям по силовому экстриму.

Деятельность организации является социально-направленной, в ее работе задействуются все категории граждан в возрасте от 12 до 60 лет, кроме того, на соревнованиях выступают атлеты с ограниченными возможностями. Гостями проводимых нами мероприятий выступают представители Новосибирской области, Республики Хакасия, Республики Алтай, Кемеровской области, Красноярского края, Иркутской области и других регионов.



Рис. 3. III этап Кубка Томской области по русскому жиму, 2012 г.



Рис. 4. Сборная Томской области на мультитурнире по силовым видам спорта «Золотой Тигр», Екатеринбург, 2012 г.

- **социальные проекты** – организация спортивных и патриотических мероприятий, посвященных значимым датам в истории Российской Федерации, государственным праздникам и направленных на укрепление народного единства;

ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила» разработала и активно реализует ряд подобных мероприятий, среди которых уже прошли:

- IV-ый традиционный открытый Дмитриевский атлетический «Жим – Марафон» (12 октября 2014 года), который проводится ежегодно в виде Всероссийской акции. Томичи пожали штангу весом от 20 до 80 кг на 1142 повторения;

- Фестиваль «Спортивная Деревенька – 2015», посвященная Дню России (12 июня 2015 года, д. Киреевск), в рамках которого для всех желающих был проведен ознакомительный турнир по мас-рестлингу;
 - Жим-марафон, посвященный 70-летию Победы в Великой Отечественной войне (14 июня 2015 года). Спортсмены и гости мультитурнира по силовым видам спорта «Стенка на Стенку» пожали штангу символическим весом 70 кг на 1418 повторений (именно столько дней и ночей длилась Великая Отечественная война).

К реализации под эгидой ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила» готовится еще ряд проектов, направленных на решение комплексных задач патриотического воспитания и популяризации здорового образа жизни, среди которых: «Протяни руку» - аналог Тимуровского движения; «Поделись силой» - донорское движение ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила».



Рис. 5. IV-ый традиционный открытый Дмитриевский атлетический «Жим – Марафон», 12 октября 2014 года



Рис. 6. Жим-марафон, посвященный 70-летию Победы в Великой Отечественной войне, 14 июня 2015 года

- **социальные медиа** – создание медиа-ресурсов, их размещение и активное продвижение в сети Интернет с целью популяризации здорового образа жизни, развития патриотизма среди молодежи, стимуляции к самообразованию, изучению истории своей страны, воспитания важнейших социальных ценностей.

ТРОО «АСВС «Томская Сила» обладает рядом сетевых ресурсов, на базе которых она реализует свою деятельность - группы и встречи в социальных сетях, на медиа-порталах и т.д.:

- «СВС. Спортивно-силовой ресурс» (<https://vk.com/svstomsk>) - ресурс, посвященный популяризации силовых видов спорта и единоборств;

- «Афиша Томской Силы» (<https://vk.com/castomsk>) – ресурс, посвященный всем мероприятиям и проектам ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила»;

- «Статистика силовых видов спорта Томской области» (<https://vk.com/tomsksvsstatistics>) – ресурс, созданный для аккумуляции всей статистической информации по силовым видам спорта Томской области;

- «Видеоканал Томской Силы» (<https://www.youtube.com/user/epikhinavtomsk>) – официальный канал, на который выкладываются все видеозаписи соревнований и открытых тренировок, проходящих под эгидой ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила».

Одним из ключевых тезисов, обобщающим предложенные методы, является не безапелляционное навязывание своей позиции, а предоставление людям возможности самоопределения. Агрессивный настрой и жесткая пропаганда своих идеалов гарантированно приведут к оттоку целевой аудитории, особенно это справедливо в отношении молодежи от 10 до 20 лет. Главным принципом, который ставит в основе своей работы ТРОО «АСВС ТО «Томская Сила» является: активная работа; постоянная работа над собой; стремление к социальным идеалам; пропаганда своим примером здорового образа жизни и всестороннего развития.

**МНОГОЛЕТНИЙ ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ СТУДЕНТАМИ И АСПИРАНТАМИ МПЦ
«ОТЕЧЕСТВО» ТПУ ОБЛАСТНЫХ И УНИВЕРСИТЕТСКИХ СТУДЕНЧЕСКИХ ОЛИМПИАД
«ПОДВИГ МОЛОДЕЖИ ПО СПАСЕНИЮ РОДИНЫ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ
1941-1945 ГГ.», КАК ВАЖНЫЙ ФАКТОР ВОСПИТАНИЯ ГРАЖДАНСКОГО
САМОСОЗНАНИЯ**

**М.П. Любятинская, В.В. Казина, А.В. Епихин, А.В. Анисимов, Т.Ю. Жарова,
Ю.И. Головачева, Е.А. Филимоненко, Б.Р. Соктоев, З.Зенкина**

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поклонимся великим тем годам,
Тем славным командирам и бойцам!
И маршалам страны, и рядовым,
Поклонимся и мертвым и живым!
Всем тем, которых забывать нельзя,
Поклонимся, поклонимся, друзья!

Слова А.С. Пушкина очень точно отражают для нас сегодня самое главное и важное, что было утрачено в последние двадцать лет в России – это любовь к своей Родине, к Отечеству. Вызвано это тем, что в последнее двадцатилетие произошла переоценка ценностных качеств у населения, резко упали нравственные и духовные ценности, особенно в молодежной среде, гражданское самосознание народа упало до минимума. Страну сегодня захлестнула низкопробная масс-культура, особенно американская, ведущая к изменению психологии молодого поколения, к выработке у молодежи психологии потребителя, как главной ценности.

Исторический же опыт человечества свидетельствует о том, что народ лишенный гражданского самосознания, не может защитить ни себя, ни Отечество. В таком случае народ, нация и государства гибнут. На наш взгляд, поднять в будущем Россию с колен, вывести её из кризиса помогут три главных условия: сохранение науки, сохранение интеллектуального потенциала России (т.е. интеллектуальных возможностей молодого поколения) и третье условие – гражданское самосознание населения - любви к своему Отечеству и, прежде всего у молодежи – будущего России.

В связи с актуальностью решения возникшей в стране проблемы сегодня создана «Государственная программа патриотического воспитания граждан РФ на 2001 – 2005 годы» № 122 от 16.02.01 г. и издан приказ Министерства образования РФ №2207 от 13.06.2002 г. «О создании государственного учреждения Российского центра гражданского и патриотического воспитания детей и молодежи».

Наблюдая деградацию интеллекта и гражданского самосознания молодежи, мы в разные годы начали проводить анонимные социологические опросы у старшеклассников и студентов г. Томска (1993, 1999, 2005, 2009 и 2014 гг.) по теме истории Великой Отечественной войны и о её героях и получили неутешительные результаты. Молодежь ничтожно мало знает о героической борьбе советского народа с фашизмом в 1941-1945 гг. Некоторые молодые люди считают, что немцы дошли до Урала, многие из них не имеют никакого представления: где, кто и когда разгромил фашистскую агрессию. Очень часто молодые люди отвечают, что эта тема их не волнует и не интересует. Национальных Героев Отечества 1941-1945 гг. они не знают. Зою Космодемьянскую, Александра Матросова, Олега Кошевого, Николая Гастелло и других Героев они путают с певцами, учеными, революционерами или вообще ничего сказать о них не могут. На вопрос: «Как Вы оцениваете Победу Советского Союза в Великой Отечественной войне?», как правило, следовал ответ типа: «Как жаль, что немцы нам проиграли, сейчас мы бы пили баварское пиво и жили бы припеваючи, как немцы!» На вопросы: «Какие качества, на ваш взгляд, были присущи молодежи 40-х годов, которые помогли им победить в Великой Отечественной войне? Есть ли эти качества у современной молодежи?» значительная часть опрошенной молодежи отвечала в таком духе: «Качества молодежи 40-х годов – это любовь к Родине, самоотверженность, мужество, честность, преданность народу и Родине, готовность к самопожертвованию, дружба, коллективизм». И почти все они отвечают, что у сегодняшней молодежи этих качеств нет, за исключением небольшого числа молодых людей. В своих ответах они подчёркивают, что сегодня у молодежи иные ценностные ориентации – это рационализм, индивидуализм, меркантильность, и делают вывод: «Если бы сегодня такой мощи удар был обрушен на нашу страну, как в 1941 г., сегодняшняя молодежь не смогла бы защитить Отечество». Это слова и выводы самих молодых, данные сегодня, в юбилей Великой Победы.



Фото 1. Открытие университетского тура олимпиады, 2006 г. Ведущие – члены МПЦ «Отечество» - аспиранты З. Зенкина и М. Любятинская (Иванова)

Всё это заставило нас, т.е. студентов, аспирантов, молодых научных сотрудников и преподавателей Института природных ресурсов Томского политехнического университета, начать с 1994 г. ежегодно, по собственной инициативе, организовывать и проводить молодежные олимпиады на тему: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне». Мы нашли единомышленников, которые нас поддержали в 90-е годы – это Городской отдел народного образования г. Томска, администрация ТПУ, руководство военного училища связи, Томского военно-медицинского института, областной и городской советы ветеранов Великой Отечественной войны. Эти олимпиады мы продолжаем проводить и сегодня.

С 1994 г. по 1998 г. нам удалось при поддержке областной администрации организовать и провести городские олимпиады-викторины на эту тему среди старшеклассников, учащихся техникумов, профессионально-технических училищ и курсантов военного училища связи г. Томска. С 1996 г. по настоящее время ежегодно мы проводим университетские олимпиады среди студентов ТПУ по данной теме. В 2005 г. – в юбилейном году Великой Победы, мы организовали и провели по данной теме областную олимпиаду среди студентов всех вузов г. Томска. В 2010 г. в 65 – юбилейном году Великой Победы мы вновь организуем университетскую и областную олимпиады «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.». В прошлом 2014 г. мы провели десятую юбилейную Олимпиаду по данной теме.

Все олимпиады по теме: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне» мы начинаем со слов:

«Когда наклоняется знамя над павшими в грозном бою,
Роняет печальное солнце слезу золотую свою.
На свежем высоком кургане у чёрной могильной плиты
В глубоком и скорбном молчанье встают на колени цветы.
А ветер, летящий над чашей, разносит над ширью земной
Наш залп на кургане гремящий как клятва Отчизне родной...»

Олимпиада проводится нами по следующей программе:

Подвиг молодежи на фронтах Отечественной войны.

Подвиг молодежи в тылу врага (партизанская война и борьба в подполье).

Молодежь – Герои Советского Союза.

Дети – Герои Советского Союза.

Молодежь в тылу страны, и её девиз: «Всё - для фронта, всё - для Победы».

Молодые томичи – Герои Советского Союза и Отечественной войны.

Политехники – участники и Герои Великой Отечественной войны.

Память томичей о Героях Великой Отечественной войны, увековеченная в названии улиц, памятниках и музеях города.

Интеллектуальная олимпиада, как правило, проходит в три тура (отборочный, полуфинальный и финальный) по двум номинациям: индивидуальное и командное первенство. В городской олимпиаде старшеклассников по этой теме в 1994 г. участвовало до 27 школ, в ТПУ участвуют студенты всех факультетов, в полуфинал выходит от 250 – 300 студентов, в финал отбирается до 30-35 студентов в составе команд пяти лучших факультетов. В юбилейный 2005 г. в областной олимпиаде участвовало до 100 студентов из шести вузов г. Томска и проходила она по трем номинациям: интеллектуальной (конкурс эрудитов), литературной и музыкально-поэтической.

В процессе подготовки к полуфиналу и финалу для участников олимпиады и всех желающих студентов обычно мы проводим лекторий с демонстрацией документальных и художественных фильмов о Великой Отечественной войне. С этой целью нами создана фильмотека по теме Великой Отечественной войны и о её Героях.

Заключительный финал интеллектуального конкурса олимпиады – это уже открытое соревнование команд факультетов или вузов, вошедших в финал. Происходит конкурс команд на сцене, в



Фото 2. Конкурс команд университетов в интеллектуальной номинации областная олимпиада, Курсанты военно-медицинского института, 2009 г.



Фото 3. Соревнуются участники музыкально-поэтической номинации областной олимпиады, 2005 г.

зале присутствуют болельщики и группы поддержки. Финал – это одновременно эмоциональное и музыкально-художественное представление.



Фото 4. Конкурс капитанов в университетской олимпиаде, 2004 г.

Команды эрудитов соревнуются здесь и в музыкальных, и стихотворных, и устных, и письменных конкурсах. Конкурс, в зависимости от вопроса, сопровождается музыкой, стихами, видеоизображениями из фильмов, документами, фотографиями и интересными фактами. Идут конкурсы капитанов команд-участников и групп поддержки.

Сценарий финала составлен так, чтобы увлечь, заинтересовать и дать много новой интересной информации, как участникам, так и болельщикам, заставить их сопереживать и гордиться поколением молодежи 40-х годов. Мы стремимся, чтобы участники олимпиады сохранили в памяти бессмертный подвиг своих сверстников, отдавших свои жизни за нас с Вами, и это нам удастся. В заключение финала звучит печальная траурная мелодия Шумана «Грезы». Ведущий юноша под торжественную музыку читает «Реквием» Р. Рождественского:

«Помните! Через года, через века – помните!
О тех, кто уже не придет никогда – помните!
Не плачьте, в горле сдержите стоны, горькие стоны.
Памяти павших будьте достойны! Вечно достойны!»



Фото 5. Награждение А.В Анисимова – магистранта ИПР 2013г. Кубки, книги, календари – памятные призы для победителей олимпиады



Фото 6. Награду за первое место в личном первенстве университетской олимпиады получает студент ИПР ТПУ А.В. Епихин 2009 г. Награду вручает ветеран Великой Отечественной войны, орденносец Е.С. Козоткова.

Под траурную музыку и стихи, сменяя друг друга, с экрана на участников олимпиады смотрят юные прекрасные одухотворенные лица молодых Героев Советского Союза, лица молодого поколения бессмертных, потому что бессмертными стали их подвиги. В завершении олимпиады – минута молчания в память о Героях, отдавших жизни за Родину, за нас с Вами. Присутствующим ветеранам войны студенты-участники вручают цветы, у многих ветеранов появляются слезы. Так, заканчивается финал олимпиады. Победитель в индивидуальном первенстве награждается бесплатной поездкой в город-Герой. Победителям финала вручаются дипломы и призы в праздничной и торжественной обстановке в Международном Культурном Центре ТПУ и в Актовом зале главного корпуса ТПУ, а потом все участники команд-финалистов с молодыми организаторами, с врученными им тортами, направляются пить чай и делиться впечатлениями.

Положительным в олимпиаде является то, что большую роль в её организации и проведении играет молодежь – студенты, аспиранты, молодые научные сотрудники Молодежно-патриотического Центра «Отечество» ТПУ. Они – ведущие на сцене, они компьютеризировали весь сценарий финала, создали музыкальные и световые эффекты, сами технически обслуживают олимпиаду, готовят памятные подарки и призы, ведут судейство и секретариат, проверяют и оценивают отборочные работы участников.

Эти ребята – настоящие патриоты, замечательные и увлеченные люди. Это аспиранты ИПР ТПУ: С.Ф. Федоров, М.П. Любятинская, Т.Н. Игнатъева, А.В. Таловская, Е.Ю. Пасечник, эксперт ИСР В.В. Беккер, доцент ИПР М.В. Шалдыбин, инженер ИПР Л.Д. Власкина (Пепеляева), студенты ИПР – О.В.

Нагорная, С.Г. Телякова (Панова), Л.В. Заморовская, А.В. Епихин, Т.Ю. Жарова, Е.С. Зеленова, Ю.И. Головачева, Е.В. Филимоненко, З.Зенкина, Л.А. Миронова, А. Казин, А. Анисимов, А. Кузнецов, А. Алиев, Б. Соктоев, Е. Каминский и другие. Некоторые из них стояли у истоков организации таких олимпиад ещё в 90-е годы. Руководят ими ветераны войны и труда: доцент ИПР ТПУ Г.М. Иванова, ветераны Великой Отечественной войны – орденосцы, ушедшие добровольцами на фронт в 16-17 лет, доценты Е.С. Коготкова и В.Н. Суслова.

На базе участников и молодежного оргкомитета этих олимпиад в настоящее время создан Молодежный патриотический центр ТПУ «Отечество».

Сегодня идет борьба за душу каждого молодого человека. Удастся ли нам это сделать? От этого зависит будущее России. Перед памятью погибших мы должны сделать так, чтобы подвиг победителей никогда не был забыт, и память о них передавалась от поколения к поколению. Это память должна быть вечной! Так мы видим свой гражданский долг и пытаемся поднять за собой лучшую часть думающей и совестливой молодежи. Сегодня идет сражение за душу молодых и проиграть его никак нельзя, в этом залог будущего России.



Фото 7. Команда ТПУ после награждения в областном интеллектуальном конкурсе энциклопедии. 2005 г.

ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ МОЛОДЕЖНЫХ ТВОРЧЕСКИХ КОНКУРСОВ «ПОДВИГ МОЛОДЕЖИ БЕССМЕРТЕН!» КАК ВОСПИТАНИЯ ПАТРИОТИЗМА НА ПРИМЕРЕ ПОДВИГОВ ГЕРОЕВ РОССИИ

В. В. Казина, Е. А. Филимоненко, Б. Ф. Соктоев, Ф. Р. Алиев, М. К. Воротило
Научный руководитель доцент, Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пускай ты умер!
Но в песне смелых и сильных духом
Всегда ты будешь живым примером
Призывом гордым к свободе, к свету!

М. Горький

Под этим девизом ежегодно мы, т.е. члены Молодежно-Патриотического центра ТПУ «Отечество» проводим ежегодно между институтами студенческий, творческий конкурс «Подвиг Героя бессмертен!» в честь государственного праздника Дня Героев Отечества, утвержденного в России 9 декабря. День Героев Отечества утвержден Федеральным Законом от 13.03.1995 г. № 32-ФЗ и называется: «О дня воинской славы и памятных датах России».

Такой конкурс МПЦ ТПУ «Отечество» проводит ежегодно в канун Дня Героев Отечества – 9 декабря. В этом 2015 г. конкурс проводится уже в 14 раз. Проводится он в виде соревнования творческих работ, выполненных в жанре «коллажа» на темы подвигов реальных Героев разных исторических эпох в истории нашей Родины.

Программа конкурса соответствует теме: «Герои Отечества» и включает следующие направления:

1. Герои Советского Союза – Национальные Герои страны, Герои Великой Отечественной войны.
2. Национальные Герои страны, послужившие примером героизма и воспитавшие своим примером будущих Героев Советского Союза.
3. Национальные Герои России прошлых веков, вдохновлявшие Героев последующих поколений.

Герой! Кто он? Кто может стать Героем? Герой – это тот, кто оставляет след в памяти народа и истории. Он несет с собой свет, он поднимает в людях все чистое и светлое. Он ведет за собой людей в борьбе за свободу, в борьбе со злом. Он вселяет в людях веру, надежду на светлое будущее, он наконец, сам, борется за это будущее и строит его.

Герой рождается в борьбе. Это всегда очень сильные личности. Героем могут стать только люди, имеющие высоконравственные цели – это борьбу за освобождения человечества от рабства, фашизма, от угнетения; борьбу за свободу и независимость своей Родины и ее народа. И ради этого они готовы на самопожертвование. Герои – это легендарные Данко, которые чтобы спасти людей и вывести их из тьмы на свет вырвут свое сердце, пылающее любовью к людям, поднимут его высоко над головой и осветят им тьму. И сердце его, горящее как факел, Герой понесет в руках, освещая тьму и ведя людей к свету. И только тогда, когда он выведет людей из тьмы, только тогда он упадет бездыханно рядом с пылающим своим сердцем. Благодарные люди всегда должны помнить Героев, спасших их, поднявших их с колен, сделавшими их более сильными, светлыми, чистыми и счастливыми. Они должны помнить Героев, которым обязаны своей жизнью.

Россия богата выдающимися Героями во все исторические времена. Таким званием награждались лишь самые достойные, которые совершили личные выдающиеся подвиги в самые тяжелые и трудные периоды истории России в борьбе за ее свободу и независимость. В XX веке, когда на долю России выпали особенно тяжелые испытания – борьба за освобождения человечества от фашизма в годы Великой Отечественной войны и второй мировой войны особенно проявился массовый героизм советского народа, что поражало и восхищало людей мира. Многие из сражавшихся советских граждан стали Героями. Звание Героя Советского Союза за личный подвиг имеют 12600 человек, Звание Героя России – 729 человек, 2500 – это кавалеры трех орденов Славы (1, 2 и 3 степеней).

Любовь к Родине – это главное, что лежит в основе подвига Героя. Что значит для Героев Родина очень сильно выразила в своих стихах поэт Юлия Друнина, Героиня Великой Отечественной войны, ушедшая на фронт добровольцем в 16 лет:

О, Россия,
С нележкой судьбой страна...
У меня ты, Россия,
Как сердце одна.
Я и другу скажу,
Я скажу и врагу –
Без тебя, как без сердца,
Прожить не смогу...

Подлинным воплощением Героя был и является Николай Островский – Герой, вся судьба и жизнь которого, была Подвигом!



Фото 1. Николай Островский, его книга и памятник Герою.

Николай Островский послужил Идеалом будущих Героев XX века. Его одухотворенная личность, сила духа, беспредельное мужество, чистота помыслов и поступков, безраздельная вера в свое дело, любовь к людям, служение своим принципам, идеалам увлекли за собой несколько поколений людей и граждан многих стран мира. Его имя и образ стали олицетворением целой эпохи и всего прогрессивного человечества XX века. Он вобрал в себя лучшее, что может быть и должно быть в людях мира, в нас с вами. Юный Герой Николай Островский до последнего удара сердца отдал свою жизнь людям. Тяжело израненный в боях Гражданской войны, в борьбе с бандами, с немецкими оккупантами, захватившими Украину, ставший инвалидом в 18 лет, ослепший и неподвижный, парализованный, он не был сломлен и побежден. Он сказал себе: «Умей жить и тогда, когда жизнь становится невыносимой, сделай ее полезной людям». И он сделал! Он говорил: «Иди, свети, гори, чтобы ярче осветить тьму жизни. Передай людям свет своей души и сердца».

И он стал писать прекрасные книги о своем поколении, стремящемся ввысь, к высоким идеалам. Николай Островский и его автобиографический роман «Как закалялась сталь», переведенный почти на 60 языков мира, разошедшийся многомиллионными тиражами, вызывали у людей уважение и восхищение. Его знали все: и в нашей стране, и за рубежом. Молодое поколение советской страны, победившее фашизм в Великой Отечественной войне, было воспитано на Подвиге Николая Островского, отдавшему свою жизнь людям и Родине.

Образ Героя-писателя и его книга, сопровождали будущих Героев Отечественной войны на полях сражения, в тюрьмах, у партизанских костров. Они были и остаются путеводителями людям в трудные моменты их жизни и борьбы, и сейчас. Они помогают бороться и никогда не сдаваться, даже при самых сложных, тяжелейших обстоятельствах.

Книги Героя-писателя, пропитанные кровью и пробитые пулями, со словами клятвы на ее страницах, находятся в музеях нашей страны и мира, которые сейчас полны посетителей.

Они служат примером, как жить.

Кредо жизни Николая Островского было сформулировано в словах его завещания будущим поколениям молодых: «Самое дорогое у человека – это жизнь. Она дается ему один раз, и прожить ее надо так, чтобы не было мучительно больно за бесцельно прожитые годы, чтобы не жег позор за подленькое и мелочное прошлое и чтобы, умирая, мог сказать: «Вся жизнь и все силы были отданы самому прекрасному в мире – борьбе за освобождение человечества».

Этот наказ молодые Герои Великой Отечественной войны с честью выполнили. Все Герои XX века вышли из мужественного племени корчагинцев Николая Островского. Вот слова чилийского знаменитого певца и композитора Виктора Хары, который был казнен пиначетовскими фашистами на стадионе-тюрьме в Чили (ему в начале были отрублены руки, чтобы он сам не смог исполнять свои песни-протесты). Вот его слова из песни о Николае Островском:

С верой в правду открытой души,
По Островскому жизнь нам вершить.
Жизнь дается только раз,
С восхищенным сиянием глаз,
С неумным желаньем творить,
Любям счастье и Подвиг дарить.

Горящее сердце Николая Островского и пламя его души, как светоч продолжает светить людям и сегодня. Нельзя наступать на него, душить и топтать это пламя, которое дает людям силу и свет.

Конкурс, посвященный Подвигам Героев, проводится нами уже 14 раз. Студенты знакомятся с Героями, показавшие наиболее яркие и достойные примеры героизма и самопожертвования ради своей Родины, чьи имена навсегда запечатлены на страницах нашей истории, чьими именами мы должны гордиться всегда.

В предыдущие годы мы познакомились на конкурсе с подвигами Национальных Героев: Александра Невского, Дмитрия Донского, Александра Суворова, Михаила Илларионовича Кутузова, Адмирала Павла Степановича Нахимова, Героя Древней Руси – Владимира Мономаха, Национальных Героев России – Кузьмы Минина и Дмитрия Пожарского, адмирала Ф. Ушакова, Героями Бородинского сражения 1812 г. – Томского мушкетерского полка. Мы посвятили работы на конкурсе Национальным Героям России Ивану Сусанину (XVII век) и Герою Советского Союза 86-летнему Матвею Кузьмину, повторившему подвиг Ивана Сусанина в Великую Отечественную войну. Мы посвятили конкурс Подвигам Героев Советского Союза: дважды Герою Советского Союза – Герою Сталинградской битвы, легендарному маршалу В. И. Чуйкову; Герою Советского Союза, знаменитому летчику-испытателю, первому совершившему беспосадочный перелет из Москвы через Северный полюс в Америку – В. Чкалову; Герою Советского Союза, космонавту Валентине Терешковой, первой женщине в мире, совершившей полет в космос; выдающемуся советскому разведчику II Мировой войны, Герою Советского Союза Рихарду Зорге; Герою Советского Союза, десантнику Юрию Смирнову, распятого фашистами, как Иисуса Христа на кресте, не добившись пытками от Героя никаких сведений; Герою Советского Союза Клавье Назаровой и Людмиле Филипповой, юным девушкам, создавшим героическую подпольную комсомольскую организацию в г. Острове, нанесшую большой урон гитлеровцам, перенесшим жестокие пытки в гестапо, повешенным и расстрелянным в центре города на площади; Герою Гражданской и Великой Отечественной войны, талантливому детскому писателю Аркадию Гайдари, на чьих книгах воспитывалось военное поколение, чья жизнь была Подвигом, участнику обороны Киева, сражавшегося в партизанском отряде с фашистами и погибшего при прикрытии товарищей от карателей; четырежды Герою Советского Союза, Маршалу Победы Георгию Константиновичу Жукову; дважды Герою Советского Союза, выдающемуся маршалу Константину Константиновичу Рокоссовскому; Герою и гордостью Советской молодежи Николаю Островскому; Герою России и Отечественной войны 1812 г., первой женщине-воину Надежде Дуровой; Национальному Герою Франции и Герою Советского Союза Василию Порику; Героям Советского Союза, Национальным Героям России сестре и брату Зое и Александру Космодемьянским; Герою Советского Союза, лучшему профессиональному воину II Мировой войны – Александру Маринеско; Герою Советского Союза, мужественной и героической медсестре Зине Тусноловой; Герою Советского Союза, защитнице Москвы Вере Волошиной; юным Героям «Молодой Гвардии» - Героям Советского Союза: Олегу Кошевому, Ивану Земнухову, Ульяне Громовой, Сергею Тюленину, Любови Шевцовой, Ивану Туркеничу и др.; Герою Советского Союза – разведчику Ивану Кудре; Героям Советского Союза – актерам, организаторам подпольной организации в Крыму «Сокол» - Николаю Барышеву, Александре Перегонец; Подвигу Героя-сибиряка Николаю Мосалову, послужившего прототипом выдающейся скульптуры – советскому воину – освободителю с ребенком на руках в Берлине; подвигу замечательных советских космонавтов – Герою Советского Союза Алексею Леонову, первому в мире человеку, вышедшему в открытый космос; первой в мире женщине-космонавту, вышедшей в открытый космос – Герою Советского Союза Светлане Савицкой; подвигу выдающегося авиаконструктора ракетной военной и космической техники – Герою Социалистического труда – Челомею Владимиру Николаевичу; 28 Героям-панфиловцам, погибшим при защите Москвы в 1941 г.; партизанке Александре Дрейман; Герою Советского Союза разведчице Ане Морозовой; трижды Герою Советского Союза Ивану Кожедубу; студентке Томского политехнического университета Шуре Постольской; Героям Советского Союза – летчикам знаменитого женского Таманского гвардейского полка ночных бомбардировщиков; великому, русскому, государственному ученому и деятелю, великому русскому создателю Русской академии наук и высшего образования России Михаилу Васильевичу Ломоносову; Народному Герою, Герою Гражданской войны В. И. Чапаеву; Герою Советского Союза, организатору партизанского движения в Подмоковье в годы Великой Отечественной войны Лизе Чайкиной; Героям Советского Союза, 13-14 летним пионерам Зине Портновой, Вале Котику, Марату

Казею, Лене Голикову; выдающемуся Советскому разведчику Второй мировой войны, Герою Советского Союза Киму Филби; главному конструктору космических кораблей, выдающемуся советскому ученому дважды Герою Социалистического труда С. П. Королеву; Герою Великой Отечественной войны, Герою Сталинградской и Курской битв Алексею Очкину; Герою Советского Союза Александром Матросову; выдающимся разведчикам, Героям Советского Союза – Николаю Кузнецову и Рихарду Зорге; Героям Советского Союза – Героям-томичам Марии Октябрьской и Ивану Черных; первому Герою Советского Союза – летчику-испытателю, виртуозному пилоту и гордости Советского Союза Валерию Чкалову; Героям Советского Союза выдающимся и героическим летчицам – Валентине Гризодубовой, Марине Расковой, Полине Осипенко; Национальной гордости России, первому человеку, поднявшемуся в космос, космонавту – Юрию Гагарину и первой женщине-космонавту – Герою Советского Союза Валентине Терешковой; выдающемуся русскому поэту XVIII века – Михаилу Юрьевичу Лермонтову; первому советскому полярнику, Герою Советского Союза Ивану Папанину и другим Героям.



Фото 2. Коллаж в виде мозаики о подвиге Героя Советского Союза Александра Матросова



Фото 3. Выставка студенческих работ на конкурсе «Подвиг Героя бессмертен!»

Конкурсная комиссия, как правило, отмечает высокий уровень работ участников: коллажи бывают композиционно интересными, с глубоким знанием материала, нередко несущими философский смысл, с большой творческой фантазией, с любовью к Героям. Большинство работ выполнено вручную в виде мозаичных картин с использованием различного материала (бумаги, ткани, дерева, ниток и др.), в виде собственных рисунков, в виде книг. Некоторые коллажи выполняются с помощью компьютерного фотомонтажа. Работы бывают как плоские, так и объемные, но все эти работы раскрывают личности Героев и их Подвиги.



Фото 4. Выставка коллажей на конкурсе «Подвиг Героя бессмертен!»



Фото 5. Знакомство с конкурсными работами студентов на выставке

На торжественном закрытии университетского конкурса в Международном культурном центре ТПУ, победителей и Лауреатов в индивидуальном первенстве награждают дипломами, памятными подарками; командам-победительницам вручают кубки, дипломы, торты. Все участники конкурса получают сертификаты и сувениры. На закрытии конкурса всегда организовывается художественная музыкально-поэтическая презентация о Героях Отечества, по которым проходит конкурс.

Лучшие работы студентов демонстрируются на выставках в научно-технической библиотеке ТПУ и в Международном культурном центре ТПУ, в учебных корпусах и общежитиях ТПУ.



Фото 6. Студенческие коллажи о подвигах Героев Советского Союза на выставке конкурса «Подвиг Героя бессмертен!»

Данный конкурс «Подвиг Героя бессмертен!» вызывает большой интерес у молодежи, в нем принимает участие, как правило, до 120-150 студентов.



Фото 7. Награждение победителей и лауреатов конкурса «Подвиг Героя бессмертен!»

Конкурс проходит по подвигам Героев, показавших наиболее яркие и достойные примеры героизма и самопожертвования ради своей Родины, чьи имена навсегда запечатлены на страницах нашей Родины, чьими именами мы все должны гордиться, знать и помнить их всегда. Такой конкурс, как правило, вызывает гордость за свою Родину и ее народ.

Поклонимся великим тем годам,
Тем славным командирам и бойцам!
И маршалам страны и рядовым,
Поклонимся и мертвым и живым!
Всем тем, которых забывать нельзя,
Поклонимся, поклонимся, друзья!

ВКЛАД ТОМИЧЕЙ В ВЕЛИКУЮ ПОБЕДУ НАД ФАШИЗМОМ

А. В. Епихин, Г. М. Иванова

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Что гибель нам! Мы даже смерти
выше,
В могилах мы построились в отряд!
И ждём приказа нового,
И пусть не думают, что мёртвые не
слышат,
Когда о них потомки говорят!

Эти пророческие слова лейтенанта Н. Майорова, погибшего в 1941 г. на Смоленщине, обращены к нам. Мы с Вами должны сохранить память об этом героическом поколении, защитившим нас ценою своей собственной жизни.

Более 70 лет назад, 22 июня 1941 года, в 4 утра без объявления войны фашистская Германия и её союзники напали на Советский Союз. Бомбардировкам подверглись Рига, Виндава, Либавя, Шауляй, Каунас, Вильнюс, Гродно, Лида, Волковыск, Брест, Кобрин, Слоним, Барановичи, Бобруйск, Житомир, Киев, Севастополь и многие другие города, железнодорожные узлы, аэродромы, военно-морские базы СССР, осуществлялся артиллерийский обстрел пограничных укреплений и районов дислокации советских войск вблизи границы от Балтийского моря до Карпат. В 5-6 часов утра немецко-фашистские войска перешли Государственную границу СССР и повели наступление в глубь советской территории. Началась Великая Отечественная война...

Тот самый длинный день в году
С его безоблачной погодой
Нам выдал общую беду
На всех, на все четыре года.

Эти строки Константина Симонова несут в себе всю полноту того горя и ужасов, которые принесли фашистские полчища на нашу землю.

Когда вражеские орды сделали первые шаги по нашей земле, в далекой Сибири раннее солнце не предвещало приближающейся трагедии. В то воскресное утро 22 июня 1941 года в г. Томске стояла тёплая погода. Многие томичи отдыхали на природе. Студенты сдавали последние экзамены. Вдруг в 12 часов дня по московскому времени радио внезапно замолчало. И через несколько минут взволнованные томичи услышали: «Граждане и гражданки Советского Союза! Сегодня, в 4 часа утра, без объявления войны германские войска напали на нашу страну».



Фото 1. Митинг на площади Революции в г. Томске 22 июня 1941 г.

22 июня в 9 часов вечера в г. Томске на площади Революции состоялся 50-тысячный митинг, на котором томичи заявили о своей решимости отдать все свои силы на борьбу с врагом. Так началась страшная по масштабам, жестокости и жертвам освободительная война. 1418 дней и ночей длилась кровопролитная битва. Она унесла миллионы жизней, но народ выстоял, победил.

Всего за годы войны на фронт из Томска ушло 129187 человек, 57934 из которых не вернулись. Почти каждая семья потеряла родного и любимого человека...

Воины-томичи проявили истинную храбрость в защите Родины. Они покрыли бессмертной славой пути своих полков и дивизий, они не боялись смерти, они воевали за жизнь. Храбрость наших воинов доказывает и то, что более половины томских дивизий и подразделений получили за свои подвиги высочайшее звание «Гвардейских» и были удостоены орденов.

Первыми эшелонами из Томска 26 июня 1941 года на фронт отправились войска 166-й стрелковой дивизии, сформированной в сентябре 1939 г. Боевое крещение 166-й дивизии состоялось 19 июля у озера Щучье.

В течение 75 дней непрерывные, жестокие бои вела 166-я дивизия на Смоленщине, потом было отступление, окружение, попытки прорыва к своим... Из окружения 14 ноября 1941 г. вышло только 517 человек. Но 166-я стрелковая дивизия выполнила свой долг и сохранила свою честь ценою беспримерного мужества и героизма, ценою жизни многих своих бойцов. Закрыв собою Москву, 166-я шагнула в бессмертие.



Фото 2. Защита Москвы

В конце августа 1941 года в Томске начала формироваться 366-я стрелковая дивизия под командованием полковника СИ. Буланова, участника гражданской войны. 28 декабря дивизия прибыла в г.Тихвин и вошла в состав 2-й ударной армии. В конце 1941-го и в начале 1942 года советские войска провели несколько наступательных операций по деблокадированию Ленинграда на Любанском и Мгинско-Синявинском направлениях. За проявленную отвагу в боях в районе Мясного Бора, за стойкость, мужество, дисциплину и организованность, за героизм личного состава 366-я дивизия в марте 1942 г. была преобразована в 19-ю гвардейскую стрелковую дивизию. В августе 1943 г. гвардейцы в общем наступлении освобождали Смоленские земли, пошли по тем политым кровью своих земляков местам, где сражалась и погибла 166-я стрелковая дивизия. За успешную операцию по освобождению Рудни на Смоленщине дивизии было присвоено почетное наименование «Руднянская», а в первой половине 1944 г. за успешные действия на Витебском направлении она была награждена орденом Красного Знамени. За героизм и мужество по освобождению Кенигсберга дивизия была награждена в 1945 г. орденом Ленина. Боевой путь 19-й гвардейской стрелковой дивизии на Западе закончился на побережье залива Фришес-Хафф. Затем дивизия была передислоцирована на Дальний Восток. За участие в разгроме Квантунской армии и преодолении горного хребта Большой Хинган дивизии было присвоено еще одно почетное наименование - Хинганская. Около 17 тысяч солдат и офицеров дивизии были награждены орденами и медалями, 6 человек стали Героями Советского Союза.

Славный боевой путь прошла 370-я стрелковая дивизия, сформированная в Асино в основном из призывников Асиновского, Колпашевского и Чаинского районов в сентябре 1941 года. Дивизия в конце ноября 1941 года была переброшена на Северо-Западный фронт в район Старой Руссы, где шли ожесточенные бои. Целью советских воинов было во чтобы то ни стало не допустить захвата фашистами Ленинграда. Только за 14 месяцев боев на Северо-Западном фронте 1483 воина 370-й стрелковой дивизии были награждены орденами и медалями. В апреле 1944 года за успешно проведенные боевые операции при освобождении польских городов Люблина и Пулавы дивизия была награждена орденом Красного Знамени, а за прорыв сильно укрепленной обороны врага южнее Варшавы - орденом Кутузова II степени. Затем воины дивизии участвовали в штурме Бранденбурга, боевые заслуги дивизии были отмечены присвоением ей почетного наименования «Бранденбургская». Путь от Старой Руссы до Магдебурга стоил огромного солдатского труда и крови. 8 воинов дивизии стали Героями Советского Союза, 30 - полными кавалерами ордена Славы.

В период решительных сражений под Москвой в конце 1941 года начала свой боевой путь в составе 5-й армии Западного фронта 43-я отдельная курсантская стрелковая бригада, сформированная в октябре 1941 года в Новосибирске. Призывники из Томска и районов составляли значительную часть состава бригады. Боевое крещение бригады состоялось 3 декабря 1941 года при освобождении населенных пунктов Захаров и Обушково на Можайском направлении. За время боевых действий 43-я бригада освободила в результате упорных сражений 153 населенных пункта. В апреле 1942 года 43-я отдельная стрелковая бригада была отведена в резерв и переформирована в 258-ю стрелковую дивизию, которая летом-осенью 1942 года приняла участие в боях за Сталинград. В ходе контрнаступления советских войск в ноябре 1942 года дивизия форсировала реку Дон, а при освобождении Украины, освободила г. Иловыйск и получила почетное наименование «Иловыйской». Затем было форсирование Днепра, освобождение Николаева, бои на территории Белоруссии, Польши, Германии. На заключительном этапе войны дивизия, совершив марш в Чехословакию, освободила г. Старый Болеслав и вышла на Эльбу. За время боевых действий Иловыйская стрелковая дивизия, начавшая свой героический путь как 43-я

отдельная курсантская стрелковая бригада, была награждена орденом Ленина, орденами Красного Знамени и Суворова II степени, Более 14 тысяч солдат и офицеров дивизии были награждены орденами и медалями, 8 стали Героями Советского Союза, 3 - полными кавалерами ордена Славы.

Одним из прославленных соединений Великой Отечественной по праву считается 79-я гвардейская Запорожская ордена Ленина Краснознаменная, орденов Суворова и Богдана Хмельницкого II степени стрелковая дивизия. 16 декабря 1941 года в Томске началось формирование 284-й стрелковой дивизии из призывников Томска и районов, относящихся ныне к Томской области, а также Новосибирской и Кемеровской областей. В дивизию были зачислены вернувшиеся из госпиталей воины, уже имевшие боевой опыт, и молодые офицеры - выпускники Белоцерковского военно-пехотного и Томского артиллерийского училищ, расположенных в Томске. Из девушек-томичек был сформирован медсанбат.

Летом 1942 года тяжелые бои развернулись на фронте от Воронежа до Ростова на дальних подступах к Сталинграду. 284-я стрелковая дивизия, входившая в состав 62-й армии, в конце июня 1942 года получила приказ занять оборону в районе станции Касторной и прикрыть отход частей 40-й армии. В боях под Касторной враг потерял более 8 тысяч солдат и офицеров, более 160 танков и 16 самолетов. После короткого отдыха дивизия вступила в бой на рубеже Перекоповка - Озерки, что в 80 километрах от Воронежа, и вновь ее воины проявили образцы героизма и воинской выучки. В конце сентября 1942 года 284-я стрелковая дивизия заняла на левом берегу Волги рубеж: овраг Банный - Мамаев курган - овраг Долгий. Жестокие и кровопролитные бои продолжались 137 дней и ночей. Воины-сибиряки сделали невозможное - они остановили врага. Своим подвигом, своей жизнью заслужили они оценку, данную маршалом В.И. Чуйковым: «Сибиряки были душой сражения за Мамаев курган, за Сталинград». Указом Президиума Верховного Совета от 9 февраля 1943 года 284-я стрелковая дивизия была награждена орденом Красного Знамени и преобразована в 79-ю стрелковую дивизию.

В октябре 1943 года гвардейцы 79-й вместе с другими соединениями освободили город Барвенково, после трехдневных боев взяли город Запорожье, участвовали в форсировании Днепра. За мужество и героизм, проявленные в боях, дивизия получила почетное наименование «Запорожская». 79-я гвардейская дивизия участвовала в освобождении Николаева, Одессы, форсировала Днестр. С июня 1944 г. она дралась в составе 1-го Белорусского фронта: освобождала польские города, форсировала Вислу, Варту, Одер, сражалась на Зееловских высотах и в Берлине, принимала капитуляцию 56-го танкового корпуса гитлеровцев на Потсдамском мосту. За время боевых действий 19 воинов дивизии были удостоены звания Героев Советского Союза, тысячи награждены орденами и медалями. А сколько их, не отмеченных никакими наградами, мужественно выполняя свой долг, полегло на безымянных высотах! За боевую доблесть дивизия была награждена орденами Ленина, Красного Знамени, Суворова и Богдана Хмельницкого II степени.

В разгар тяжелых боев под Сталинградом и на Кавказе, летом 1942 года Новосибирский обком партии обратился к трудящимся области с призывом сформировать Сибирскую добровольческую дивизию и обеспечить ее всем необходимым снаряжением. Горячий отклик этот призыв нашел у томичей - были поданы тысячи заявлений с просьбой о зачислении в добровольческую дивизию. Бюро Томского горкома ВКП(б) приняло на себя обязательство создать добровольческий артиллерийский полк, командный состав полка был укомплектован выпускниками Томского артиллерийского училища и офицерами, уже имевшими опыт боев. Артиллеристы с честью пронесли свое боевое знамя по дорогам войны до Балтийского моря - около 3 000 километров - и вернули родному городу на вечное хранение. Весь личный состав 48-го гвардейского артполка был награжден орденами и медалями.

Неоценимый вклад в разгром фашизма внесли советские женщины. 11 июля 1943 г. целый эшелон девушек-добровольцев из Томска и Новосибирска ушел на фронт и прибыл в г. Камышин. Это был 20-й отдельный прожекторный батальон. (Командир - И. Гребенюк). Полгода учебы, и в феврале 1944г. в Киеве формируется из прожекторного батальона 546-й зенитно-артиллерийский полк, командир - А. Лужанский. В апреле 1944 г. 546-й зенитно-артиллерийский полк направляется в Мозырь. Здесь, у переправ через Припять, на узловых станциях в Калинковичах и Сарнах, зенитчицы ведут боевые действия. За Мозырьскую операцию генерал Рокоссовский объявил всему личному составу полка благодарность. В составе пятого корпуса ПВО под командованием Герасимова свой путь 546-й зенитно-артиллерийский полк закончил в Варшаве.

В июле 1942 года пришло разрешение Государственного Комитета обороны на формирование 150-й добровольческой стрелковой дивизии имени И. В. Сталина. В состав дивизии вошли: Нарымская добровольческая снайперская рота, Асиновская разведовательная рота, 48 Гвардейский артиллерийский полк, а так же специальные части и подразделения.

С 25 ноября и до 17 декабря 1942 года части дивизии вели ожесточенные наступательные бои с ожесточенно сопротивлявшимся противником в районе г. Белого. В ходе этих боев дивизия освободила от гитлеровцев 50 населенных пунктов. До 6 января 1943 года дивизия оборонялась на достигнутых в результате минувших боёв рубежах, а затем была переброшена под Великие Луки. За отличное выполнение боевых приказов командования в период боёв под Белым в районе Великих Лук 959 воинов дивизии были награждены орденами и медалями Советского Союза. Затем были кровопролитные бои на Локнецком плацдарме. 19 апреля 1943 года 150 стрелковая дивизия за стойкость в обороне, мужество и отвагу в наступлении была преобразована в 22-ю Гвардейскую стрелковую дивизию.

Дивизия участвовала в захвате Гнездиловских высот. В тяжелейших боях к вечеру 11 августа объединенными усилиями частей 22-й и 65-й Гвардейских дивизий высота 233,3 была взята, а противник понёсший огромные потери, стал отходить на вторую полосу своей обороны. Высота 233,3 теперь называется Комсомольской. На её вершине в братской могиле захоронены 4,5 тысячи воинов-сибиряков.

Дивизия участвовала также в освобождении смоленских земель, отдавая дань памяти погибшим там сибирякам. А летом 1944 года она начала наступление в Латвии. Приказом Верховного Главнокомандующего от 3 ноября 1944 года за примерное выполнение боевых приказов в ходе Рижской наступательной операции и в ознаменование освобождения Риги 22-й Гвардейской стрелковой дивизии было присвоено наименование “Рижская”.

Неувядающей славой покрыли себя сибиряки в боях за Родину. **175 томича были удостоены** за свои подвиги высочайшего звания **Героя Советского Союза**, а также **25 воинов стали полными кавалерами Ордена Славы**. Тысячи сибиряков награждены орденами и медалями. Они всегда в нашей памяти.

Многие подвиги Героев-томичей являются уникальными, которые демонстрируют невероятную силу и любовь к Отчизне. Тому пример Шилин Афанасий Петрович, который окончил Томское артиллерийское училище.



Фото 3. Шилин Афанасий Петрович

Он был командиром взвода управления и начальник разведки дивизиона 132-го гвардейского артиллерийского полка 60-й гвардейской стрелковой Павлоградской ордена Кутузова 2-й степени дивизии. Этот офицер дважды был удостоен звания Героя Советского Союза. Первый подвиг он совершил при форсировании Днепра во время удержания плацдарма на правом берегу реки. Несколько раз командир восстанавливал связь с противоположным берегом, корректировал огонь артиллерии, а в тяжелейший момент боя командир не дрогнул и вызвал огонь «на себя». Второй медали «Золотая Звезда» Афанасий Петрович был удостоен уже ближе к концу войны, во время освобождения Дрездена. Он проявил особое мужество при штурме вражеских позиций, собственноручно захватив несколько дзотов. В этом бою он снова вызвал огонь «на себя». Афанасий Петрович – пример величайшего самопожертвования и железной дисциплины.

Офицеры всегда были живым примером для своих солдат. Тому подтверждение подвиг старшего лейтенанта Шуклина - также выпускника Томского артиллерийского училища. Ему был приказ остановить наступление врага силами батареи. На его позиции, где оставалось к этому времени одно исправное противотанковое орудие и 9 человек, включая командира батареи, враг бросил 30 танков. Более 2 часов продолжался неравный бой. Огнем орудия, сменя товарищей, артиллеристы уничтожили 12 танков, еще 2 танка подбили гранатами, на поле боя осталось более 100 немецких солдат и 4 автомашины. За этот подвиг лейтенант Шуклин был удостоен звания Героя Советского Союза (посмертно).

Иван Черных навечно был зачислен в списки гвардейского Севастопольского Краснознаменного полка Ракетных войск стратегического назначения за свой подвиг, совершенный 16 декабря 1941 года. Во время атаки колонны вражеской техники возле города Чудово самолет был подбит вражеской артиллерией. Будучи командиром экипажа Иван Черных, после безуспешных попыток сбить пламя, принял решение идти на таран вражеской колонны. За наземный таран, который также был назван «огненным» Иван Черных был удостоен звания Героя Советского Союза (посмертно).



Фото 4. Черных Иван Сергеевич



Фото 5. Памятник И. С. Черных в г. Томске

Всего 20 лет было Алексею Лебедеву, комсомольцу из обского села Александровское в январе 1945 года, «солидный» военный стаж 1,5 года и всего несколько минут для принятия решения, цена которому жизнь. В бою у чехословацкого села Бело в ночь на 6 января взвод, которым он командовал, получил приказ взять высотку, где окопались немцы. Бойцы пошли на штурм под покровом темноты, но когда до неприятельских окопов остались десятки метров, гитлеровцы заметили их и открыли огонь. Лебедев пополз к заговорившему пулемету, метнул в него одну за другой две гранаты. Пулемет смолк, но когда солдаты поднялись в атаку, застрочил опять. Тогда комвзвода бросился вперед, на пулемет и прикрыл собою поднявшихся в атаку товарищей... Родина высоко оценила подвиг Алексея Лебедева - он был удостоен звания Героя Советского Союза (посмертно).



Фото 6. Лебедев Алексей Федорович



Фото 7. Памятник А. Ф. Лебедеву. в г. Томске

Также подвиг Александра Матросова повторил другой томич – Иван Прохоров, который закрыл своим телом амбразуру вражеского дзота при форсировании Одера в феврале 1945 года. Ему было всего 19 лет.



Фото 8. Прохоров Иван Иванович

Отличился при штурме рейхстага в Берлине 30 апреля 1945 года Зинченко Федор Матвеевич, который умелым командованием и личным примером проявил истинный героизм. Он первым с бойцами ворвался в здание и водрузил на него Красное знамя. Боевым распоряжением от 30 апреля 1945 года Зинченко был назначен комендантом рейхстага. За умелое командование подразделением и за личную храбрость Зинченко Федор Матвеевич был удостоен звания Героя Советского Союза.



Фото 9. Зинченко Федор Матвеевич

Трагически сложилась судьба еще одного Героя Советского Союза – Тимофеева Дмитрия Фомича. Он был одним из легендарных 28 панфиловцев, которые в неравном бою с фашистами уничтожили 18 танков. Когда у панфиловцев не осталось по связке гранат они бросились под вражеские танки. Но 5 Героев осталось в живых. Среди них был и Дмитрий Фомич. После невероятного спасения он попал в гитлеровские концлагеря, где ему пришлось пройти все круги ада. Только после освобождения из плена Дмитрию Фомичу были вручены заслуженные награды – орден Ленина и медаль «Золотая Звезда».



Фото 10. Тимофеев Дмитрий Фомич



Фото 11. Сражение под Москвой

Велика Россия, а отступать некуда – позади Москва!

В ряду Героев Советского Союза томичей есть женщины. Среди них особенно выделяется Мария Васильевна Октябрьская. В начале войны приехала она в Томск из Кишинева, работала в эвакуированном из Ленинграда артиллерийском училище, вела большую общественную работу. В конце лета 1942 года, узнав о гибели на фронте мужа, полкового комиссара И.Ф. Октябрьского, она добилась права пойти на фронт водителем построенного на ее личные сбережения танка. Под именем «Боевая подруга» танк прошел с боями сотни километров. Мария Васильевна постоянно писала с фронта томичам, поддерживала их в нелегкой трудовой жизни, рассказывала о своем экипаже. Бой у станции Крынки Витебской области стал для нее последним. Получив смертельное ранение, она скончалась 15 марта 1944 года во фронтовом госпитале и была похоронена у стен Смоленского кремля, на Кутузовском кладбище, рядом с героями Отечественной войны 1812 года.



Фото 12. Октябрьская Мария Васильевна – Герой Советского Союза



Фото 13. Танк «Боевая подруга», водитель которого М. В. Октябрьская

6. Свой подвиг Шура Постольская, бывшая студента ТПУ (ТПИ), ушедшая добровольцем на фронт, совершила 16 августа 1943 г. В тяжелейшем бою погиб командир. Атака наших бойцов захлебнулась и тогда впереди место командира заняла Шура. С криком: «Вперёд за мной! Ни шагу назад! За Родину!» она повела бойцов в атаку. В этом бою Шура погибла, но стратегически важная высота была нами взята. В партбилете А.С. Постольской была найдена записка-завещание: «9/VIII-1943 г. Если погибну, то прошу сообщить моему отцу, что его наказ я выполнила, как подобает коммунисту. Александра». Посмертно А.С. Постольская была награждена орденами Отечественной войны I и II степени. Ежегодно много лет в память о героине в канун дня Победы по улицам г. Томска проходил молодежный городской легкоатлетический кросс имени Шуры Постольской.

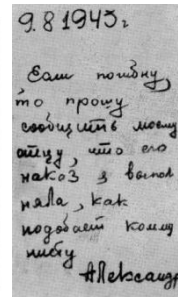


Фото 14. Постольская Александра Сергеевна Фото 15. Завещание отцу Александры Постольской

Огромный вклад в Победу сделали и советский подпольщики. Уже в первые месяцы войны 1941 г. был сформирован под руководством профессионального разведчика, Героя Советского Союза Дмитрия Медведева особый разведывательно-диверсионный отряд, хорошо вооружённый и подвижный. Начальником штаба этого отряда был выпускник геологоразведочного факультета ТПИ – Дмитрий Староверов, отличный спортсмен. В этот отряд набирались исключительно спортсмены-добровольцы. Это был первый отряд, заброшенный в тыл к немцам в 1941 г. в Хотинский район Могилёвской области. Дмитрий Староверов, героически погиб в борьбе с карателями 11 октября 1941 г. у деревни Батаево, где ему сегодня поставлен памятник. Посмертно он награждён орденом Ленина.



Фото 16. Староверов Дмитрий – студент ТПУ (ТПИ)

Как уже говорилось при отсуплении основных сил 166 стрелковая дивизия попала в окружении. Некоторым ее частям удалось прорваться из окружения к своим. Часть бойцов и командиров вынуждена была рассеяться по Валдинским лесам, создав партизанские отряды. Командиром знаменитого партизанского отряда «Смерть фашизму» был выпускник горного факультета Томского индустриального (политехнического) института Василий Иннокентьевич Васильев. Отряд В. Васильева «Смерть фашизму» действовал в составе партизанской бригады им. В.И. Чапаева. Он нанёс большой урон гитлеровцам. Партизанский отряд В. Васильева за шесть месяцев провёл 160 боевых операций, в которых было уничтожено 3600 немецких солдат и офицеров, 50 гитлеровцев взято в плен, взорвано и сожжено 39 танков и бронемашин, уничтожено 5 самолётов, подорвано 52 моста, пущено под откос 37 эшелонов. Уничтожение отряда В. Васильева контролировалось лично руководителем службой безопасности гитлеровского рейха в Берлине Кальтербруннером, о чём свидетельствуют документы. В тяжёлых непрерывных боях с карателями, которые вели партизаны, Васильев погиб 5 февраля 1943 г. Партизаны обнаружили изувеченное немцами тело своего командира. Посмертно В. Васильев награждён орденом Красного Знамени. Сегодня на месте гибели 166 дивизии в селе Верховье Смоленской области возвышается Монумент Славы, воздвигнутый томскими политехниками в 1983 г.



Фото 17. Васильев Василий Иннокентьевич – командир партизанского отряда «Смерть фашизму!»



Фото 18. Мемориал Героям-политехникам г. Томска, погибшим в сражении под Смоленском (с. Верховье)

Сергей Дагаев окончил училище в 1932г. по специальности кузнеца. Он мечтал стать летчиком, но из-за неполноты зрения не смог осуществить свою мечту. Дагаев поступил в Омское военно-инженерное училище. После успешного окончания училища по специальности военного техника по ремонту вооружения он был направлен в 166 стрелковую дивизию. С нею и ушел на фронт. Он также как и многие другие подпольщики изначально был бойцом 166 стрелковой дивизии. 1 января 1942г. был создан партизанский отряд «За Родину!», командиром которого был избран Дагаев. Он командовал партизанским отрядом до дня своей гибели – 5 февраля 1943г.



Фото 19. Дагаев Сергей – командир партизанского отряда «За Родину!»

В годы войны Томск выполнял еще одно важное военное задание - готовил командирские кадры для фронта. В городе действовали два Томских артиллерийских училища, кроме того, прибывшие в эвакуацию Белоцерковское военно-пехотное, Тульское оружейно-техническое, Ленинградское техническое зенитной артиллерии, Днепропетровское артиллерийское училища и Ленинградская военная академия связи, в Асино – военно-пехотное училище и снайперская школа СибВО, а также окружные курсы по подготовке санинструкторов (г. Томск).

Из числа молодежи призывного возраста и добровольцев, которым едва исполнилось 17 лет, училища готовили офицеров по сокращенной, ускоренной программе. Кроме того, при училище были созданы 5-6-месячные курсы для подготовки и переподготовки офицеров из числа выздоравливающих раненых, уже имевших боевой опыт. Занятия, которые вели опытные преподаватели, продолжались по 8-10 часов в день. Особое внимание уделялось приобретению практических навыков ведения боя и изучению опыта военных действий Красной Армии. Курсанты военных училищ активно участвовали в сельскохозяйственных работах, помогали обустройству на новом месте эвакуированных заводов.

Всего за годы войны были подготовлены десятки тысяч офицеров. Из них состоял офицерский корпус многих сибирских и, прежде всего, томских формирований. Курсанты Асиновского военно-пехотного училища пополнили состав более 30 дивизий. После 6 месяцев обучения, порою без присвоения офицерского звания, они отправлялись на фронт. За мужество и отвагу 58 выпускникам Томского артучилища было присвоено звание Героя Советского Союза.

За годы войны через пункты военного всеобуча в Томске были подготовлены и отправлены на фронт 4 501 стрелок, 348 станковых пулеметчиков, 625 ручных пулеметчиков, 178 радистов, 102 женщины-снайпера. Кроме того, были обучены тысячи медсестер запаса и сандружинниц, в организацию Российского общества Красного Креста было вовлечено почти 36 тысяч человек.

В самом начале войны в Томске на базе гарнизонного военного госпиталя был сформирован полевой эвакуопункт № 12, который в конце июля 1941 года был развернут в районе прославленного Бородинского поля в составе трех полевых передвижных хирургических госпиталей и стал основной полевой военно-медицинской базой Западного фронта. Медики только одного госпиталя № 670 за первые два с половиной месяца оказали помощь почти десяти тысячам раненых. Ускоренные выпуски Томского медицинского института, медицинского училища и фельдшерской школы пополнили число военных медиков и составили основу медсанбатов дивизий, сформированных в Томске.

Уже в первый военный год в Томск было эвакуировано и создано на базе имевшихся лечебных учреждений 18 эвакуогоспиталей. А всего в 1941-1945 гг. в Томске действовало 25 эвакуогоспиталей. Все они были

размещены в лучших помещениях города, госпиталям были отданы учебные корпуса и общежития институтов, Дом науки, гостиница, школы № 3, 8, 14 и 43 и др. Город обеспечил госпитали необходимым оборудованием и лечебными средствами, топливом и продуктами, укомплектовал медицинским и хозяйственным персоналом. В госпиталях работали крупные ученые, преподаватели и опытные врачи медицинского института.



Фото 20. Работа в медсанбатах и госпиталях

Ученые томских вузов оказали госпиталям ощутимую поддержку. Их силами были созданы физико-терапевтические и рентгеновские кабинеты, предложены и внедрены во врачебную практику изобретения: радиосуп для зондирования пуль и осколков, новые способы транспортировки донорской крови, перевязочные средства-заменители, новые лекарственные вещества, экспресс-методы диагностики. Томский химфармзавод, реконструированный в годы войны и бактериологическая лаборатория мединститута также оказали большую помощь госпиталям.

Трудно переоценить тепло и заботу, которую дали раненым и больным работники организаций, шефствовавших над госпиталями, жители города и сельских районов. Уже тогда инвалидам войны оказывалась материальная и моральная поддержка, велось обучение их профессиям, подготовка к жизни в новых условиях.

В годы Великой Отечественной Войны Томск был городом глубокого тыла. Уже в первый год войны в город начали поступать тысячи раненых, доставленных военно-санитарными поездами с различных фронтов. Всего за время войны в томских госпиталях находились на лечении свыше 50 тысяч раненых. Первые эвакогоспитали были сформированы в Томске уже в июле 1941 г., другие – в августе-сентябре; расформированы же большинство эвакогоспиталей во второй половине 1945 г. Под эвакогоспитали отводились лучшие здания города: учебные корпуса и общежития вузов, школы, больницы. Всего в Томске в годы войны было более десятка госпиталей, занимавших около 30 зданий.

Война потребовала напряжения всех сил от тех, кто остался в глубоком тылу и обеспечивал условия для будущей Победы. Промышленность города переводилась на выпуск продукции для фронта. А главное: нужно было принять, разместить и запустить в работу эвакуированные с запада предприятия. К концу декабря 1941 года в Томск прибыло тридцать заводов из Москвы, Ленинграда, Киева, Харькова, Смоленска, Ярославля, Гомеля, Николаева и других городов. Всего за годы войны город принял около сорока промышленных предприятий, 15 учреждений, 16 научно-исследовательских институтов и учебных заведений.

Томск, насчитывающий перед войной 150 тысяч человек населения, разместил около 50 тысяч эвакуированных рабочих и служащих, членов их семей, детей, вывезенных из прифронтовых районов. Расселить, обеспечить питанием десятки тысяч людей, порой лишенных самого необходимого, было чрезвычайно сложно. Но в этой ситуации все же главной задачей городских властей стало размещение и пуск прибывших предприятий.

В сентябре 1941 года город принял эшелоны с людьми и оборудованием I государственного подшипникового завода, прибывшие из Москвы. В сложных погодных условиях (осень в тот год выдалась дождливой), при нехватке транспортных средств и механизмов, в непригодных корпусах подшипниковцы

начали монтаж оборудования. Уже в ноябре-декабре 1941 года оборонные заводы страны получили первые 38 тысяч, а в 1942 г. - два миллиона томских подшипников.

В середине ноября 1941 г. в Томск начало прибывать оборудование московского завода «Фрезер», а через три месяца начал действовать цех нестандартного инструмента - первый цех Томского завода режущих инструментов.

На пустыре близ железнодорожной станции Томск-1 в начале 1942 года на основе трех эвакуированных заводов: Ленинградского завода «Электросила», Ярославского моторного завода и Московского завода им. Лепсе возник Томский электромоторный завод. Он начал выпускать моторы для боевой техники, танков, самолетов, автомобилей, подводных лодок, без которых защита Отечества во второй мировой войне – войне моторов – была бы невозможной.

Московский «Манометр», Ленинградский завод измерительных приборов и завод «Молодой ударник» образовали Томский манометровый завод. Харьковский завод маркшейдерских инструментов, Конотопский «Красный металлист» и Ленинградская «Пневматика» стала базой Томского электромеханического завода.

В становлении электротехнической промышленности Томска большую роль сыграли московские заводы «Москабель» и «Электропровод», после прибытия они действовали сначала как самостоятельные предприятия - «Томкабель» и «Сибкабель», но вскоре были объединены.

15 декабря 1941 года выдал первую продукцию - тысячу самолетных ламп - Томский электроламповый завод, созданный на основе оборудования московского электролампового завода и размещенный в помещениях мединститута и главного корпуса университета.

Из 32 эвакуированных предприятий 18 влились в ранее действующие и, укрепив и расширив их, стали давать продукцию стране и фронту. Из 14 наиболее крупных предприятий, размещенных самостоятельно, 7 закончили период монтажа и вступили в число действующих к первому января 1942 года, остальные в первом полугодии 1942 года.

В годы войны «стратегическое» значение приобрела пищевая и легкая промышленность, обеспечивающая фронт продуктами питания и предметами первой необходимости. Конечно, вспомнили о богатстве наших рек. В Новосибирске было создано главное управление рыбной промышленности региона. В 1942 году из Керчи в Колпашево эвакуировался консервный завод «Воля труда», легший в основу Колпашевского консервного завода, введенного в действие намного раньше установленного правительством срока.

На выпуск продукции для фронта переводились предприятия местной промышленности. Спичфабрика «Сибирь» изготовляла зажигательную смесь для противотанковых бутылок, фабрика карандашной дощечки – аккумуляторный шпон, клепку для снарядных, патронных и гранатных ящиков, протезный завод – протезы разного вида, хлебокомбинат – сухари специального назначения. Артели и мастерские Томска, Колпашева, сел Зырянское, Александровское, Каргасок, Асино и других чинили доставленные целыми вагонами с фронта полушубки, шили гимнастерки, телогрейки, шинели, белье, головные уборы, полушубки, шапки-ушанки, меховые рукавицы, изготовляли валенки, лыжи, походные кухни, ящики консервные, гранатные и прочие.

Труд колхозного крестьянства в годы войны – поистине подвиг. Мобилизация практически не оставила в деревнях трудоспособных мужчин. Три четверти трудодней, выработанных в военные годы в колхозах Томской области, приходились на женщин, остальные – на стариков, подростков, инвалидов-фронтовиков.

Война подорвала и без того небогатые материальные и технические ресурсы томских колхозов. Имевшиеся в хозяйствах трактора, автомашины, а также рабочие лошади в значительной части были отправлены в действующую армию, в города. Сократились посевные площади почти в 2 раза, поголовье лошадей - в 2,5 раза, количество крупного и мелкого рогатого скота - на четверть, свиней - на 40%. Крестьяне Томской области, как и всей страны, проявили великую самоотверженность. За годы войны хозяйства области поставили государству 16,5 млн. пудов хлеба, 2,5 млн. пудов картофеля, более миллиона пудов мяса, почти 1,9 млн. пудов рыбы, кроме того, много других ценных продуктов – масло, мед, овощи, ягоды, орехи, пушнину. Сверх обязательных поставок колхозники сдали в фонд Победы 250 тыс. пудов зерновых.

Ученые томских вузов в эти годы решали важнейшие научно-технические проблемы. Руководство и координацию деятельности более 300 научных сотрудников осуществлял Томский комитет ученых в составе 22 членов во главе с профессором университета Б.П. Токиным.

Серию специальных работ для армии выполнил коллектив Сибирского физико-технического института. Под руководством профессора В.Д. Кузнецова, при активном участии профессоров М.А. Большаниной и П.П. Куфарова исследовался процесс бронепробиваемости и был найден новый лабораторный метод испытания брони взамен дорогостоящего полигонного. По заданию оборонных заводов доцент А.Н. Сапожников и его группа сконструировали дефектоскоп для контроля целостности стальных труб. Доценты А. Вендерович и К. Водопьянов разработали методы защиты танков от зажигательных смесей. Были также разработаны специальные приспособления для проверки аппаратов-миноискателей (Н.П. Кашкин, М.П. Рудина) и метод скоростной починки противогазов и велокамер в боевых условиях (проф. В.М. Кудрявцева).

Ученые Томска оказывали неоценимую помощь промышленным предприятиям города и всей Сибири. Проводились изыскания местного сырья и топлива, на Алтае были открыты месторождения полиметаллических руд, молибдена, марганца, изучались проблемы энергоснабжения, транспорта и были предложены оригинальные решения. Например, Константином Владимировичем Радугиным было открыто крупное месторождение марганцевых руд в Кузнецком Алатау. Освоение этого месторождения в короткие сроки позволило на Кузнецком металлургическом заводе в годы войны изготовить и начать варить самую высококачественную броню II-ой мировой войны. За это открытие он был удостоен Сталинской премии.



Фото 21. Радугин Константин Владимирович, профессор ТПУ (ТПИ), Лауреат Сталинской премии (1943 г.)

Выполнение прикладных исследований способствовало развитию и самой науки, повышению квалификации томских ученых. За годы войны они провели 1607 самостоятельных исследований, часть из которых нашла отражение в 34 докторских и 103 кандидатских диссертациях.

Жители области собрали на вооружение для армии свыше 11 млн. руб., на которые были построены новые авиаэскадрильи, подводные лодки, «катюши», танковые колонны.

С первой военной осени в стране начался сбор теплых вещей для бойцов Красной Армии. Жители города и сельских районов с готовностью откликнулись на призыв «Нашим тепло - немцам жарко», ими было собрано более 200 тысяч различного рода теплых вещей. Желание поддержать воинов, забота о них нашли проявление в подарках фронту. Школьницы, домохозяйки, работницы артелей любовно вышивали кисеты, платки, шили белье, рубашки, вязали носки, варежки, шарфы, собирали продукты, писали теплые письма, порою совершенно незнакомым людям, и отправляли эти посылки в действующую армию. Посылки, как правило, были приурочены к праздникам - Новому году, 1 мая, 23 февраля, 7 ноября.

Томичи не остались в стороне от всенародного дела помощи в восстановлении городов и районов, пострадавших от немецко-фашистской оккупации. Томск взял шефство над старинным русским городом Воронежем. Колхозники отправили хлеб и скот. Был проведен сбор личных вещей, сверхурочно изготовлены инструменты и оборудование, выделены стройматериалы.

Десятки вагонов с продуктами, вещами, хлебом, скотом, стройматериалами, оборудованием инструментами были отправлены в Белоруссию, Донбасс, Ленинград, Сталинград. На вагонах было написано: «Возрождайся, Родина!».

Память о подвиге Томичей и советского народа в целом запечатлена во многих памятниках, названиях улиц, школьных музеях. Но самое важное, чтобы память хранилась в наших сердцах. Мы – как благодарные потомки должны сказать слова благодарности тем, кто спас землю от фашизма и подарил нам этот мир снова.

ПОДВИГ И БЕССМЕРТИЕ

Г. М. Иванова, Т. Н. Игнатова

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пусть ты умер,
Но в песне смелых и сильных духом,
Всегда ты будешь живым примером,
Призывом гордым к свободе, к свету!

Юность! Прекрасная юность! Это состояние ожидания счастья, большой любви, замечательных свершений, интересных открытий, это ожидание чего-то светлого и большого, которое тебе предстоит осуществить в своей будущей жизни, это ощущение солнца и света внутри тебя и вокруг себя. Именно это состояние радости светлой чистой юности несли Герои в своих дневниках, письмах к родным из тюрем, в которых узнаешь об их помыслах и мечтах. Ведь всем им было от 14 до 19 лет, когда началась война, и всё вокруг сразу изменилось, когда им, юным, пришлось вступить в жестокую и смертельную схватку с немецкими оккупантами.

Воспитанные в любви к своей стране, доброму отношению к людям, неспособные на предательство – для них был ненавистен мир рабства, разрушения и тьмы, который нес им и человечеству фашизм. Не по приказу, а по зову сердца они вступили в смертельную борьбу с захватчиками.

Молодогвардейцы отличались тем, что внутренняя потребность сопротивления усиливалась у них обостренным чувством долга, верности своим идеалам. Их сплотило единство чувств и мыслей, дружба. А сплочение, в свою очередь, не могло не привести к решительной борьбе. Великая Отечественная война застала ребят на пороге самостоятельной жизни, жестокая война проверяла их нравственные и духовные качества, приобретенные этим первым социалистическим поколением. В семнадцатилетнем возрасте люди впервые по-настоящему начинают раздумывать о смысле жизни, о назначении человека на Земле, о своем месте и своей роли в рядах человечества. И особенно они восприимчивы к тем идеалам, которыми живет общество. Если же на их долю выпадет быть участником решающих испытаний в жизни страны, именно их участие в этой схватке определяет судьбу и будущее Родины. Молодогвардейцы это испытание выдержали с честью.

Краснодон, в котором выросли Герои – небольшой шахтерский город в Донбассе. Немцы заняли его 20 июля 1942г. Основная часть населения города не успела эвакуироваться. С первых же дней оккупантами был установлен в городе режим жестокого террора – облавы и расправы советских активистов, стахановцев, коммунистов, расстрелы, угон молодого населения в рабство в Германию. Были схвачены и те, кто остался для подпольной работы. После многодневных пыток 32 шахтера, известные всему Краснодону, были живыми зарыты гитлеровцами в городском парке им.М.Горького. Среди замученных были женщины с малолетними детьми.

И тогда на борьбу с оккупантами поднялась краснодонская молодежь. Они создали подпольную комсомольскую боевую организацию «Молодая Гвардия». К концу сентября 1942г. в организации насчитывалось уже 110 человек.

Организаторами и руководителями «Молодой Гвардии» были: комиссаром Олег Кошевой, командиром – Иван Туркенич, членами штаба – Сергей Тюленин, Ульяна Громова, Иван Земнухов, Любовь Шевцова, Георгий Арутюнянц, Василий Левашов. Связные: Валя Борц, сестры Иванцовы. Молодогвардейцы приняли клятву:

«Я, Олег Кошевой, вступая в ряды членов «Молодая Гвардия», перед лицом своих друзей по оружию, перед лицом родной многострадальной Земли, перед лицом всего народа торжественно клянусь: беспрекословно выполнять любые задания организации; хранить в глубочайшей тайне все, что касается моей работы в «Молодой Гвардии». Я клянусь мстить беспощадно за сожженные, разоренные города и села, за кровь наших людей, за мученическую смерть героев-шахтеров. И если для этой мести потребуется моя жизнь, я отдам ее без минуты колебаний. Если же я нарушу эту священную клятву под пытками или из-за трусости, то пусть мое имя будет навеки проклято, а меня самого покарает суровая рука моих товарищей. Кровь за кровь, смерть за смерть!»

Шестнадцати- семнадцатилетние юноши и девушки распространили более 5 тысяч листовок с призывом к борьбе и о действительном положении на фронте, собирали продовольствие для политзаключенных, освободили около 100 советских военнопленных из концлагеря на хуторе Волчанск, организовали побег 20 раненных бойцов и командиров из Первомайской больницы, они спасли 2000 советских людей от угона в рабство в фашистскую Германию, спалив немецкую биржу труда со всеми списками и адресами жителей, подготовленных к угону⁴ они сжигали склады с продовольствием, заготовленным для немецких войск; в ночь в канун праздника Октябрьской революции подняли на высоких зданиях города красные флаги с указанием о их заминировании. Ребята установили связь с коммунистами-подпольщиками и партизанами. Совместными усилиями они проводили диверсии на дорогах, в электромеханических мастерских и шахтах. Они собрали немало оружия и готовились к моменту приближения советских войск поднять в городе вооруженное восстание.

Хотя ребятам было по 14-19 лет по развитию они значительно опережали своих сверстников. Это были всесторонне одаренные, нравственно чистые, красивые и сильные молодые люди.

Олег Кошевой – высокий, спортивно сложенный, не по годам физически сильный, волевой, серьезный юноша, любил стихи и сам писал их, любил музыку, поэзию, его большие карие глаза жадно и открыто смотрели на мир, он отлично учился, был всегда выдержанным, пользовался большим уважением сверстников. Выросший без отца очень любил мать и бабушку, воспитавших его.



Фото 1. Олег Кошевой – Герой Советского Союза

Ульяна Громова – сильная, цельная, романтическая, мечтательная натура, красавица с громадными темными глазами, из которых струился глубокий внутренний свет, высокая, стройная с красивыми волнистыми косами. Уля любила и великолепно читала стихи. В своем дневнике она записала строки Гёте, которые были ей близки: «Конечный вывод мудрости земной: лишь тот достоин жизни и свободы, кто каждый день идет за них на бой» и слова А.П.Чехова: «В человеке должно быть прекрасно все: и слова, и мысли, и лицо, и одежда, и душа.»



Фото 2. Ульяна Громова – Герой Советского Союза

Сергей Тюленин – отчаянной смелости парень. Он всё умел и ничего не боялся. Живой, полный жизненной энергии и страстного желания подвига, он начал первым активно действовать против немцев, по его предложению организация была названа «Молодой Гвардией». Его живые серые, часто смеющиеся, озорные глаза становились суровыми и стальными, когда он сталкивался с врагом. Мальчишки в округе боготворили его и гурьбой ходили за ним. Сережа прекрасно рисовал, его рисунки хранятся в музее по сей день. Самые опасные и трудные поручения организации выполнял Сергей со своей группой.



Фото 3. Сергей Тюленин – Герой Советского Союза

Любовь Шевцова – живая, как огонь, прекрасно сложенная с золотистыми кудрями, жизнерадостная, очень смелая девушка. Она прекрасно пела и танцевала, в среде сверстников ее называли не иначе, как «Любка-артистка». Перед войной она окончила спецкурсы НКВД и была оставлена радисткой и связной в тылу врага.



Фото 4. Любовь Шевцова – Герой Советского Союза

Ваня Земнухов – юноша с открытой и глубоко поэтической натурой, с удивительным сочетанием доброты и душевной твердости, тонкой впечатлительности и мужества. Он отличался поразительным оптимизмом, жаждой знаний, мечтал о высокой и светлой дружбе.



Фото 5. Иван Земнухов – Герой Советского Союза

Иван Туркенич – юноша с твердым и волевым характером, обладал актерскими данными: владел различными музыкальными инструментами, хорошо пел, танцевал. Перед войной закончил офицерские курсы, воевал, раненый вернулся в Краснодар, став командиром организации.



Фото 6. Иван Туркенич – Герой Советского Союза

Большинство ребят отличались таким многообразием интересов, таким жадным вниманием ко всем областям человеческой деятельности, какого, пожалуй, не знало ни одно из предшествующих поколений. Поражает чистота их чувств, высокая нравственность, стремление к познанию. Молодогвардейцы как бы впитали в себя самое лучшее, благородное, характерное для комсомола предвоенной поры. Их история необыкновенна по своей яркости, силе любви к Родине и ненависти к врагу. Когда пришли тяжелые испытания, они уже были готовы к подвигу.

В январе 1943г., преданная провокаторами, была раскрыта «Молодая Гвардия» и начались аресты. Изошренным бесчеловечным пыткам подверглись юные Герои. И то с каким достоинством, мужеством, презрением к врагу держались юные Герои в этой тяжелой схватке – это тоже был их подвиг, достойный восхищения. Ломая руки, вырезая звезды на теле, поджаривая на раскаленной плите, выжигая на теле № комсомольских билетов, отрубая ноги и пальцы, подвешивая на дыбы, фашисты пытались сломить и покорить Героев, но палачи проиграли, они не могли сломать юных Героев. В ответ фашисты слышали проклятия, плевки, угрозы расплаты и скорой гибели убийцам. Юные Герои победили своих истязателей в нравственной борьбе, продемонстрировав величайшую силу человеческого духа. Стены их тюрьмы сотрясались от пения «Интернационала» – гимна Советского Союза, от звуков старой боевой революционной песни «Молодая Гвардия», которые звучали как протест и вызов своим истязателям.

В ночь с 15 на 16 января 1943г. было казнено 70 молодогвардейцев – изуродованных их живыми сбросили в 80-метровый ствол шахты №5 – бис.

Олег Кошевой был доставлен в гестапо в г.Ровеньки, где как комиссара и руководителя организации его подвергли страшным пыткам, выкололи глазами. От пыток он в 16 лет стал седым. Часть молодогвардейцев была расстреляна в парке города Ровеньки, в том числе Олег Кошевой и Любовь Шевцова. Любу Шевцову фашисты арестовали 8 января в Луганске, куда она ездила по заданию штаба для связи с партизанами. Более месяца гитлеровцы пытали Любу, они хотели получить от нее сведения о местонахождении рации и кодах, с помощью которых она должна была разговаривать со штабом партизанского движения. 9 февраля 1943 года, ничего не добившись от юной подпольщицы, командир роты СС Древитц убил Любу выстрелом в лицо, так как она отказалась встать перед ним на колени.

В феврале 1943г. после освобождения Краснодона были извлечены из шахты изуродованные до неузнаваемости трупы молодогвардейцев в присутствии жителей города, весь город рыдал. Немедленно было проведено расследование специальной комиссией, были изъяты немецкие документы по делу «Молодой Гвардии», пойманы предатели, участвовавшие в издевательствах над молодогвардейцами. По расследованию работала прокуратура СССР, специальная комиссия ЦК ВЛКСМ. В Краснодон в этот период был направлен талантливейший писатель Александр Фадеев, который написал затем прекрасную книгу «Молодая Гвардия», обошедшую многие страны мира.

Указом Президиума Верховного Совета СССР от 13 сентября 1943г. руководителям организации «Молодая гвардия» – О.Кошевому, С.Тюленину, Л.Шевцовой, У.Громовой, И.Земнухову, посмертно было присвоено звание Героя Советского Союза. Иван Туркеничу, погибшему в 1944г. в бою за польский город Глогув, звание Героя Советского Союза было присвоено позднее. 37 молодогвардейцев были посмертно награждены орденами и 32-медалью «Партизан Отечественной войны» I степени.

Оставшиеся в живых 12 молодогвардейцев после освобождения Краснодона вступили в ряды Красной Армии и сражались на фронтах Великой Отечественной войны. Так, в 1943г. весь мир узнал о юных Героях Краснодона. Их коллективный портрет стал для людей планеты олицетворением образа героической молодежи Советского Союза.

Великую Отечественную войну пережили лишь восемь молодогвардейцев из 110.

В 1948г. о Героях Краснодона был снят фильм «Молодая Гвардия», с триумфом обошедший многие страны мира.

В память о «Молодой Гвардии» назван новый город Луганской области – Молодогвардейск (1961г), имена Героев носят населенные пункты, шахты, школы, корабли и т.д. В самом Краснодоне действует музей «Молодой Гвардии» и создан памятник – монумент Героям Советского Союза – организаторам и руководителям «Молодой Гвардии». В г.Томске у школы №8 стоит памятник Герою Советского Союза Олегу Кошевому, на открытии которого приезжала мать Любы Шевцовой и представитель музея «Молодая Гвардия» В г.Томске в память о молодогвардейцах названы две улицы: ул.Ол.Кошевого и ул.Л.Шевцовой.

70 лет прошло с тех пор, как приняли мученическую смерть Герои, оставшиеся навечно юными и обретя бессмертие. Короткая, но прекрасная жизнь юных Героев всегда останется в памяти благодарного человечества. Из поколения в поколение будут передаваться светлые имена: Олега Кошевого, Сергея Тюленина, Ульяны Громовой, Ивана Земнухова, Любви Шевцовой, Ивана Туркенича.....



Фото 7. Памятник молодогвардейцам – Героям Советского Союза: Олегу Кошевому, Ульяне Громовой, Ивану Земнухову, Любви Шевцовой, Сергею Тюленину в г. Краснодоне.

САМОПОЖЕРТВОВАНИЕ ГЕРОЕВ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ. ВОЗДУШНЫЕ И НАЗЕМНЫЕ ТАРАНЫ СОВЕТСКИХ ГЕРОЕВ

В.С. Бучельников

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С первых минут войны советские люди встали на защиту Родины и проявляли массовый героизм, чем вызывали восхищение, удивление и даже возмущение у захватчиков. Заявления руководства фашистской Германии о разгроме Красной Армии и полном уничтожении советской авиации противоречили донесениям с фронта, в которых сообщалось, что немецкие войска несут невиданные ранее потери, что советские люди готовы на все, лишь бы не пропустить врага.

Во время Великой Отечественной войны немецкие лётчики столкнулись с таким приемом как воздушный таран. Этот приём впервые был предложен русским авиатором Н. А. Яцуком (в журнале «Вестник воздухоплавания» № 13-14 за 1911 год), а впервые был применен русским лётчиком Петром Нестеровым 8 сентября 1914 года, когда он сбил австрийский самолёт-разведчик.



Фото 1. Гастелло Николай Францевич – Герой Советского Союза

В Великую Отечественную войну, воздушный таран не был предусмотрен воинским уставом, какими-либо наставлениями или инструкциями, т.к. это был смертельный прием и советские лётчики прибегали к этому приёму не по приказу командования, но с первых дней в штаб люфтваффе стали поступать смятенные сообщения: «Русские идут на таран!»... Как писал главный маршал авиации (с 1944 года), дважды Герой Советского Союза Александр Александрович Новиков, бывший с мая 1943 по 1946 год командующим советскими ВВС: «Воздушный таран - это не только молниеносный расчёт, исключительная храбрость и самообладание. Таран в небе - это прежде всего готовность к самопожертвованию, последнее испытание на верность своему народу, своим идеалам. Это одна из наивысших форм проявления того самого морального фактора, присущего советскому человеку, которого не учёл и не мог учесть враг».

22 июня 1941 года было сбито 200 немецких самолетов, 16 из которых – воздушным тараном. На таран шли летчики, когда у них в бою кончались снаряды, а противника надо уничтожить. Первый немецкий самолет был сбит в 4:05 – через 5 мин. после начала вайоны у города Замбрув Дмитрием Кокоревым, который крылом своего истребителя отрубил хвост немецкому самолету-разведчику, а уже через 20 минут у города Млинов старшим лейтенантом Иваном Ивановым был сбит вражеский бомбардировщик, советский летчик сумел посадить самолет, но скончался от ранения в госпитале. Леонид Бутелин в 5:15 в районе Галича сбил один «юнкерс» и таранил второй. В 5:20, отражая налет вражеских самолетов на Пружалины близ Бреста, сбил один немецкий бомбардировщик, а второй уничтожил тараном своего горящего самолета Степан Гудимов. В районе Долубова, в Белоруссии таранным ударом сбил фашистский самолет Василий Лобода. В 7:00 над аэродромом Черляны сбил один и таранил второй самолет Анатолий Протасов. В 10:00 в небе над Брестской крепостью лейтенант Петр Рябцев таранил врага в неравном бою (четыре советских самолета против восьми фашистских). Также в этот день совершили тараны политрук Андрей Данилов в районе Гродно-Лида, Тарас Малиенко – в небе города Трембовля, Александр Мокляк – над Бессарабией, Николай Игнатьев – в небе Харькова, Иван Ковтун – над городом Старый, А. Пачин и П. Кузьмин – на подступах к Гродно, Н. Ковтун – в районе Львова.

Боязнь таранного удара заставляла немецких пилотов менять курс, беспорядочно сбрасывать бомбы, даже на собственный войска, а 29 июня, пытаясь уйти от тарана Михаила Жукова, немецкий летчик вогнал свой самолет в воды Псковского озера.

При совершении тарана погибали приблизительно 37% советских летчиков. Но остальные продолжали воевать. Десятки пилотов совершили по два тарана, двое – трижды таранили вражеские самолеты, один – четырежды.

Тараны совершались не только на истребителях, но и на других типах самолетов: штурмовиках, пикирующих, ближних и дальних бомбардировщиках. Со временем советские пилоты превратили этот сопряженный с риском для жизни подвиг в настоящий прием воздушного боя, появилась своеобразная методика и классификация ударов: прямой таран – ударный, всей массой машины, самый опасный для жизни атакующего; неполный таран, с подсеканием, и безударный таран – «рубание» - удары винтом или крылом по главным частям вражеского самолета, чаще всего – по хвостовому оперению. Кроме этой классификации также можно выделить:

наземный таран – когда летчик горящего самолета принимал решение направить машину на скопление живой силы, боевой техники, железнодорожные составы врага. Первый такой таран был совершен ещё в первый день войны лейтенантом Петром Чиркиным. Наибольшую известность получил таран, совершенный 26 июня 1941 г. экипажем бомбардировщика ДБ-3 под командованием Николая Гастелло, 30 июня экипаж младшего лейтенанта Петра Игашева на дальнем бомбардировщике смог сбить два вражеских истребителя, третий сбить воздушным тараном, а затем направил самолет на колонну фашистов, переправляющихся через Западную Двину. 16 декабря 1941 года под Ленинградом подвиг Николая Гастелло повторил экипаж бомбардировщика Пе-2 под командованием томича Ивана Черных.



Фото 2. Талалихин Виктор Васильевич – Герой Советского Союза

За время войны было совершено более 10 ночных таранов. Первый ночной таран был совершен 25 июня в районе Одесса-Кишинёв Константином Обориным: после отказа бортового вооружения он винтом своего истребителя срезал крыло немецкого бомбардировщика. Второй таран был совершен 29 июля на подступах к Москве старшим лейтенантом Петром Еремеевым. Израсходовав боезапас, в лучах прожекторов он винтом своего И-16 срезал хвост «Юнкерса». Виктор Талалихин, 23-летний младший лейтенант, в ночь на 7 августа в небе над Москвой совершил таран немецкого самолета на высоте 4500 метров винтом и двигателем И-16 он срезал хвостовое оперение бомбардировщику, приземлился на парашюте. Погиб он в бою с «мессершмиттами» 27 октября 1941 года.

5 ноября 1941 года был совершен ночной таран в небе Ленинграда Алексеем Севостьяновым. На истребителе И-153 он срезал крыло немецкому Хе-111. Его полк встретил начало войны под Брестом, по соседству с полком, в котором служил Петр Рябцев. Считалось, что летчики идут на таран по двум причинам: отказ бортового вооружения и израсходование боезапаса. А. Севостьянов, летавший на отражение ночных бомбардировок обозначил третью причину: « В темноте, когда фашистский самолет лишь на какие-то мгновения попадает в перекрестье прожекторных лучей и огонь «чайки» может не дать желаемого результата, надо таранить!». В дальнейшем Алексей Тихонович Севостьянов был командиром эскадрильи, обучал ночным и слепым полетам молодых летчиков, защищал от бомбардировщиков Дорогу жизни, по которой в осажденный Ленинград шли машины с продовольствием. Погиб он в бою 23 апреля 1942 года. 6 июня А. Севостьянову посмертно присвоено звание Героя Советского Союза.



Фото 3. Немецкий HE-111 сбитый А.Т. Севостьяновым, ноябрь 1941 г.

Лейтенант Алексей Николаевич Катрич совершил первый в мире высотный таран 11 августа 1941 года. На высоте больше 8000 метров им был замечен двухмоторный немецкий бомбардировщик. Первой очередью пулеметов ему удалось повредить один мотор, но затем произошел отказ вооружения, и им было принято решение идти на таран, в результате не только был сбит немецкий самолет, но и сохранен свой истребитель. Всего им было одержано 14 побед. 28 октября 1941 А. Катричу было присвоено звание Героя Советского Союза.



Фото 4. А.Н. Катрич, июль 1941 г. – Герой Советского Союза

12 сентября 1941 года над селом Анастасьевка Сумской области произошел уникальный случай – в бою советского легкого бомбардировщика Су-2 с семью немецкими «мессершмиттами» один был сбит огнем, а второй уничтожен тараном. Пилотом этого самолета была Екатерина Зеленко [2].



Фото 5. Екатерина Ивановна Зеленко – Герой Советского Союза

25 октября 1941 года в небе Заполярья произошел бой пары советских истребителей с четверкой немецких «мессершмиттов». Старший лейтенант 7-го смешанного авиаполка ВВС Северного флота, Сорокин Захар Артемьевич, сбивший за первые три месяца войны шесть фашистских самолетов, сбил ведущего немецкой группы, но при атаке на второй самолет произошел отказ вооружения, а сам пилот получил ранение в ногу, но ему удалось срезать винтом хвост вражеского Me-110. Самолет Сорокина получил значительные повреждения и ему пришлось сажать самолет на лед. Неподалеку он заметил фашистский самолет, подбитый тараном, и уже на земле произошла перестрелка с немецким экипажем, в результате которой немецкие пилоты были уничтожены. После этого советский раненый пилот шесть дней добирался по тундре до позиций советских войск, из-за чего получил обморожение ног, и ему ампутировали обе ступни, но после этого героический советский пилот сумел добиться возвращения в строй и сбил ещё шесть самолетов противника.

Николай Терехин и Алексей Хлобыстов – летчики, совершившие по три воздушных тарана.

Н. Терехин сбил за один бой 28 июня 1941 года три самолета: один немецкий бомбардировщик – он сбил огнем, два других – таранным ударом. 10 июля того же года угрозой тарана Н. Терехин вогнал в землю немецкий «юнкерс». Погиб Герой в бою 30 декабря 1942 года. Совершил 150 боевых вылетов.

А. Хлобыстов 8 апреля 1942 года в бою восьми советских истребителей против 28 самолетов врага совершил сразу два тарана, а третий – 14 мая в неравном бою, в ходе которого был подбит его самолет, а он сам ранен. Уже подготовившись к прыжку, он принял решение направить горящий самолет на врага и подбил его. Раненый он приземлился в тундре. Погиб Герой в декабре 1943 года. Совершил 355 боевых вылетов.

6 июля 1943 года, во время боев на Курской дуге, гвардии старший лейтенант Александр Горовец вылетел в составе эскадрильи на патрулирование. При возвращении с задания им была обнаружена группа вражеских бомбардировщиков. Завязался бой одного советского истребителя с 20 «юнкерсами». Горовец сбил 8 самолетов противника, а после израсходования боезапаса он нанес винтом по хвостовому оперению девятого самолета, сбив его тараном. Александр Горовец – единственный в мире летчик, сбивший самое большое количество самолетов в одном бою. К сожалению, при возвращении на аэродром, его безоружный и поврежденный самолет был атакован немецкими истребителями, советскому Герою-летчику спастись не удалось. А. Горовец – Герой Советского Союза посмертно.



Фото 6. Александр Константинович Горовец – Герой Советского Союза

Младший лейтенант Борис Ковзан свой первый таран совершил 29 октября 1941 года под Москвой, израсходовав боезапас, он таранил вражеский «мессершпитт-110» и винтом своего истребителя Як-1 срубил ему хвост, после чего сумел посадить свой самолет. Второй таран героический летчик совершил 21 февраля 1942 года в районе города Торжок Калининской области в бою с тремя «юнкерсами», расстреляв боезапас, применил таранный удар, и снова ему удалось посадить свой самолет! 8 июля того же года над станцией Любница Новгородской области, спасая своего товарища, отвлек на себя два вражеских истребителя, в бою его самолет был поврежден, и он пошел в лобовую атаку, маневрировал и крылом своего истребителя срезал крыло «мессеру» Сел Герой на поврежденном самолете. 13 августа 1942 года в районе Старой Руссы на его «Як» напали пять «мессеров», самолет Ковзана был подбит, а сам он получил серьезное ранение, но летчик направил горящий самолет на лобовую таран. С высоты 6000 метров Ковзан приземлился в болото, что и спасло ему жизнь. После лечения добился возвращения в авиацию. За все годы войны совершил 360 вылетов и сбил 28 самолетов [1]. Герой Советского Союза.

Авиационные тараны применялись советскими летчиками вплоть до окончания войны, но после 1943 года их количество неуклонно снижалось: в 1943 году – 160 таранов, 1944 – 40, 1945 – 20.

20 января 1945 года девятка советских штурмовиков, возвращаясь с задания, встретила 20 бомбардировщиков противника, идущих под прикрытием 12 истребителей. В результате боя были сбиты пять немецких самолетов, один из них сразил тараном летчик Петр Иванников.

18 февраля 1945 года в бою четверки советских истребителей с 24 вражескими самолетами, старший лейтенант Александр Мастерков сбил два самолета огнем, а после израсходования боезапаса тараном сбил третий бомбардировщик противника.

20 апреля 1945 года летчик 209-го разведывательного авиаполка Александр Колесников за Одером, прикрывая советский корректировщик от атаки истребителей, таранным ударом сбил вражеский самолет.

За несколько дней до капитуляции Германии на подступах к Берлину, в районе железнодорожного узла Вурцен, командир звена 66-го истребительного авиаполка старший лейтенант Федор Петров метким огнем поджег два вражеских истребителя. Израсходовав боезапас, догнал уходящий третий самолет и сбил тараном. Приземлился советский летчик на парашюте. Это последний зафиксированный случай тарана в Великой Отечественной войне.

За годы Великой Отечественной войны было совершено более 600 воздушных таранов, в них участвовали 558 летчиков-истребителей, 19 экипажей штурмовиков и 18 экипажей бомбардировщиков. Кроме того, было совершено 503 тарана наземных целей, из них — 286 экипажами штурмовиков, 119 — бомбардировщиков и 98 летчиками-истребителями.

Тараны совершались не только летчиками, также применялись танковые тараны советскими танкистами. Первый таран был совершен 22 июня 1941 года: экипаж танка KB-1 под командованием лейтенанта П. Гудзя таранил немецкие танк Т-III и бронетранспортер; 26 июня танкисты 43-го отдельного разведывательного батальона совершили первый ночной таран.

Врываясь на вражеские позиции, танкисты таранили артиллерийские батареи, реактивные минометы, автомобильные колонны. На танках таранили даже самолеты и бронепоезда.

Известны случаи, когда экипаж совершал несколько таранов: экипажи под командованием лейтенанта И. Бутенко и старшего лейтенанта П. Захарченко совершили два тарана; И. Рогозин и Н. Томашевич – три тарана, экипаж под командованием А. Босова во время обороны Москвы в ноябре 1941 совершил четыре тарана [3].

Прямые удары совершались, как правило, в исключительных случаях, когда кончались боеприпасы, повреждалась пушка, а бой продолжался. Иногда на них шли при внезапной встрече с вражескими машинами на улицах городов и поселков, а также в ближнем танковом бою, когда танки врывались в боевые порядки противника. Таранить стремились в борт танка, иногда это приводило к переворачиванию машины противника. Часто машины взрывались либо из-за детонации боекомплекта, либо из-за возгорания топлива, пролившегося из поврежденных баков. При взрыве обычно страдали обе машины.

Нередко, чтобы выполнить боевую задачу, экипажи шли на таран преднамеренно. Случалось это обычно при плохой видимости (туман, снег, дождь) или ночью, когда прицельный огонь из пушки вести нельзя. Особенно эффективными были преднамеренные тараны, нацеленные на уничтожение вражеских колонн.

24 декабря 1942 года, во время Сталинградской битвы, танкисты 1-го танкового батальона 54-й бригады капитана С. Стрелкова и 2-го танкового батальона 130-й бригады М. Нечаева уничтожили около 350 самолетов на аэродромах и железнодорожных станциях на эшелонах, что способствовало разрушению «воздушного моста», по которому снабжалась группировка Паулюса. Также тараны против самолетов были применены 28 марта 1944 года, тогда было уничтожено 30 самолетов. 17 января 1945 года на аэродроме возле польского города Сохачев было уничтожено 20 самолетов.



Фото 7. Танк Т-34 в момент тарана пехотного орудия



Фото 8. Монумент «Танковый таран»

Особенно много таранов было совершено советскими танкистами во время Курской битвы. Только 12 июля 1943 г. под Прохоровкой было совершено более 20 таранов, а за все время битвы – более 50. Ударам подвергались не только легкие и средние танки, но и новейшие «тигры» и «пантеры», превосходившие советские танки по массе, вооружению и бронированию [3].

24 июня 1944 года в районе Бобруйска экипаж танка гвардии лейтенанта Дмитрия Комарова 15-й танковой бригады совершил таран бронепоезда. Также таран бронепоезда был совершен 4 августа 1944 года на Сандомирском плацдарме экипажем под командованием Леонида Малеева, командира роты 47-го гвардейского танкового полка.

В нашей работе рассмотрена лишь малая часть подвигов, совершенных людьми, которыми двигала любовь к Родине, ненависть к захватчикам и ярость боя, чувство долга и личной ответственности за судьбу Отечества, и современное поколение не должно забывать имена этих Героев, которые сознательно шли на самопожертвование ради будущих поколений, ради нас с Вами.

Литература

1. Жукова Л.Н. Выбираю таран/ Л.Н. Жукова. – М.: Молодая гвардия. – 415 с.
2. Русский приём воздушного боя, который испугал люфтваффе: тараны [электронный ресурс] URL: <http://topwar.ru/8609-russkiy-priem-vozdushnogo-boya-kotoryy-ispugal-lyuftvaffe-tarany.html> (дата обращения: 29.03.2015)
3. Танковые тараны в Великой Отечественной войне [электронный ресурс] URL: <http://www.mywebs.su/blog/history/5435.html> (дата обращения: 31.03.2015)
4. Герой Советского Союза Горовец Александр Константинович [электронный ресурс] URL: http://www.warheroes.ru/hero/hero.asp?Hero_id=494 (дата обращения: 1.04.2015)

ПОДВИГ СЕМИ 18-ЛЕТНИХ ДВАЖДЫ ГЕРОЕВ СОВЕТСКОГО СОЮЗА

Е.Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Еще тогда нас не было на свете,
Когда гремел салют из края в край,
Солдаты, подарили вы планете
Великий май победный май!

Всего удостоено звания Героя Советского Союза 11657 человек, 1972 получили это звание в возрасте до 20 лет, а количество 18-летних Героев Советского Союза составило 936 человек. Из всех возрастных категорий самый большой процент приходился на 18-летних. 257 человек получили это звание посмертно. 18-летние Герои дали семь дважды Героев Советского Союза. В стране 2,5 тысячи полных кавалера ордена Славы. Четверо полных кавалеров ордена Славы также носят звание Героев Советского Союза.

Андрей Васильевич Алёшин (21 мая — 11 апреля 1974) — Герой Советского Союза, полный кавалер ордена Славы, командир орудия, старший сержант.

Работал председателем сельского совета, бухгалтером в совхозе. В Красной Армии в 1939 — 1940 годах, участвовал в советско-финской войне. В Великую Отечественную войну в декабре 1941 года вновь был призван в Красную Армию и направлен на фронт.

Был командиром орудийного расчета 175-го гвардейского артиллерийско-миномётного полка 4-й гвардейской кавалерийской дивизии 2-го гвардейского кавалерийского корпуса 1-го Белорусского фронта.

26 июля 1944 года Алёшин выкатил своё орудие в боевые порядки пехоты и прямой наводкой отразил атаку автоматчиков противника, а 27 июля в боях за город Мендзыжец-Подляски уничтожил 3 пулемёта противника и склад боеприпасов. 11 августа 1944 года был награждён орденом Славы 3-й степени.

28 января 1945 года у города Дандсбург ныне Венцборк (Польша) вместе со своим расчётом Алёшин отбил контратаку противника. При этом были уничтожены свыше десяти гитлеровцев и пулемёт. 30 января 1945 года расчётом Алёшина были отражены 3 атаки противника, уничтожены более 20 солдат и офицеров противника и 3 пулемёта. 11 марта 1945 года был повторно награждён орденом Славы 3-й степени (19 августа 1955 года был перенаграждён в соответствии со статутом ордена орденом Славы 1-й степени).

5 февраля 1945 года в боях юго-западнее Щецина расчёт Алёшина нанёс большой урон противнику, что способствовало успешному выполнению боевой задачи.

В начале мая 1945 года расчёт Алёшина отбил три атаки противника, уничтожив два взвода противника и пулемёт. Когда закончились снаряды бойцы расчёта отбили ещё 5 атак ведя огонь из стрелкового оружия.

В 1945 году Алёшин был демобилизован, вернулся на родину.



Фото 1. Андрей Васильевич Алёшин

Иван Григорьевич Драченко (15 ноября 1922 — 16 ноября 1994) — лётчик-штурмовик, Герой Советского Союза, Полный Кавалер ордена Славы, продолжал воевать после потери одного глаза.

Родился 15 ноября 1922 в селе Великая Севастьяновка ныне Христиановского района Черкасской области в семье крестьянина. Окончил среднюю школу и Ленинградский аэроклуб. В 1941 призван в Красную Армию. Летом 1943 года окончил Тамбовскую военную авиационную школу пилотов и был направлен на фронт в качестве лётчика-штурмовика. Воевал на Курской дуге.

14 августа 1943 года в районе Харькова, спасая командира полка, на Ил-2 таранил истребитель противника. При таране был тяжело ранен, в бессознательном состоянии взят в плен. В лагере военнопленных советский врач сделал ему сложную операцию^[1], но правый глаз спасти не удалось. В сентябре 1943 года Драченко бежал из плена. После лечения в московском госпитале в марте 1944 года вернулся к полётам. В составе 140-го гвардейского штурмового авиационного полка провоевал до конца войны.

За годы войны совершил 151 боевой вылет, в 24 воздушных боях сбил 5 самолётов противника, ещё 9 уничтожил на аэродромах, разбил 4 моста, уничтожил много техники и живой силы противника.



Фото 2. Иван Григорьевич Драченко

Павел Христофорович Дубинда (25 июля 1914 — 22 октября 1992) — старшина роты 293-го гвардейского стрелкового полка, первый из советских воинов, удостоенный звания Герой Советского Союза и одновременно Полный кавалер ордена Славы.

Павел Христофорович Дубинда родился в селе Прогнои ныне в селе Геройское Голопристанского района Херсонской области. Украинец. После окончания школы работал в рыбколхозе.

В 1936 году был призван в военно-морской флот. С июня 1941 года участник Великой Отечественной войны. Служил на крейсере «Червона Украина», принимал участие в обороне Одессы и Севастополя. При обороне Севастополя во время бомбёжки крейсер был поврежден авиабомбами и экипажу было приказано оставить корабль. С ноября Павел Дубинда воевал в 8-й бригаде морской пехоты. В последние дни обороны был контужен и попал в плен. Прошел несколько лагерей военнопленных и везде предпринимал попытки бежать. После удачного побега с марта 1944 года снова в РККА. Служил в 293 гвардейском стрелковом полку.

8 августа 1944 года в бою за село Скорлупка (Польша, Соколув-Подляский уезд), командуя отделением, рядовой Павел Дубинда первым ворвался во вражескую траншею и уничтожил 7 гитлеровских солдат.

20 августа 1944 года в бою за железнодорожную станцию Мостувка (Польша, Вышковский уезд) младший сержант Дубинда, командуя взводом, атаковал станцию и выбил с неё противника. В этом бою был ранен командир роты и Павел Дубинда заменил его и, несмотря на то, что сам был ранен, продолжал командовать и обеспечил выполнение боевой задачи. В этом бою он лично уничтожил 10 солдат противника.

22 — 25 октября 1944 года в боях за село Пешикен (Восточная Пруссия) у города Шталлупёнен (ныне город Нестеров Калининградской области) старшина роты Павел Дубинда, командуя взводом, первым прорвался во вражескую траншею, уничтожил 4 вражеских солдат и взял в плен офицера.

15 марта в районе Кёнигсберга взвод Павла Дубинды захватил в бою селение Бладиау, уничтожив около роты солдат противника и захватив 2 пушки. Через несколько дней гитлеровцы попытались вернуть взятую позицию и контратаковали превосходящими силами с артиллерийской поддержкой. Бойцы взвода отбили несколько атак, а когда закончились боеприпасы, Павел Дубинда захватил вражеский пулемёт и огнём в упор заставил противника отступить. Преследуя противника, взвод Дубинды ворвался во двор поместья и захватил там 40 солдат и 4 офицеров противника.

В августе 1945 года Павел Дубинда демобилизовался. После возвращения на родину работал боцманом на корабле антарктической китобойной флотилии «Слава».



Фото 3. Павел Христофорович Дубинда

Николай Иванович Кузнецов (29 апреля 1922 — 11 сентября 2008) — старшина, командир орудия, Герой Советского Союза, полный кавалер ордена Славы (один из четверых полных кавалеров ордена Славы, удостоенных звания «Герой Советского Союза»).

Николай Иванович Кузнецов родился в деревне Пытручей, ныне Вытегорского района Вологодской области, в крестьянской семье.

После обучения в разведшколе в 1940 году был внедрён в подразделения абвера в Кёнигсберге в качестве офицера связи. При проведении одной из операций был тяжело ранен. После длительного лечения возвратился в разведку, а затем воевал в артиллерийских частях^[1].

С августа 1941 воевал на фронтах Великой Отечественной войны. С 1944 член КПСС. Командир орудия 369-го отдельного истребительно-противотанкового артиллерийского дивизиона (263-я стрелковая дивизия, 43-я армия, 3-й Белорусский фронт) старший сержант Кузнецов отличился при освобождении Севастополя и Литвы, в боевых действиях на территории Восточной Пруссии. За время войны расчётом орудия было уничтожено 11 немецких танков. При штурме города Кёнигсберг орудийный расчёт под его командованием подавил несколько огневых точек, уничтожил до взвода противника.

23 апреля 1944 года в бою под населённым пунктом Мекензия, расположенном в 10 км восточнее города русской воинской славы Севастополя (с 1965 года — город-герой) командир 45-мм орудия 369-го отдельного истребительно-противотанкового артиллерийского дивизиона (263-я стрелковая дивизия, 51-я армия, 4-й Украинский фронт) сержант Николай Кузнецов со своим расчётом подавил 2 пулемёта врага, обеспечив продвижение стрелкового подразделения. Позже, обнаружив танки противника, первым же выстрелом из орудия поджёг один из них.

5–10 октября 1944 года, действуя в передовом отряде, командир 76-мм орудия (2-я гвардейская армия, 1-й Прибалтийский фронт) старший сержант Кузнецов Н. И. с подчинёнными прямой наводкой накрыл несколько

огневых точек и до одного взвода гитлеровцев. 10 октября 1944 года во время боя за станцию Шамайткейн (Литва) прямым попаданием поджёг автомашину противника.

1 февраля 1945 года в боях за населённый пункт Лабиау (ныне город Полесск Калининградской области) орудейный расчёт Н. И. Кузнецова (43-я армия, 3-й Белорусский фронт) прямой наводкой поджёг танк, разбил 2 пулемётные точки и уничтожил свыше отделения пехоты.

При штурме столицы Восточной Пруссии города-крепости Кёнигсберг (ныне город Калининград) бойцы расчёта старшины Кузнецова Н. И. подавили несколько огневых точек и уничтожили до взвода пехоты противника.

Всего за годы войны орудейный расчёт Николая Кузнецова подбил одиннадцать вражеских танков.

24 июня 1945 года Н. И. Кузнецов участвовал в Параде Победы в составе сводного батальона, бросившего трофейные знамёна к мавзолею Ленина.



Фото 4. Николай Иванович Кузнецов

Журкина (Киёк) Надежда Александровна (28 августа 1920, г. Туринск — 24 апреля 2002, Москва) — воздушный стрелок-радист 99-го отдельного гвардейского разведывательного авиационного полка 15-й воздушной армии 2-го Прибалтийского фронта, одна из четырёх женщин — полных кавалеров ордена Славы.

Родилась 28 августа 1920 года в городе Туринске Тюменской губернии в семье рабочего. Училась в Московском юридическом институте, окончила Московский аэроклуб.

В Красной Армии с 1942 года. Окончила курсы радисток. В действующей армии с июня 1942 года.

В должности воздушного стрелка-радиста принимала участие в Курской битве 1943 года.

Воздушный стрелок-радист 99-го отдельного гвардейского разведывательного авиационного полка (15-я воздушная армия, 2-й Прибалтийский фронт) гвардии младший сержант Н.А. Журкина за период с 4 марта по 2 апреля 1944 года в составе экипажа совершила в районе населённых пунктов Псковской области: Пушкинские Горы, Опочка, Идрица 23 боевых вылета на разведку войск противника и фотографирование вражеских военных объектов. Разведывательные данные передавала по радио с борта самолёта. Отбила девять атак истребителей противника.

Гвардии сержант Н.А. Журкина с 16 сентября по октябрь 1944 года участвовала в 15 боевых вылетах на разведку и бомбардировку войск противника в районе города Рига, Тукумс, Клапкалнс (Латвия). С борта самолёта она передала 93 радиogramмы о противнике. Отбила несколько атак вражеских истребителей.

18 ноября 1944 года в экипаж майора Берестова, в составе которого стрелком-радистом была Журкина, получил задание сфотографировать передний край обороны противника в районе латвийского города Кулдига. Задание пришлось выполнять в сложных метеорологических условиях, с крайне малой высоты — 500 метров, под шквальным огнём немецких войск. Во время возвращения на свой аэродром самолёт Берестова был атакован четырьмя истребителями Fw 190. В завязавшемся воздушном бою стрелок-радист Надежда Журкина сбила один самолёт и серьёзно повредила второй — он был вынужден ретироваться.

Гвардии старшина Н.А. Журкина к январю 1945 года совершила 52 успешных боевых вылета.

Всего за годы войны Н.А. Журкина совершила 87 успешных боевых вылетов, участвовала в 30 воздушных боях с истребителями противника и успешно отражала их атаки.



Фото 5. Надежда Александровна Журкина (Киёк)

Нечипорчукóва (Ноздрачёва) Матрёна Семёновна (род. 3 апреля 1924, с. Волчий Яр) — санитарный инструктор санитарной роты 100-го гвардейского стрелкового полка 35-й гвардейской стрелковой дивизии, одна из четырёх женщин — полных кавалеров ордена Славы

Матрёна Семёновна родилась 3 апреля 1924 года в селе Волчий Яр Балаклеевского района Харьковской области Украины в крестьянской семье. Окончила Балаклеевскую акушерско-сестринскую школу в 1941 году. Работала медсестрой в районной больнице.

С началом Великой Отечественной войны оказалась на оккупированной территории. В Красной Армии с апреля 1943 года.

При форсировании реки Днепр за период с 27 по 30 сентября 1943 года Матрёна Семёновна Нечипорчукова вынесла с поля боя 24 тяжелораненых бойцов и командиров и оказала первую медицинскую помощь 49 воинам.

Санитарный инструктор санитарной роты 100-го гвардейского стрелкового полка (35-я гвардейская стрелковая дивизия, 8-я гвардейская армия, 1-й Белорусский фронт) гвардии сержант медицинской службы Матрёна Семёновна Нечипорчукова 1 августа 1944 года в боях за удержание и расширение плацдарма близ польского населённого пункта Гжибув оказала первую медицинскую помощь двадцати шести раненым. Позднее, в районе польского города Магнушев, вынесла из-под огня противника офицера и эвакуировала его в тыл.

Гвардии старший сержант медицинской службы Матрёна Семёновна Нечипорчукова в боях при прорыве вражеской обороны на левом берегу Вислы оказала первую медицинскую помощь шестидесяти девяти тяжело раненым бойцам и офицерам. 18 января 1945 года, оставшись с группой раненых из двадцати семи человек в польском населённом пункте Овадув, вместе с несколькими медицинскими работниками и ездовами, отразила нападение гитлеровцев, выходящих из окружения и обеспечила доставку раненых в госпиталь без потерь. 18 марта 1945 года в боях южнее польского города Кюстрин оказала медицинскую помощь пятидесяти одному раненому воину, в том числе двадцати семи тяжело раненым.

В составе того же 100-го гвардейского стрелкового полка 35-й гвардейской стрелковой дивизии (6-я армия, 1-й Украинский фронт) Матрёна Семёновна Нечипорчукова при прорыве обороны противника на левом берегу реки Одер и в боях на берлинском направлении под огнём вынесла с поля боя семьдесят восемь раненых солдат и офицеров. Вместе с пехотой она преодолела реку Шпре южнее немецкого города Фюрстенвальде и, будучи раненой, продолжала оказывать медицинскую помощь вышедшим из строя солдатам и офицерам. Из пистолета сразила гитлеровца, который пытался вести огонь по раненым.

За исключительную самоотверженность при спасении раненых Матрене Семеновне Нечипорчуковой в 1973 году была присуждена высшая награда Комитета Международного Красного Креста — медаль «Флоренс Найтингейл»^[3].



Фото 6. Матрёна Семеновна Нечипорчукова (Ноздрачёва)

Нина Павловна Петróва (15 [27] июля 1893, Ораниенбаум (ныне г. Ломоносов), Российская империя — 1 мая 1945, Штеттин, Германия (ныне Щецин, Польша) — участница Великой Отечественной войны, снайпер, полный кавалер ордена Славы.

Она поступила в снайперскую школу, которую окончила и в которой стала потом инструктором. Только за 1936 год она выпустила 102 воронихинских стрелка.

Участвовала в советско-финской войне 1939—1940 годов.

К началу Великой Отечественной войны ей было уже 48 лет и она не подлежала призыву. Однако она добровольно вступила в ряды 4-й дивизии народного ополчения Ленинграда, затем служила в медсанбате.

С ноября 1941 года находилась в действующей армии, став снайпером 1-го стрелкового батальона 284-го стрелкового полка 86-й Тартуской стрелковой дивизии. Начав службу рядовым снайпером, она дослужилась до звания старшины и должности командира отделения снайперов.

В боях под Ленинградом не только выходила на боевые позиции и уничтожала врага, но и занималась обучением других снайперов. Всего за годы войны она подготовила более 500 снайперов. За бои под Ленинградом Петрова была награждена медалями «За боевые заслуги» и «За оборону Ленинграда».

16 января 1944 года в районе села Зарудины Ленинградской области Нина Павловна метким выстрелом уничтожила вражеского связиста, а затем ещё одного. Её позиция была обнаружена, но она успешно отошла на запасную, откуда уничтожила ещё 3 солдат противника. Всего к марту 1944 года она насчитывала 23 уничтоженных солдата противника.

В рядах 3-го Прибалтийского фронта, в боях в районе железнодорожной станции Лепассааре (Пылваский район Эстонии) в начале августа 1944 года Нина Петрова находилась в боевых порядках стрелковых подразделений, снайперским огнём уничтожала вражеских солдат, ходила в атаку и в разведку. В эти дни она уничтожила ещё 12 вражеских солдат.

В феврале 1945 года в составе 2-го Белорусского фронта в боях за Эльбинг отделение Петровой прикрывало снайперским огнём атакующую пехоту, подавляя огневые точки противника. В этих боях Нина Павловна лично уничтожила 32 вражеских солдата, доведя общий счёт убитых врагов до 100.

В наградном листе командир полка отмечал:

«Товарищ Петрова участница всех боев полка; несмотря на свой преклонный возраст (52 года), она вынослива, мужественна и отважна, время передышек полка от боев она использует для совершенствования своего искусства снайпера и обучению личного состава полка своему искусству, за все время ею подготовлено 512 снайперов».

Командарм Федюнинский подписал документ: «Достойна награждения орденом Славы I степени». Позднее в своей книге «Поднятые по тревоге» генерал армии И. И. Федюнинский вспоминал этот момент:

«Я знал ее лично. Знакомство наше произошло следующим образом. Как-то после боев под Эльбингом я подписывал представления к правительственным наградам. Внимание мое привлек наградной лист, заполненный на снайпера старшину Петрову, которая представлялась к ордену Славы I степени. В наградном листе указывалось, что Петровой 52 года. Я не хотел верить глазам: неужели ей больше пятидесяти? Спрашиваю начальника штаба: „Может, машинистка допустила опечатку?“ Нет, ошибки не было».

1 мая 1945 года в районе города Штеттин Нина Павловна Петрова погибла. ЗИС-5 миномётчиков её полка, на котором ехала Петрова, упал в обрыв.

За несколько дней до гибели она написала своей дочери в Ленинград письмо

«Устала я воевать, детка, ведь уже четвертый год на фронте. Скорее бы закончить эту проклятую войну и вернуться домой. Как хочется обнять вас, поцеловать милую внученьку».

Всего на счету Нины Павловны Петровой было 122 убитых солдата и офицера противника и ещё троих она лично взяла в плен. Винтовка Петровой ныне хранится в музее.



Фото 7. Нина Павловна Петрова

Дануте Юргио Станилиене (Маркаускаене) (20 апреля 1922, деревня Пелуцмургай, Мариампольский уезд, Литва — 8 августа 1994, Вильнюс, Литва) — пулемётчик-наводчик станкового пулемёта 167-го стрелкового полка 16-й Литовской стрелковой дивизии, первая из четырёх женщин — полных кавалеров ордена Славы.

Родилась 20 апреля 1922 года в деревне Пелуцмургай Мариампольского уезда (Литва) в крестьянской семье. Литовка. Окончила четыре класса. В начале войны была эвакуирована в Ярославскую область. Работала в колхозе. В Красную Армию вступила добровольцем в 1942 году. Окончила курсы пулемётчиков. На фронте в Великую Отечественную войну с декабря 1942 года.

Пулемётчик 167-го стрелкового полка (16-я стрелковая дивизия, 4-я ударная армия, 1-й Прибалтийский фронт) красноармеец Дануте Станилиене 16 декабря 1943 года в бою за деревню Родные, что в десяти километрах северо-западнее населённого пункта Городок Витебской области, заменила выбывшего из строя командира пулеметного отделения. Когда были выведены из строя бойцы отделения, отважная девушка, оставшись одна у пулемёта, поддерживала огнём наступающую пехоту.

Наводчик станкового пулемёта того же 167-го стрелкового полка сержант Станилиене в период с 1 по 10 июля 1944 года в боях в районе деревень Узница и Лютовка, расположенных в 15-16 км севернее и северо-западнее белорусского города Полоцка, метким пулемётным огнём отразила свыше десяти контратак и уничтожила до сорока гитлеровских солдат.

Наводчик станкового пулемёта 167-го стрелкового полка 16-й Литовской стрелковой дивизии (2-я гвардейская армия, 1-й Прибалтийский фронт) сержант Дануте Станилиене 8 октября 1944 года в бою за литовский населённый пункт Байнуты уничтожила вражеского снайпера, трёх автоматчиков, взяла в плен одного гитлеровского пехотинца. Указом Президиума Верховного Совета СССР от 24 марта 1945 года за образцовое выполнение заданий командования в боях с немецко-фашистскими захватчиками сержант Станилиене Дануте Юргио награждена орденом Славы 1-й степени (№ 38), став полным кавалером ордена Славы и первой из женщин — воинов Красной Армии, удостоенной орденов Славы всех трёх степеней.



Фото 8. Дануте Юргио Станилиене (Маркаускене)

Владимир Аврамович Алексенко (27 января 1923 — 16 июня 1995) — советский военачальник, генерал-лейтенант, дважды Герой Советского Союза.

Родился 27 января 1923 года в селе Киевское Крымского района Краснодарского края. В Советской Армии с мая 1941 года. Окончил Краснодарскую военную авиационную школу пилотов в 1942 году.

На фронтах Великой Отечественной войны с февраля 1943 года. Штурмовал вражеские батареи, обстреливавшие Ленинград, громил врага на Карельском перешейке, в Прибалтике и в Восточной Пруссии.

Звание Героя Советского Союза командиру эскадрильи 15-го гвардейского штурмового авиационного полка (227-я штурмовой авиационной дивизии, 1-я воздушная армия, 3-й Белорусский фронт) гвардии капитану Алексенко Владимиру Аврамовичу присвоено 19 апреля 1945 года за 230 успешных боевых вылетов на штурмовые удары по скоплениям войск и техники противника, за доблесть и мужество, проявленные при выполнении боевых заданий.

Второй медали «Золотая Звезда» командира 15-го штурмового авиационного полка гвардии майор Алексенко удостоен 29 июня 1945 года за 292 боевых вылета на штурмовку вражеских укреплений, аэродромов и уничтожение живой силы противника.

Всего в годы войны лётчик штурмовой авиации Алексенко совершил 292 успешных боевых вылета. На его счету десятки сбитых и уничтоженных на аэродромах самолётов, 33 танка, 118 автомашин, 53 железнодорожных вагона, 85 повозок, 15 бронетранспортёров, 10 складов с боеприпасами, 27 артиллерийских орудий, 54 зенитных орудия, 12 миномётов и сотни убитых солдат и офицеров противника.



Фото 9. Владимир Аврамович Алексенко

Анатоль Яковлевич Брандыс (12 августа 1923, Екатеринослав (ныне Днепропетровск) — 23 марта 1988, Москва) — участник Великой Отечественной войны, дважды Герой Советского Союза, лётчик-штурмовик, командир эскадрильи 75-го гвардейского штурмового авиационного полка 1-й гвардейской штурмовой авиационной дивизии.

В армии с июня 1941 года. В 1943 году оканчивает Пермскую военную школу пилотов и в августе этого же года уходит на фронт. Участвует в боях в составе 75-го гвардейского штурмового авиационного полка 1-й гвардейской штурмовой авиационной дивизии в составе 8-й воздушной армии 4-го Украинского фронта.

К концу августа 1944 года заместитель командира эскадрильи гвардии старший лейтенант Брандыс совершил 128 боевых вылетов для уничтожения скоплений боевой техники и живой силы противника. Лично уничтожил на земле 16 вражеских самолётов.

23 февраля 1945 года Анатолию Яковлевичу Брандысу присвоено звание Героя Советского Союза с вручением ордена Ленина и медали «Золотая Звезда».

К апрелю 1945 года командир эскадрильи 75-го гвардейского штурмового авиационного полка 1-й гвардейской штурмовой авиационной дивизии 1-й воздушной армии 3-го Белорусского фронта гвардии капитан Брандыс совершил ещё 99 боевых вылетов, уничтожив на земле 8 вражеских самолётов.



Фото 10. Анатолий Яковлевич Брандыс

Анатоль Константинович Недбайло (28 января 1923 года — 13 мая 2008 года) — участник Великой Отечественной войны, командир эскадрильи 75-го гвардейского штурмового авиационного полка 1-й гвардейской штурмовой авиационной дивизии 1-й воздушной армии 3-го Белорусского фронта, дважды Герой Советского Союза, генерал-майор авиации.

В ряды РККА был призван в 1941 году. Проходил учёбу в Ворошиловградской военно-авиационной школы пилотов, которую закончил в 1943 году.

В боях на фронтах Великой Отечественной войны принимал участие с марта 1943 года. Воевал на Южном, 4-м Украинском и 3-м Белорусском фронтах в качестве лётчика, командира звена, заместителя командира и командира эскадрильи 75-го гвардейского штурмового авиаполка. Анатолий Недбайло отличился в боях во время Крымской операции и операции «Багратион», а также при нанесении штурмовых ударов по противнику в Восточной Пруссии.

Капитан Анатолий Недбайло к октябрю 1944 года совершил 130 боевых вылетов, нанеся противнику большие потери в живой силе и технике.

К апрелю 1945 года Анатолий Недбайло совершил ещё 89 боевых вылетов.

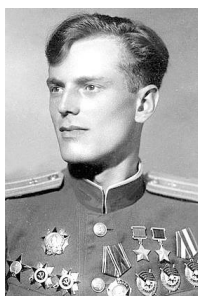


Фото 11. Анатолий Константинович Недбайло

Алексей Николаевич Прохоров (19 января 1923 года — 27 мая 2002 года) — участник Великой Отечественной войны, лётчик-штурмовик, дважды Герой Советского Союза.

Родился 19 января 1923 года в селе Рождественское Борисоглебского (Поворинского) района Воронежской области в рабочей семье.

В 1940 году успешно окончил Борисоглебский аэроклуб, затем учился в Балашовской военно-авиационной школе пилотов, по окончании которой в 1942 году был направлен в действующую армию. Воевал в 15-м гвардейском штурмовом авиаполку 277-й штурмовой авиационной дивизии на Ленинградском и 3-м Белорусском фронтах. Принимал участие в боях по деблокированию Ленинграда и освобождению Ленинградской области, Выборга, Эстонии, Латвии и Белоруссии, участвовал в боях за взятие Кенигсберга. За время войны прошёл путь от рядового лётчика до командира авиаэскадрильи. Вместе с ним в полку служили прославленные воздушные асы: дважды Герои Советского Союза Алексенко В.А., Мыльников Г.М. и Кунгурцев Е.М., Герой Советского Союза Калёнов Н.А. и др.

К ноябрю 1944 года совершил 180 боевых вылетов на штурмовку объектов врага, за что командованием был представлен к званию Героя Советского Союза. В наградном листе командованием указывалось:

Летая ведущим группы от 4 до 10 самолётов, старший лейтенант Прохоров А.Н. не имел случаев потери самолётов. В результате смелых действий лично уничтожил 2 танка, 13 автомашин и 10 повозок с грузами, 2 тягача с орудиями, 2 артиллерийских и 4 минометных батареи, склад с боеприпасами, 11 огневых точек и до роты пехоты противника. 2 февраля 1945 года в составе группы из 5 самолётов в районе населённого пункта Гранц в результате успешной штурмовки было уничтожено 5 автомашин с грузом, подавлен огонь 2 зенитных и 3 артиллерийских батарей.

22 февраля 1945 года в районе Мартемсдорф старший лейтенант Прохоров А.Н. с группой из 3 штурмовиков, сопровождая наступление пехотных частей, уничтожил 5 автомашин с грузом, подавил огонь артиллерийской батареи и 5 огневых точек. 2 марта 1945 года при сопровождении наступления пехоты в районе населённого пункта Айзенберг группой из 5 штурмовиков уничтожил 5 автомашин и 3 повозки с грузом, склад с боеприпасами, подавил огонь артиллерийской и зенитной батарей.

Всего к моменту окончания Великой Отечественной войны гвардии капитан А.Н.Прохоров совершил 236 боевых вылетов. За новые боевые отличия, образцовое выполнение заданий командования на фронте борьбы с немецкими захватчиками, дающее право на получение звания Героя Советского Союза, 29 июня 1945 года он был награждён второй медалью «Золотая Звезда».



Фото 12. Алексей Николаевич Прохоров

Никола́й Илларио́нович Семёйко (25 марта 1923 года — 20 апреля 1945 года) — советский лётчик, гвардии капитан, дважды Герой Советского Союза.

Семейко Николай Илларионович родился 25 марта 1923 года в городе Славянске (Донецкая область Украины) в семье служащего.

В Красной Армии с 1940 года. В 1942 году окончил Ворошиловградскую военную авиационную школу пилотов и в том же году — Курсы усовершенствования командного состава.

На фронтах Великой Отечественной войны с марта 1943 года. Был командиром экипажа, звена, заместителем командира, командиром и штурманом эскадрильи 75-го гвардейского штурмового авиационного полка, начав боевую деятельность под Сталинградом, участвовал в боях на реке Миус, за освобождение Донбасса, Крыма, Украины, Белоруссии, в составе войск Южного, 4-го Украинского и 3-го Белорусского фронтов.

К октябрю 1944 года являлся штурманом эскадрильи 75-го гвардейского штурмового авиационного полка и штурманом того же полка 1-й гвардейской штурмовой авиационной дивизии 1-й воздушной армии 3-го Белорусского фронта.

Ко времени своего последнего вылета Н.И. Семейко совершил 227 боевых вылетов на штурмовку вражеских войск, в результате которых он лично уничтожил и повредил семь танков, 10 артиллерийских орудий, пять самолетов на вражеских аэродромах, 19 автомашин с войсками и грузами, паровоз, взорвал два склада с боеприпасами, подавил 17 огневых точек зенитной артиллерии, уничтожил много другой боевой техники и живой силы противника.



Фото 13. Николай Илларионович Семейко

Алекса́ндр Никола́евич Ефи́мов (род. 6 февраля 1923 года) — участник Великой Отечественной войны, дважды Герой Советского Союза

А. Н. Ефимов родился 6 февраля 1923 года в селе Кантемировка Воронежской губернии (ныне посёлок городского типа Кантемировка Кантемировского района Воронежской области) в семье железнодорожника.

В Рабоче-Крестьянской Красной Армии (Советской Армии) с мая 1941 года. Во время Великой Отечественной войны в 1942 году оканчивает Луганскую военную авиационную школу лётчиков и с августа этого же года в должности лётчика 594-го штурмового авиационного полка на фронте.

К июлю 1944 года командир эскадрильи 198-го штурмового авиационного полка 233-й штурмовой авиационной дивизии 4-й воздушной армии 2-го Белорусского фронта старший лейтенант А. Н. Ефимов совершил 100 боевых вылетов на разведку и штурмовку вражеских войск, аэродромов, переправ и железнодорожных эшелонов

Всего за годы войны Ефимов совершил 222 боевых вылета на штурмовике Ил-2, в ходе которых им лично и в составе группы уничтожено 85 вражеских самолётов на аэродромах (что является высшим достижением среди советских лётчиков всех родов авиации) и 8 самолётов сбито в воздушных боях, уничтожено большое количество живой силы и техники противника



Фото 14. Александр Николаевич Ефимов

Александр Иванович Колдунов (20 сентября 1923, деревня Мошиново, ныне в составе Монастырщинского района Смоленской области, Россия — 7 июня 1992, Москва) — советский военный и государственный деятель, главный маршал авиации СССР, дважды герой Советского Союза; в годы Великой Отечественной войны — один из лучших советских асов-истребителей. Самый результативный ас из числа воевавших на истребителях «Як».

В Рабоче-Крестьянской Красной Армии с 1941 года. Во время Великой Отечественной войны в марте 1943 года окончил Качинскую Краснознамённую военную авиационную школу имени Мясникова. Был распределён в запасной авиаполк, но сумел добиться зачисления в действующую армию. С мая 1943 года в должности лётчика 594-го штурмового авиационного полка на фронте. Первая победа одержана 21 июня 1943 года над рекой Северский Донец. Быстро набирал боевой счет, также быстро рос в должностях: в течение нескольких месяцев 1943 года был младшим лётчиком, лётчиком, командиром звена, заместителем командира истребительной эскадрильи. С осени 1943 года до конца войны командовал эскадрилей. Наиболее отличился в таких операциях войны, как битва за Днепр, освобождение Правобережной Украины, Ясско-Кишинёвская операция, Будапештская операция, освобождение Румынии, Болгарии, Югославии, Венгрии, Чехословакии и Австрии.

К началу мая 1944 года командир эскадрильи 866-го истребительного авиационного полка 288-й истребительной авиационной дивизии 17-й воздушной армии 3-го Украинского фронта капитан Колдунов совершил 223 боевых вылета, провёл 45 воздушных боёв, сбил лично 15 самолётов противника и 1 — в группе.

Всего за годы войны Колдунов совершил 412 боевых вылетов, провёл 96 воздушных боёв, в ходе которых им лично сбито 46 вражеских самолётов и 1 — в составе группы.

Также на счету Колдунова был один бой против американской авиации. 7 ноября 1944 года в районе города Ниш в Югославии две группы американских самолётов P-38 «Лайтнинг» по ошибке атаковали колонну советских войск, было убито до 20 советских солдат и офицеров, в том числе командир стрелкового корпуса генерал-майор П. Котов. Для отражения налета была поднята эскадрилья истребителей во главе с Колдуновым. Рискуя жизнью, Колдунов приблизился к американским самолетам, показывая им красные звезды на фюзеляже, но был обстрелян, а два советских самолета — сбито. Ответным огнём были сбиты 3 самолета США, в том числе одного сбил Колдунов. В конце концов ему все-таки удалось добиться прекращения боя, поставив свой самолет буквально перед носом ведущего группы американцев. Затем был большой дипломатический скандал, американцы признали ошибку и принесли извинения, но сбитые американские самолеты нашим лётчикам засчитаны не были.

Всю войну летал на истребителях А. С. Яковлева. Дважды был легко ранен, несколько раз возвращался на повреждённом самолёте, но сбит не был. Входит в первую десятку наиболее результативных советских истребителей периода Великой Отечественной войны.



Фото 15. Александр Иванович Колдунов

На время меж рождением и смертью,
Одно определяет жизни срок —
Быть может, наша кровь,
Что здесь прольется,
Прекрасного бессмертия исток

М. Джалиль

ЖИЗНИ, ОТДАННЫЕ РОДИНЕ**(О национальной Героине России – Зое Космодемьянской и ее брате Александре)****Ю. И. Головачёва**

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Зоя Анатольевна Космодемьянская. 13 сентября 1941 года ей исполнилось 18 лет, а через два месяца и 12 дней она приняла мученическую смерть от рук фашистов.

Родилась Зоя 13 сентября 1923 года в с. Осино-Гай (Гавриловский р-он Тамбовской области). Русская. В 1930 году семья переехала в Москву. Жили Космодемьянские в Москве на Старом шоссе, идущим через Темирязовский лес (теперь это улица Вучетина), а имя Зои и Шуры Космодемьянских присвоено улице, на которой расположена школа №201, в которой, начиная с 4-го класса, учились сестра и брат Космодемьянские.

Отца потеряла в раннем детстве, воспитывалась матерью. Мать – Любовь Тимофеевна Космодемьянская работала учительницей. Зоя училась в одной школе и в одном классе с младшим братом – Александром Космодемьянским. Брат и сестра были очень дружны, учились на «отлично», оба были комсомольцами. Сверстники их уважали и любили. Зою выбрали комсоргом класса. Шура, младший брат Зои, был очень талантлив: он был прекрасным художником и отличным математиком. Хотя он был младше своих одноклассников на два года, в развитии он не только не отставал от них, но и превосходил некоторых.

Зоя и Шура, как и вся молодежь того времени, жили интересами и событиями страны. Они волновались за челюскинцев, оказавшихся на льдине при освоении Арктики; гордились советскими лётчиками, первыми проложившими путь через Северный полюс в Америку; мечтали служить в военном флоте, учиться лётному делу, осваивать Дальний Восток, строить гигантские плотины, возводить заводы. Сами нуждавшиеся во многом, они с радостью помогали тем, кому было плохо.

Фашисты Германии и Италии пытались в то время задуть Испанскую революцию. Республиканцы Испании мужественно сражались за свою свободу. Все помыслы советской молодежи были на стороне республиканцев, боровшихся с фашистами. 13-летний Шура вздыхал: «Эх, поздно родился! Не успею фашистов побить!». Зоя предложила подрабатывать и заработанные деньги перечислять в фонд женщин и детей сражающейся Испании. Так они и сделали, взяв чертёжную работу на дом. Брат и сестра были рады, что хоть чем-то помогали борцам за свободу. Пламенный лозунг Долорес Ибарури: «Лучше умереть стоя, чем жить на коленях» был для Зои и Шуры также близок и дорог, как и для тех, кто сражался в окопах Испании. В 15 лет Зоя вступила в комсомол.

21 июня 1941 года в школе состоялся школьный бал в честь выпускников. Зоя и Шура в это время окончили 9 классов. А 22-го июня все изменилось – началась война.

Начиная с июля, вражеские самолеты почти каждую минуту бомбили город. Зоя (ей 17 лет) и Шура (15 лет) все ночи проводили на улицах, помогая тушить вражеские зажигалки.

В первые дни Великой Отечественной войны Зоя Космодемьянская обратилась в Октябрьский райком комсомола с просьбой послать её на фронт. Вскоре по путевке комсомола она была направлена сначала в разведшколу, а затем в войсковую часть №9903 (называвшуюся в целях конспирации специальным отрядом), действовавшую по заданию штаба Западного фронта на Можайском направлении. Дважды направлялась она в тыл противника со сложными и ответственными разведывательно-диверсионными заданиями. В первый раз после удачного выполнения задания она благополучно вернулась в часть. Второй раз в конце ноября 1941 года она с отрядом была заброшена в Рузский район Московской области. После выполнения основного задания Зоя направилась в д.Петрищево и подожгла конюшню немецкой части и штаб. Через два дня она повторила попытку поджечь другую конюшню и дома, занятые врагом, но была схвачена.



Фото 1. Зоя и Александр Космодемьянские – Герои Советского Союза



Фото 2. Зою ведут на казнь (фото изъято у пленных немцев)

Фашистские палачи подвергли юную партизанку жестоким пыткам. От неё требовали признания, кто и зачем её послал. Мужественная комсомолка не ответила ни на один вопрос гитлеровцев. Она даже не назвала своего подлинного имени и фамилии. Истерзанную Зою, раздетую, босиком гоняли по деревне в лютой мороз, пока конвоиры сами не замерзли. Допрашивал и пытал её командир полка подполковник Рюдерер. После долгих и мучительных истязаний Зою Космодемьянскую, назвавшуюся Таней, 29 ноября 1941 года гитлеровские изверги повесили на сельской площади дер. Петрищево, согнав на казнь жителей деревни. Перед казнью Зоя держалась мужественно. Она успела обратиться к народу с призывом бороться, не покоряться врагу. Она крикнула: «Родина и Сталин с нами! Это счастье умереть за свой народ! Всех нас не перевешаете! Не бойтесь! Бейте фашистов!» Больше месяца висело истерзанное тело Зои, немцы не разрешали его снимать. Лишь когда наши войска освободили деревню, красноармейцы сняли замерзшее, изуродованное тело Зои.



Фото 3. Изуродованное тело Зои после казни

На опознание были приглашены соратники Зои по борьбе из отряда, мать – Любовь Тимофеевна и брат Шура. Для матери и брата это был большой удар, т.к. военная служба Зои в разведке была законспирирована, и родные ничего об этом не знали. Они думали, что Зоя служит медсестрой в одной из воинских частей. Шура стал рваться на фронт. Но ему еще не было 15 лет, поэтому райком комсомола и военкомат ему отказывали.

Звание Героя Советского Союза Зое Анатольевне Космодемьянской было присвоено посмертно Указом Президиума Верховного Совета СССР от 16 февраля 1942 г. за мужество и героизм, проявленные в борьбе с немецкими фашистами. Её преданность Родине, мужество и самоотверженность стали вдохновляющим примером в борьбе с врагом. Похоронена она на Новодевичьем кладбище в городе-Герое Москве. Награждена Золотой Звездой Героя

и орденом Ленина.

Немецкая часть, которая казнила Зою, была разгромлена при контрнаступлении под Москвой. Офицеры – свидетели казни – попали в плен, вместе с ними оказались фотографии Зои при истязаниях и её казни. В советских газетах были опубликованы фотографии, а также признания двух немецких офицеров, в которых говорилось, что они сами не выдерживали картины того, что творили с Зоей их сослуживцы: «Маленькая героиня вашего народа осталась верна своему воинскому долгу. Если даже такие девочки, как она, способны на такой подвиг, такой народ, как ваш, победить невозможно». Это было сказано в 1941 году.

Памятники Зое Космодемьянской установлены на Минском шоссе близ дер. Петрищево и в г. Москве на платформе ст. метро «Измайловский парк». Мемориальная плита - в дер. Петрищево. В 201-й школе Москвы и в школе родного села, где родилась Зоя, открыты музеи. Её имя носят улицы и школы многих городов и сёл, её именем назван астероид.

В 1942 году Шура, брату Зои, удалось добровольцем уйти в армию. Его послали на учебу в Ульяновское танковое училище. Боевое крещение он получил 21 октября 1943 года под Оршей будучи гвардии старшим лейтенантом – командиром батареи СУ-152 350-го гвардейского тяжёлого самоходного полка 43-й армии 3-го Белорусского фронта. С 1945 года – он коммунист. Вначале он сражался на танке КВ с надписью на борту «За Зою», затем на самоходной установке СУ-152. Шура героически погиб 13 апреля 1945 года у населённого пункта Фирбурденкрут (к северо-западу от Кенигсберга). Посмертно Александр Космодемьянский удостоен звания Советского Союза Указом Президиума Верховного Совета СССР от 29 июня 1945 года. Похоронен в Москве на Новодевичьем кладбище рядом с могилой сестры. На могилах стоят бюсты обоих Героев. А. Космодемьянский награжден орденом Ленина, орденами Отечественной войны 1-й и 2-й степеней. Навечно зачислен в списки воинской части. В Калининграде установлен бюст Героя. На 14-ом км шоссе Калининград-Балтийск сооружен мемориал, на котором высечены слова: «Здесь 13 апреля 1945 года в бою с фашистскими захватчиками погиб Герой Советского Союза гвардии старший лейтенант Александр Космодемьянский установлена стелла. В момент гибели Зое и Александру было по 18 лет.



Фото 4. Александр Космодемьянский Автопортрет (1939 г.)



*Фото 5. Памятник Зое и
Александру Космодемьянским
в Московском парке Победы*

Спасибо Героям, подарившим нам жизнь и отстоявшим свободу и независимость нашей Родины!

БАЛЛАДА ОБ ОТЦЕ-ГЕРОЕ СТАЛИНГРАДСКОЙ БИТВЫ

Е. Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

И эти утверждения лживы,
Что вы исчезли в мире тьмы,
Вас с нами нет,
Но в нас вы живы
Пока на свете живы мы!
К. Ваншенкин

ГАЛИНА МИХАЙЛОВНА ИВАНОВА – кандидат геолого-минералогических наук, доцент Томского политехнического университета, Почетный работник высшего профессионального образования, научный руководитель Молодежно-патриотического центра ТПУ "Отечество".

Евгений Каминский: Уважаемая Галина Михайловна! Уже на протяжении многих лет Вы организуете и ведете научную работу с молодежью в Институте природных ресурсов ТПУ. Мы Вас знаем уже давно. В ТПУ помимо основной деятельности Вы создали Молодежно-патриотический центр "Отечество", студенты и аспиранты которого уже на протяжении многих лет активно работают под Вашим руководством. Мы знаем, что события Великой Отечественной войны сильно повлияли на Вашу судьбу. Мы знаем, что во время войны Вы остались сиротой, что вся Ваша семья погибла в борьбе с фашистами, мы знаем, что Ваш отец погиб, защищая Сталинград. Расскажите о своем отце.

Галина Михайловна: Больно и тяжело вспоминать это время и свое военное детство, кровоточит оно и стонет и по сей день. Да, я осталась жива, а могла и погибнуть. И я все помню, хотя и было мне всего 6 лет. Осталась я одна, без родных в 7 лет. Я никогда ничего не забуду. Эта боль, память и благодарность людям, защитившим мою жизнь, останется во мне навсегда до конца моих дней. Мне больно все это вспоминать, но надо это сделать, чтобы сегодняшняя молодежь знала, какой ужас пришлось пережить их дедам и матерям в войну. А было это так. Я хорошо помню отца, хотя и была маленькой.

Отец мой был кадровый военный, офицер – молодой, красивый лейтенант. Я хорошо его помню до войны, как он приезжал из военного городка после военных учений на верховой лошади, как сбегались ребята во дворе и по-детски завидовали мне, что мой отец – командир (армия тогда у всей страны была в большом почете). Я гордилась своим отцом и любила его. В свободное время отец любил играть со мной, рисовал целые сказки, зверей (он очень хорошо рисовал), читал мне книжки, гулял со мной.



Рис. 1 Г. М. Иванова с отцом М. С. Ивановым перед войной

Евгений: А что было с Вашим отцом? Какова его судьба?

Галина Михайловна: После войны мне удалось в результате длительных поисков установить судьбу и боевой путь своего отца. Узнать, что все шестеро братьев отца: Иван, Василий, Михаил, Александр, Виктор и Леонид погибли во время войны, бабушка и дедушка умерли, не выдержав всех этих тяжелых испытаний. Мама была повешена. Я осталась одна, росла «круглой сиротой».

Через Центральный архив Министерства обороны СССР уже взрослой мне удалось восстановить боевой путь отца, места его боев; узнать, что отец погиб под Сталинградом, имя его увековечено на Мамаевом Кургане в музее Сталинградской битвы. Я узнала адреса Совета ветеранов 64-ой армии в г. Москве и в г. Волгограде. Мне удалось установить связи с оставшимися в живых однополчанами отца. Длительная переписка с ними помогла мне восстановить более подробно бои полка, которым командовал отец в Сталинградской битве. Весь материал об отце и о 811-м полке передан мною в дирекцию памятника-музея "Героям Сталинградской битвы" в г. Волгограде.

Евгений: Галина Михайловна! Расскажите подробнее о боевом пути отца.

Галина Михайловна: Отец мой, Михаил Сергеевич Иванов, кадровый офицер РККА в звании младшего лейтенанта, затем лейтенанта начал воевать еще в Финской войне с 28.01.1940 г.

До начала Великой Отечественной войны он продолжал служить в Красной Армии. Принял участие в Великой Отечественной войне в первые ее месяцы. С 12 июля 1941 года он сражался на Западном фронте в составе 365-го стрелкового полка под Москвой. 9 октября 1941 года был тяжело ранен в рукопашном штыковом бою под Москвой в районе Гжатска на шоссе Москва-Минск. Был он тогда командиром роты. С поля боя раненого его вынес солдат (описание боя дано в газете "Красноярский рабочий" от 29.04.67 г. в статье его однополчанина, оставшегося в живых, другим командиром роты Ушаковым, а также в письме бывших однополчан - М.Н. Бурухина). Письмо передано в Музей панорамы Сталинградской битвы. Затем отец находился на лечении в одном из госпиталей в г. Новосибирске.



Рис. 2 Отец, М. С. Иванов – помощник начальника штаба 811 полка 229 стрелковой дивизии 64 армии, перед боями под Сталинградом

Евгений: А что было дальше?

Галина Михайловна: После лечения он был зачислен в состав 811-го стрелкового полка 229-й стрелковой дивизии первой резервной армии Московской зоны обороны, а затем включенной в состав 64-й армии Сталинградского направления, когда создалось угрожающее положение под Сталинградом. 811 стрелковый полк формировался на станции Называевской Омской области, сама 229 дивизия формировалась в г. Ишиме Тюменской области. В начале мая 1942 г. дивизию передислоцировали в Горьковскую область, а затем в Рязанскую область (г. Скопин), где шла усиленная подготовка бойцов к боям. В начале июля дивизию перебросили под Сталинград, где она приняла на себе первый удар фашистов на внешнем первом оборонительном рубеже под Сталинградом. К Сталинграду полки дивизии переправлялись по р. Волге и побатальнно, и полками по мере прибытия они шли пешим марш-броском к боевым позициям. 811 стрелковый полк, начальником штаба которого был отец, прибыл одним из первых и сразу же маршем в 120-150 км с привалами в 15-20 минут сделали переход от р. Волги до р. Дон и от р. Дон до р. Чир. У них была задача: как можно быстрее выйти на оборонительные рубежи. Немецкие танковые колонны двигались по Сталинградским степям на Сталинград очень быстро. Прорыв немцев в этом направлении тогда был неожиданным. В это время вышел приказ Ставки Верховного Командования Красной Армии № 227 "Ни шагу назад!"

Евгений: Когда они вступили в первый бой?

Галина Михайловна: В первые бои 811-й полк вступил 25 июля 1942 года. Полк, прибыв сюда накануне, под покровом ночи занял высоту у р. Чир в районе западнее г. Суrowикино. Бойцы знали, что на них движутся полчища немецких танков и пехоты, и они представляют собой первый рубеж защиты Сталинграда. Молодые лейтенанты, командиры рот и батарей предупредили местных жителей, чтобы они ушли и скрывались в лесных балках, т.к. здесь сутра предстоят тяжелые бои. Бойцы спешно окапывались и готовились к бою. Именно здесь главный удар немецких войск пришелся по 229-й дивизии. Гитлеровцы превосходили наши войска в личном составе в 4-5 раз, в танках, орудиях и минометах в 9-10 раз. Полк в этом бою стоял насмерть, совершив подвиг. 5 дней оборонялись они на правом берегу р. Чир. За день отбивали по 8-10 атак немцев: по 150-200 фашистских танков с пехотой, с воздуха наносили удары более 200 самолетов. В живых от 811-го полка осталось лишь 11 человек. Все они прошли фашистский плен. Когда после боя вернулись сюда местные жители, они увидели только мертвых бойцов, которых захоронили в братских могилах и бережно ухаживают за могилами и сегодня. После тяжелых боев противник прорвал оборону и вышел к Дону в районе Нижне-Чирской. В этих боях 10.08.1942 года отец вместе с полком героически погиб, до последнего боя хладнокровно руководя боем. Особенно тяжелые бои были вблизи хутора Жирково, где и погиб отец, где и захоронен он, командир полка и бойцы 811-го полка в братской могиле. Оставшиеся в живых, и в частности, медсестра санроты 811-го стрелкового полка Е.И. Плотникова пишет, что когда она перевозила на повозках раненых в медсанбат, расположенный в хуторе Жирки, на них обрушились прорвавшиеся немецкие танки. Немцы, отогнав медсестер, сбрасывали с повозок наших раненых и давили их гусеницами своих танков, также они "утожили" лежащих на земле и в колее наших раненых. Сами двое медсестер прошли ад немецкого плена и чудом одна из них осталась живой. Подлинное письмо Е.И. Плотниковой, с которой я вела переписку, я сдала в музей "Сталинградской битвы" в Волгограде, а также 11 подлинных писем оставшихся в живых ветеранов, рассказавших об этих боях, я сдала в музей "Сталинградская битва". О гибели отца в письме рассказал его фронтовой друг (это письмо также хранится в музее-панораме "Сталинградская битва").

Евгений: Галина Михайловна! А Вы сами бывали в местах боев и гибели отца?

Галина Михайловна: Да, неоднократно. Я была в Волгограде (Сталинграде), меня возили и мне показывали заросшие траншеи у г. Суrowикино и хутора Жирки.

Была и возлагала цветы на братские могилы, где захоронен отец и его бойцы. Я разговаривала с очевидцами боев 811-го полка, местными жителями, которые помнят эти бои, некоторые из них побывали в оккупации и рассказывали об ужасах, которые им пришлось пережить. Все они, пережившие эти тяжелые события, передают свои воспоминания своим детям и внукам и берегут эту память и могилы погибших бойцов, стоявших насмерть. В Суrowикинской средней школе есть прекрасный музей о воинах, сражавшихся и погибших в боях под Суrowикино. Я там побывала, есть там и стенд, посвященный отцу. Несколько дней я прожила в Суrowикино, побывала в хуторе Жирково. Побывала я и в музее-панораме "Сталинградская битва", познакомилась с научными сотрудниками музея, передала собранный материал о 811-м полке 229-й стрелковой дивизии, документы об отце. Среди них есть статья "Подвиг братьев Ивановых". Ведь шесть братьев отца - Иван, Михаил, Василий, Александр, Виктор и Леонид - ушли на фронт и воевали танкистами, артиллеристами, командовали ротами, полками и все отдали свои жизни в боях за Родину.

Имя моего отца - Михаила Сергеевича, погибшего при защите Сталинграда, увековечено на Мамаевом Кургане. Увековечено оно и на стелах Мемориала воинам-томичам в Лагерном Саду г. Томска, т.к. здесь в Томске прошли его студенческие годы. Здесь он закончил Томский политехнический техникум, а затем - военное училище.

Я навечно благодарна отцу и всегда в долгу перед тем военным поколением, которое ценою своей жизни дало нам жизнь, и всем ныне живущим.

СИЛА ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ДУХА

(о Национальном Гером Франции и Герое Советского Союза – В. Порике)

Г.М. Иванова, А.В. Епихин

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Порик Василий Васильевич, 1920 года рождения, в июне 1941 года окончил Харьковское военно-пехотное училище, лейтенант 972 полка 275 стрелковой дивизии Киевского военного округа, коммунист. Через 10 дней после окончания военного училища начинается Великая Отечественная война. Василий Порик в первые дни войны, будучи командиром роты, он вступил в смертельную схватку с немецкими танками на берегу реки Сев. Донец между г. Изюмом и г. Барвенковом. В тяжелых боях совершенствуется офицерское, организаторское, воинское умение лейтенанта Порика, закаляется его характер, выковывается воля, выявляются сильные личные качества, как человека и бойца.



Фото 1. Василий Васильевич Порик

Первая смерть. Рота В. Порика прикрывала переправу дивизии. Через р. Сев. Донец, поднимая роту в атаку, захватывая немецкие траншеи, он выполняет приказ, и его представляют к награде. Но в следующем тяжелом рукопашном бою он был тяжело ранен, в бессознательном состоянии попал к немцам в плен и числился погибшим. Как военнопленного его вывозят на север Франции и заключают в спецлагерь Бомон. Военнопленных немцы использовали, как рабов для работы в шахтах. Голодные пленники трудятся на непосильной работе целый день, спят в бараках по 100-120 человек на деревянных двухэтажных нарах на гнилой соломе. Узников эсэсовцы поднимают с собаками и гонят 6-10 км на рудники. Каждое утро кто-то не просыпается. Трупы грузят на машины и увозят, заполняя ими рвы линии Мажино. Люди обречены, они - смертники.

Сеть рабства рассчитана немцами так, чтобы люди потеряли свой человеческий облик, стали полностью опустошенными.

Но Порик находит выход, он решает: пока еще есть силы направить эту уничтожающую немецкую машину против нее самой. Такого еще не было в истории. Действуя очень осторожно и хитро, он входит в доверие к фашистам, становится старшим - "Капо", а затем и "правой рукой" гестапо.

Оказавшись неплохим психологом, Порик сумел в условиях концлагеря создать подполье, провокаторов и доносчиков он сдавал гестапо, как неблагонадежных людей к фашистскому режиму, а антифашистов спасал и помогал им выживать. Это была опасная игра, создать сеть сопротивления в таких экстремальных условиях. Имея возможность выходить за пределы концлагеря и право выписывать заключенным пропуска, Порик искал внешние связи с французскими антифашистами, приобретал и прятал оружие. Порик превратил лагерь рабов в партизанскую базу, создав из заключенных боевой отряд им. В. Чапаева, который наносил урон фашистам. Только за три месяца 1943 г. чапаевцы пустили под откос 13 поездов, уничтожили 170 вагонов, из которых 48 - с танками и орудиями, 5 военных складов, 20 военных грузовиков, более 1000 убитых немцев, километры перерезанного телефонного кабеля и так далее. Это было тем более здорово, что за полгода отряд не потерял ни одного человека: так неожиданны были его засады, так ловки были его отходы. Отряд исчезал как призрак.

Слава об отряде гремела, неуловимый отряд обрастал легендами, ибо тайна окружала его. Все гестапо было поставлено на ноги. Но где он, этот отряд? Как боевое и сильное подразделение могло возникнуть, как и где оно пряталось, кто его снабжал, кормил, кто, наконец, им умело и квалифицированно командовал? Гестаповцы впадали в бешенство от своего бессилия хоть что-то узнать и понять! Им не могло прийти в голову, что командир отряда - это их "правая рука" В. Порик, а бойцы - это узники лагеря Бомон, которые ночью осторожно выходят из лагеря, громят немцев. А затем растворяются среди рабов на нарах бараков и днем в лохмотьях снова ползут в рудники под конвоем ничего не подозревающих эсэсовцев.

Установив связь с подпольщиками Французского сопротивления, В. Порик тщательно готовит побег военнопленных из лагеря. Побег удался. В одну из ночей весной 1944 г. он уводит военнопленных из лагеря, уничтожив эсэсовскую охрану. Беглецов укрыли французские подпольщики и партизаны. Для гестапо это был тяжелый удар. Всемогущему гестапо, искавшему отряд-призрак вместе с его неуловимым командиром, была нанесена жестокая издевательская пощечина: В. Порик вышел целым, живым, с полной победой из гестаповских стен, вышел сам и вывел людей, вновь растаяв, как призрак. Гиммлер жестоко наказал руководителей гестапо в департаменте Пан-де-Кале и объявил розыск В. Порики. Голова его была оценена в 200 тыс. франков. Но он по-прежнему неуловим.

В. Порик возглавил теперь всё движение французского сопротивления на севере Франции. Французы боготворят и любят его. Они называют его Базилем, Василием Бориком, Громовым.

В. Порик нелегально скрывается в Энен-Льетаре в семье Оффров. Гастон Оффр и его жена Эмилия, люди пожилые, полюбили Василия и относились к нему как к родному сыну. И Порик полюбил их, для него они стали вторыми отцом и матерью. Эту любовь и память о Порики Оффры хранили до конца своей жизни.

Вторая смерть. Слава о В. Порики гремела по всей Франции. Гестапо продолжало вести охоту на командира партизанских соединений. Однажды немцам удалось напасть на след партизан и окружить троих в Дрокуре. Среди них оказался и В. Порик. Трое русских приняли бой с ротой немцев. Бой Порики в Дрокуре навсегда остался в памяти французов, а Порики после этого во Франции стали называть "Русский из Дрокура". Несколько часов немцы не могли взять партизан, перебив большое количество немцев, оставшись в живых один, В. Порик яростно сопротивлялся. Обладая громадной физической силой, он еще долго бился и в рукопашной схватке. Его смогли взять лишь тогда, когда перебили ему ноги, но и раненый он продолжал отбиваться. Оглушенный, без сознания, получивший четыре пулевых ранения, он был доставлен, наконец, гестаповцами в тюрьму Сент-Катерин. В камере Василия приковали к спецкровать, пытали, били, пытались установить связи и местонахождение партизан и подпольщиков, но безуспешно. Чтобы с ним не делали, воля его не покидала. Любовь к Родине, долг, принципы и убеждения продолжали властвовать над истерзанной плотью, не пойдя на предательство. "Гвозди бы делать из этих людей!" - удивляются специалисты-изуверы. Воля Порики еще не раз поразит их, они еще не знают, с кем они имеют дело. Немецкие врачи, считая, что вряд ли Порик доживет до утра, оставляют его на ночь одного, прикованного к кровати в камере. Очнувшись ночью, Порик освобождается, добирается до окна и выламывает железную решетку, пытается бежать, но падает без сознания. Утром, пораженные гестаповцы, увидев его полуживым с выломанной решеткой, отправляют его в крепость Сен-Никез, из которой на протяжении более 600 лет еще не убежал ни один узник.

Третья смерть. Крепость Сен-Никез. Два ряда стен высотой в шесть метров, вдоль них патрули эсэсовцев с собаками, за наружной стеной глубокий ров. Порики помещают в камеру в верхней части башни и, чтобы не убежал, приковывают. Вверху маленькое окошко с железными решетками. Он лежит на соломе седьмые сутки, его снова пытаются допрашивать, но он теряет сознание. Руководители французского сопротивления лихорадочно ищут пути спасения своего командира и не находят. Нападение на Сен-Никез? Невозможно! Охрана утроена, немцы начеку, пулеметы простреливают с вышек окрестность. Не подойти, не подползти: пикеты, обводы, разьезды... И Порик прикован цепью, ослаб, его надо нести на глазах у немецких пулеметчиков... Нет, невозможно спасти командира. Значит, погиб Базиль?

Пусть спорят психологи о пределах возможностей человеческих. Пусть спорят философы о возможности или невозможности возникновения безвыходных ситуаций. Василий Порик доказал, что воля человеческая неисчерпаема, что главное не сдаваться ни в коем случае, вопреки логике, здравому смыслу, вопреки всему, и тогда стихия событий уступит, раздвинется перед напором твоей воли, и ты сделаешь то, что, казалось бы, сделать невозможно.

И В. Порик делает то, что всем кажется невозможным. Он, полуживой, самостоятельно без чьей-либо помощи совершает побег из крепости Сен-Никез в, казалось бы, безнадежной ситуации. И этот подвиг Порики, как все остальные, уникален и неповторим. Он запечатлен в музеях и памяти французов.

Сквозь забытьё Василий слышит, что через 48 часов его казнят. Немцы считают, что он уже фактически полумертв. Очнувшись, Порик ищет выход... Орудием борьбы ему послужила шляпка гвоздя, вбитого в каменную стену камеры, которую он увидел в поисках спасения из сложившейся ситуации. Сумев дотянуться до гвоздя, он медленно, с усилием, зубами вытянул гвоздь и сумел расковать им наручники.

Теперь необходимо было привлечь к себе внимание часового. Ему это удастся и, когда часовой наклоняется к лежащему бессильному Порику, он, собрав остатки сил, наносит удар гвоздем в висок немецкому солдату, убивая его. Труп конвоира укладывает на свой топчан и укрывает рваным одеялом. Затем забирает у часового кинжал и ключи от камер. Осторожно закрыв свою камеру, он пробирается в соседнюю и выламывает в окне металлическую решетку. Разрезав одеяло, он сплетает канат и по нему спускается с башни вниз по стене. Главное - не потерять сознание.

Осторожно перебегает двор и цепляет крюк, сделанный из обломка решетки, на следующую стену крепости и по канату поднимается на нее, лежит на стене, дожидаясь, пока сделает обход патруль с собаками. Затем по канату спускается по наружной стене крепости вниз, но канат не выдерживает и обрывается. Порик падает вниз в ров и теряет сознание. Но ров был заполнен трупами расстрелянных узников, посыпанных хлоркой. Мертвые спасают Порики. Хлорка начинает разъедать раны, и он приходит в сознание. Он выбирается из рва. Побег Порик совершил ночью и ему еще надо было добраться до явочной квартиры, пока немцы не обнаружили его побег. Порику это удастся. Попав к своим, он сразу теряет сознание и уже больше не приходит в себя. В. Порику была необходима срочная операция, он умирал. Теперь для французского сопротивления спасение Порики было делом чести. В шесть утра Порик уже лежал на операционном столе в Фукьер-ле-Лене.

Его оперировал доктор Андре Люже, фельдшер Рене Мюзен, рентгенолог Луи Вернэ и две хирургические сестры-антифашистки.

Они знали, на что идут: спасая жизнь Порика, они рисковали своей. К восьми утра, когда во двор больницы вломилась гестаповцы в поисках беглеца, французы уже везли прооперированного Порика к Оффрам. Французы вылечили и вывели своего легендарного командира. Побег В. Порика был очередным ударом по гестапо. Опять полетели головы нацистского начальства, поиск В. Порика контролировал лично Гиммлер, цена за его голову была поднята еще выше, по всему Па-де-Кале расклеены его фотографии, но В. Порик вновь исчез, опять растаял как призрак.

Он был жив и здоров, и снова в строю! Он снова руководит французским сопротивлением. Трепещите фашисты! Он превратил концлагерь в партизанский отряд, он ушел и освободил узников Бомона, он ушел из крепости Сен-Никез, он выжил, и он снова руководит сопротивлением! Он появляется вновь, и где же - в Дрокуре! "Русский из Дрокура" превратил Дрокур в прямо-таки вольный город. Немцы старались туда зря не соваться. Цель гестапо - схватить неуловимого, ненавистного, живучего В. Порика - это, в конце концов, дело чести гитлеровцев. Его ищут сотни шпииков, сосредоточенные в департаменте Па-де-Кале, на него ориентирована вся фашистская агентурная сеть. Василий поселяется в этот период в Грене и живет в семье Комюсов.

14 июля - национальный праздник Франции - взятие Бастилии. Порик вновь наносит в этот день дерзкий удар по гестапо. В этот день в Сан-ан-Гоэлле народ собрался на площади. И вдруг перед изумленными людьми у памятника появляется Порик в форме советского офицера. Люди замерли. Это казалось сном: Па-де-Кале набит немецкими войсками, всюду ищут "русского из Дрокура", на всех перекрестках висят его фотографии и приказы о его выдаче, а он - стоит открыто на трибуне и произносит перед ошарашенной толпой праздничную речь и поздравление народу Франции. У трибуны застыли в почетном карауле десять чапаевцев Порика, отборные богатыри. А затем, строго равняясь, перед трибуной прошел отряд чапаевцев, символизируя военный парад.

Пока немцы спохватились, Порик и его отряд как внезапно появился, так внезапно и исчез. Вся Франция только об этом и говорила. Слава Порика поднялась еще выше. У немецких руководителей опять полетели головы, а ненависть к нему гестапо уже не знала границ.

Четвертая смерть. Его схватили 22 июля 1944 г. Боясь, что он вновь убежит, исчезнет, испытывая к нему суеверный страх, гестаповцы не стали его бросать в камеру, допрашивать, бить. Его надо уничтожить быстрее, немедленно, пока он еще не успел ничего предпринять! Иначе опять уйдет! Гестаповцы убивают его и сбрасывают тело в траншею Арраса.

В. Порик погиб, но дело его жило. Интернациональные отряды продолжали сражаться до победы, до освобождения Франции. **В. Порик умер. Герои оставляют на Земле и нечто большее, чем светлую память о себе. Ведь от Порика и таких, как он, сохранились и живем мы с Вами, сотни миллионов людей на планете, существованию которых угрожал фашизм, который уничтожал Порик и Герои, подобные ему.**

Личность Василия Порика стала символом героизма советского человека в борьбе с немецким фашизмом и символом торжества человеческого духа, тех вершин мужества, на которые может подняться человек. Слава храбрецам, которые живут так, будто они бессмертны!

Слава Героям, которые из-за любви к Родине и свободе, попирая смерть, уничтожают тьму, даруя жизнь миллионам.

Во Франции хранят память о своем Национальном Герое – Василии Порике, организовавшем Движение Сопротивление в Северной Франции. Благодарные французы поставили ему памятник и создали музей В. Порика. Стоят памятники и в России и на Украине.



Фото 2. Памятник В. В. Порику во Франции

ПОДВИГ ГЕРОЯ БЕССМЕРТЕН!**Т.Ю. Жарова, С.Н. Аксёнов**

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Битва за Сталинград занимает особое место не только в истории Великой Отечественной войны, но и в истории всей Второй Мировой войны. Она стала историческим рубежом, началом коренного перелома в ходе Второй Мировой войны, когда стратегическая инициатива перешла к Верховному Главнокомандованию СССР, к Советской Армии.

В Сталинградской обороне бойцы и командиры выполняли такие задачи, которые, по словам командующего 62-й армией В. И. Чуйкова, «казались выше человеческих сил». Именно благодаря выдающимся подвигам советских воинов, которые сражались за каждую пядь земли, ни на минуту не задумываясь о своей судьбе, мы сегодня живём.

Россия богата выдающимися Героями во все исторические времена. Но массовый героизм всего населения страны проявился именно во время Великой Отечественной войны. Все народы мира с восхищением следили за героической борьбой всего населения страны Советов от детей до стариков.

Герой рождается в борьбе. Это очень сильные личности. Героем могут стать только люди, имеющие высоконравственные цели это борьба за освобождение человечества от рабства, от фашизма, от угнетения; борьба за свободу и независимость своей Родины и ее народа. И ради этого они готовы на самопожертвование:

Когда в бою у летчиков кончались боеприпасы, то они шли на таран, или объятые пламенем свои машины бросали на немецкие эшелоны, взрывая их;

Если кончались снаряды, то воины бросались с гранатами под немецкие танки, взрывая их;

Если кончались гранаты, при подрыве дзотов, солдаты бросались на амбразуры немецких дзотов, закрывая их своим телом и открывая путь к атаке своим товарищам.

Ни в одной стране мира ничего подобного не было.

К наиболее ярким и выдающимся героям Великой Отечественной войны относится судьба Алексея Очкина - 17-летнего Героя Сталинградской и Курской битв. Подвиги его уникальны, он погибал трижды и родился четырежды. Молодой лейтенант - командир роты 112 стрелковой дивизии в 1942 году защищал Привокзальную площадь Сталинграда, завод «Баррикады». Завод превратился в руины, остатки роты под командованием Очкина продолжали сражаться. Очкин вошёл в историю как молодой командир «Пятидесяти Семи Бесстрашных», о подвигах которых, писал в своих воспоминаниях Маршал Победы - Г.К. Жуков.



Фото 1. Очкин Алексей Яковлевич во время боев в Сталинграде



Фото 2. Окровавленный комсомольский билет Алексея Очкина с клятвой отдать жизнь за Родину

Прибавив возраст, Алексей Очкин ушёл добровольцем на фронт. Семнадцатилетний юноша Алексей в начале августа 1941 г только что окончил в Омске краткосрочные офицерские курсы и получил должность командира огневого взвода. В составе 112-й стрелковой дивизии он ехал из Сибири в Сталинград. Именно там Алексей Очкин познакомился с будущим Героем Великой Отечественной войны, 13-летним Иваном Федоровым.

Ваня Федоров спрятался под брезентом в вагоне, где ехали солдаты. Сначала подростка пытались отправить домой, ведь несовершеннолетние не могли участвовать в боевых действиях, но эти попытки не увенчались успехом. Иван Федоров твердо решил отправиться на фронт, вся семья которого погибла. На вопросы о семье, отце он отвечал: «Нет Батки! Возьмите меня на фронт!». И Алексей Очкин взял его в свой взвод.

Дивизия, в которой оказались Алексей Очкин и Ваня Федоров, находилась в составе 62-й армии и прикрывала стык между нашими двумя 64-й и 62-й армиями под Сталинградом. Стоя в строю вместе со взрослыми, Ваня впервые услышал боевой приказ: «Ни шагу назад». Переживший холод, голод, гибель родителей, Ваня быстро повзрослел, за несколько дней осознал ответственность за судьбу не только Сталинграда, но и страны. Он ни на шаг не отходил от 17-летнего лейтенанта Очкина, выполняя все его распоряжения. Наступил день, когда первые полки дивизии стали переправляться через Волгу в пекло, оттуда обратно плыли плоты с умирающими бойцами-защитниками Сталинграда или с трупами.

23 августа 1942 года был день самой жестокой бомбежки Сталинграда. Бои не прекращались весь август, сентябрь и вторую половину октября. Были ранены Ваня и Алексей Очкин. От 8-тысячной дивизии осталось 57 человек. Их перебрасывали на Мамаев Курган в помощь 13-й дивизии Родимцева, на вокзальную часть города, на Верхний поселок Красного Октября, район Баррикады, на последнюю Вожскую кручу. Утром 14 октября 1942 г. радист передал Чуйкову трубку радиоприемника. Там звучал приказ Гитлера с переводом на русский. Гитлер в последний раз приказывал овладеть «Шталинградом и Вольгой». Район площади Дзержинского и тракторного завода кромсали тысячи бомб. Вражеские танки изрыгали огонь, палили безостановочно пушки. Сотни самолетов бомбят наши позиции. 23 сентября 1942 г. У Вишневой балки десятки немецких танков и сотни автоматчиков окружили оставшуюся в живых группу смельчаков во главе с 17-летним лейтенантом Очкиным. Вот тогда Алексей написал кровью на комсомольском билете: «Отдам жизнь за Родину - ни на шаг не отступлю».



Фото 2. Портрет Алексея Яковлевича Очкина

В сражении за Привокзальную площадь в Сталинграде, совершил свой подвиг Ваня Федоров - юный боец А. Очкина. Алексей видел, что у Вани выпал из левой руки автомат: ему раздробило руку. Кровь хлестала из раны, но он остервенело швырял гранаты здоровой рукой. Но вот разорвался снаряд, и у юного бойца оторвало кисть другой руки. От бессилия у Вани выступили слёзы. Немецкие танки продолжали идти на позиции взвода Очкина. Лейтенант и бойцы видели, как над пылающей землёй с гранатой в зубах поднялся окровавленный Ваня и рванулся навстречу ревущему танку. Фашистский танк застыл, а за ним - вся бронированная колонна. Так шагнул в бессмертие Иван Федоров. Было ему неполных 14 лет. Его имя золотыми буквами высечено на красном мраморе в зале воинской славы на Мамаевом Кургане.

А. Очкин с остатками роты продолжал защищать разбитый завод «Баррикады». Завод превратился в руины, остатки роты под командованием молодого Очкина стояли насмерть. Немцы пытались овладеть развалинами завода, но Очкин, хитроумно сражаясь, стал наводить ужас на немцев. Его бойцы, чёрные от пыли, золы и грязи днём скрывались в развалинах завода, а ночью неожиданно нападали на немцев и, громя их наносили фашистам большой урон. Среди немецких солдат пошли слухи, что в развалинах завода появились черти.

Немецкие солдаты отказывались идти в развалины завода, среди них стал появляться суеверный ужас. Немецкое командование вынуждено было срочно вызвать из Берлина взвод лучших снайперов, которым поручили устроить охоту на «русских чертей», и привлечь на помощь психиатров.

Очкин сам раненый каждый час считал погибших и живых в своем взводе. Хоронить не было времени. Солдат, которые ещё подавали признаки жизни, привязывали к плотам и пускали по течению - кто-то умирал, кого-то вылавливали на другом берегу наши. Очкин со своими израненными бойцами не давал немцам прорваться к Волге.

Немецкому снайперу все же удалось выследить Очкина. Он выстрелил ему в голову. Пуля попала в глаз - это было сквозное ранение. Умирающего командира привязали к бревну и пустили по Волге, в надежде, что наши его подберут. К счастью бревно со смертельно раненым молодым командиром подобрали советские солдаты.

Чудом врачам удалось спасти Очкина, хотя он числился погибшим. В 1943 году он вновь воевал, теперь под Курском, командуя ротой. Взятые в плен немцы, среди которых оказался снайпер подстреливший Очкина и получивший за это награду, был ошарашен, увидев живого Алексея. Его состояние было близко к помешательству. Он кричал: «Это мёртвый! Это мертвец!».

В битве под Курском Алексей Очкин совершил ещё один подвиг. Он повторил подвиг Александра Матросова, в критический момент, закрыв собой амбразуру немецкого дзота, получив 22 пулевых ранения и обеспечив атаку своей роты. Алексей был без сознания и товарищи посчитали его погибшим, его поместили в мертвецкую.

Но Очкин был ещё жив. Очнулся он в мертвецкой и выполз оттуда, вновь потеряв сознание. Алексей опять чудом выжил, врачи снова поставили его на ноги и он снова вернулся в строй, хотя был уже инвалидом. Его не допускали к воинской службе, но он вновь ушёл раньше срока из госпиталя. Когда открывались и кровоточили раны, он промывал их родниковой водой из серебряной фляжки, которую всегда теперь носил при себе. Спасительную фляжку он подобрал у убитого немца в бою. Чистейшая и обезвреженная вода облегчала и заживляла раны Алексея.

Третья смерть нагнала Очкина под Днепром, но и здесь он вновь чудом выжил после тяжелого ранения. Закончил воевать он в Берлине, распившись на Рейхстаге.

Подвиги Героев вдохновляют, поэтому я написала об Алексее Очкине стихи.

Сгустились тучи, Родина в пожарах,
в слезах умылась русская земля.
Такого не привидится в кошмарах –
убийцы топчут отчие поля!

Унылый мир пронизан адской болью.
Взывают к Божией матери: «Молю!..»
А Очкин пишет собственною кровью:
«Умру, но ни на шаг не отступлю!»

Войны Народной юному герою
не время думать над своей судьбою.
Последний раз, взглянув на небосвод,
под пули грудь, чтоб защитить свой взвод...

На грани смерти, на пределе сил,
он до последнего дыханья мстил...
Жизнь на алтарь Победы возложив,
услышан небом был... Остался жив.

После войны Алексей Очкин окончил институт кинематографии, стал режиссером и писателем. Вместе с выдающимся режиссером Григорием Чухраем - тоже фронтовиком они создали киношедевр – фильм «Сорок первый», который был награжден на международном Канском кинофестивале премией «Оскар», получив мировое признание.

Подвиг победителей в Великой Отечественной войне никогда не будет забыт, и память о них будет передаваться от поколения к поколению. Эта память должна быть вечной! Так, будем же достойны памяти этих прекрасных юных Героев, подаривших нам жизнь.

АТАКА ВЕКА (О ГЕРОЕ СОВЕТСКОГО СОЮЗА А. И. МАРИНЕСКО)

Ф. Р. Алиев

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Пожар Второй Мировой войны приближался к границам Советского Союза. Все в стране понимали, что нам предстоит жестокая война с фашистской Германией, которая захватила и покорила всю Европу и вот-вот двинется на Восток. Неясны были лишь год и сроки нападения.

В конце тридцатых годов, понимая, что Гитлер приближается к границам СССР и война неизбежна, руководство страны стремилось усилить её обороноспособность. Флоту, как и авиации, и бронетехнике уделялось большое внимание. В этот период была создана новая подводная лодка типа «Щ» - «щука», подвижная маневренная, хорошо вооруженная и устойчивая. Выпуск этой лодки был поставлен серийно в производство, но не хватало для неё подготовленных офицерских кадров и моряков. Началась подготовка моряков-подводников. В 1930-1940 годы практически шло создание подводного флота страны.

В годы Великой Отечественной войны подводный флот сыграл ключевую роль. Достаточно сказать, что на Северном флоте в 1941 г. в наличии было всего 15 подводных лодок, и к концу 1941 г. они потопили 32 вражеских транспорта. Черноморскому подводному флоту пришлось кроме боевых действий за годы войны эвакуировать мирных жителей и раненых из морских портов, доставлять горючее, продовольствие и боеприпасы,

высаживать десанты и диверсионные группы, производить разведку. Так, при обороне Севастополя снабжение города могли обеспечить только подлодки. Подводный флот СССР торпедировал немецкие танкеры с нефтью из Румынии и рудой из Норвегии, срывая обеспечение немецких войск.

За войну наши подлодки потопили более 100 немецких военных кораблей, а также свыше 300 его транспорта. Двадцать подводников получили звания Героя Советского Союза.

Среди героических советских подводников особо выделяется молодой Герой Советского Союза – Александр Иванович Маринеско, признанный в мире лучшим воином-профессионалом Второй Мировой войны. Его военные операции вошли во все военные учебники мира, подробно изучаются как противниками, так и моряками-подводниками России. Его именем назван сегодня музей подводного флота России. Что же уникального совершил Александр Маринеско? Почему Гитлер назвал его врагом рейха № 1?

Уникальность подвига Маринеско состоит в том, что он со своей командой потопил вражеские военные суда водоизмещением около 60 тыс. тонн. Ни одному подводнику Второй мировой войны это не удавалось. Он один со своей командой фактически уничтожил основную часть подводного флота Германии, потопив экипажи 70 субмарин фашистской Германии с элитными немецкими подводниками, а также частью командования Германского Флота. Его атака на немецкий гранд-лайнер «Вильгельм Густлофф» была названа специалистами «Атакой века». Этим Александр Маринеско вошел в историю.

Об Александре Ивановиче Маринеско написаны многочисленные восторженные книги на Западе. У нас в стране поставлен прекрасный фильм «Командир счастливой «шуки», в основе которого лежит подвиг и военные походы Александра Ивановича. Так кто такой Александр Маринеско?

Александр Иванович Маринеско родился 15 января 1913 года в Одессе. Его отец, сын кузнеца Иона Маринеску румын по национальности, был матросом боевого революционного крейсера.



Фото 1. Александр Иванович Маринеско

Александр с детства любил море, мечтал о кругосветных плаваниях. Он уже с 13 лет учился в школе юнг, затем в мореходке. Ходил на гражданских судах одним из помощников капитана. Однажды в штормовую погоду проявил смелость, высокое мастерство и спас сухогруз от верной гибели, чем Иона Маринеско очень гордился.

После окончания в 1933 году Одесского мореходного техникума Александр Иванович ходил третьим и вторым помощником капитана на пароходах «Ильич» и «Красный флот». В ноябре того же 1933 года по путёвке ВЛКСМ он был направлен на курсы комсостава РККФ.

Перед войной, когда создавался подводный флот страны, и шла подготовка моряков-подводников, Александр был направлен в подводный флот.

С 1939 года он служил командиром подводной лодки М-96. В 1940 г. экипаж подлодки под командованием Маринеско занял первое место по итогам боевой подготовки: норматив погружения 35 секунд был перекрыт почти вдвое – 19,5 секунды. Командира наградили именными золотыми часами и присвоили звание капитан-лейтенант. Уже перед войной Александр Маринеско был одним из лучших командиров-подводников в стране.

В 1941 г. советский морской флот вступил в жестокие и тяжелые бои с фашистами. Экипаж Маринеско сражался в составе Балтфлота.

Во время войны немцами в районе острова Гогланд Балтийского моря было выставлено около 6 тысяч мин, в районе острова Наргин – около 2 тысяч. Фарватеры для выхода из Финского залива были не только заминированы немцами, но и перекрыты противолодочными сетями. Все наши субмарины сосредоточились на ограниченном пространстве залива, и очень редко уходящие в поход подводники часто не возвращались. Семьи членов экипажей даже не получали похоронок – лишь извещения: «Пропал без вести»...



Фото. 2 Александр Иванович Маринеско на боевом посту

В 1941 г. подлодка «Малютка» М-96 несла охрану у Моонзундских островов – северо-западного форпоста флота в Балтийском море. 14 февраля 1942 года артиллерийский снаряд осадной батареи проделал полутораметровую пробоину в корпусе стоявшей у пирса М-96, затопило два отсека, вышли из строя многие приборы.

Обнаружив 14 августа 1942 г. конвой в составе немецкой плавбатарей SAT 4 «Хелене» и двух шхун, охранявшихся тремя сторожевыми катерами, Александр Маринеско атаковал его. По транспорту с дистанции 12 кабельтовых была выпущена одна торпеда. Прошла минута, на лодке услышали треск. Свою подлодку Маринеско увел на глубину, спасая её от глубинных бомб противника.

Немецкие катера сопровождения ринулись бомбить район атаки советской подводной лодки. Они сбросили двенадцать глубинных бомб, от гидравлических ударов которых на лодке была повреждена часть приборов, в районе четвертой цистерны главного балласта лопнул шов корпуса, вышел из строя гирокомпас. При возвращении на свою базу пришлось форсировать несколько линий минных заграждений, лодка трижды касалась минрепов.

В ноябре 1942 г. М-96 вышла в Нарвский залив для высадки разведгруппы в операции по захвату шифровальной машины «Энигма». Действия командира на позиции оценили высоко, он сумел скрытно подойти к берегу и без потерь вернуть десант на базу. А. И. Маринеско наградили орденом Ленина. В конце 1942 года ему было присвоено звание капитана 3-го ранга.

В апреле 1943 г. Маринеско перевели командиром на подлодку С-13, на которой он прослужил до сентября 1945 года, которая и стала знаменитой.

30 января 1945 года «С-13» атакует и отправляет на дно лайнер «Вильгельм Густлофф», на котором находилось около 2000 гитлеровцев и 9000 гражданских беженцев. Немецким ВМС был нанесен серьезный урон, так как, по свидетельству журнала «Морине» (1975, № 2-5 7-11 ФРГ), с кораблем погибли 406 подводников. По мнению командира дивизиона капитана 1-го ранга Орла, погибших немецких подводников хватило бы для укомплектования 70 подлодок среднего тоннажа (что было очень большим преувеличением). Впоследствии советская печать потопление «Вильгельма Густлоффа» назвала «атакой века», а Маринеско – «подводником №1»

Что же придавало необычность этой атаке, и почему Александр Маринеско был назван лучшим профессионалом Второй мировой войны?

Самый крупный, надежно защищенный, созданный по последнему слову техники гранд-лайнер «Вильгельм Густлов» был гордостью Германии. Немцы считали его самым неуязвимым и непотопляемым. Водоизмещение лайнера составляло 25 484 тонны. Кроме того, он охранялся 6 миноносцами. Потопить его было практически невозможно. При такой охране к нему невозможно было приблизиться даже на расстояние торпедной атаки.

Когда Маринеско выследил гранд-лайнер, на нем было 7 тыс. фашистских солдат, из них половина высококвалифицированных подводников, которые направлялись на новые субмарины Германии. Это были подготовленные экипажи 70 новых подводных кораблей рейха. Кроме того, на этом лайнере было высокопоставленное начальство Германского Флота, а также нацистская элита, офицеры, высшее командование карательных органов Германии и т.д. Команды 70 немецких подводных лодок были предназначены для морской блокады Англии. Лайнер двигался не в открытом море, а под прикрытием береговых батарей, в море со всех сторон его охраняют 6 миноносцев.

И всё же Александр Маринеско, понимая значимость этого лайнера, принимает решение – атаковать, несмотря на опасность и, казалось бы, безнадежность атаки.

Маринеско осторожно заходит к лайнеру со стороны берега, скрывая шум винтов своей лодки за шумом винтов охраняющих лайнер миноносцев. Осторожно подходит к средней части лайнера на расстояние торпедной атаки. Атака Александра Маринеско была безперископной, опиралась только на точные расчеты отлично выученного экипажа, действующего как единый механизм. Подводная атака последовала внезапно сразу всеми имеющимися торпедами в центральную часть лайнера, который раскололся пополам и тотчас пошел на дно. Погибли все немцы на лайнере. На подлодку Маринеско обрушился шквал огня. Для уничтожения советской подлодки было выпущено 240 глубинных бомб, огонь обрушили береговые батареи.



Фото 3. Памятник Александру Ивановичу Маринеско в г. Калининграде

Изобретательность, мужество командира, отличная выучка команды позволили спасти Александру Маринеско свою подлодку и её экипаж от гибели. Как ему удалось это сделать – это отдельный урок, изучаемый и разбираемый сегодня специалистами. Гитлер расстрелял конвой лайнера. По всей Германии был объявлен трехдневный траур.

Избежав гибели, Маринеско в этом же походе торпедировал еще один большой немецкий военный транспорт «Генерал Штойбен», потопив более 3 600 солдат и офицеров вермахта – это целая немецкая дивизия. Всего Александр Маринеско потопил 6 крупных фашистских транспортов, не считая мелких. Это самое высокое достижение подводников Второй Мировой войны. Остался в живых экипаж, и сохранилась подлодка С-13.

После войны в 1946-1949 годах А. И. Маринеско работал старшим помощником капитана на судах Балтийского государственного торгового пароходства, ходил в порты Бельгии, Голландии, Англии. В 1949-1950 годах он – заместитель директора Ленинградского НИИ переливания крови. Умер Александр Иванович Маринеско в 1963 г. от тяжелой болезни – рака пищевода. Похоронен в Ленинграде (ныне, Санкт-Петербург) на Богословском кладбище.

За мужество и героизм, проявленные в борьбе с немецко-фашистскими захватчиками в Великой Отечественной войне 1941-1945 годов, указом Президента СССР от 5 мая 1990 года Маринеско Александру Ивановичу присвоено звание Героя Советского Союза посмертно.

Низкий поклон и самые искренние слова благодарности Вам, наши дорогие ветераны, и всем труженикам, ковавшим Победу в тылу, за Ваш великий, бессмертный подвиг, за Вашу силу духа и мужество! Желаю Вам крепкого здоровья, мира, добра и благополучия!

С праздником Великой Победы!

ПАМЯТИ ПАВШИХ БУДЬТЕ ДОСТОЙНЫ!

Сах.А. Тихонова, Св.А. Тихонова

Научный руководитель доцент, Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Великая Отечественная война коснулась всех поколений. Юноши и девушки старались сделать все от них зависящее, чтобы помочь в борьбе с оккупантами. Многие из них погибли.

Немцы оккупировали город Краснодон Луганской области (Украинская ССР) 20 июля 1942 года. Молодежь, которая не успела эвакуироваться и прежде всего комсомольцы вступили в борьбу с фашистскими захватчиками. К первым числам сентября в Краснодоне действовали уже несколько групп, не связанных друг с другом, — всего в них было 25 человек.

30 сентября 1942 года молодёжные подпольные группы объединились в «Молодую гвардию». Был принят план действия отряда, намечены конкретные действия подпольной работы, создан штаб. Комиссаром был избран Виктор Третьякевича, которого вскоре заменил Олег Кошевой. Ребята единогласно поддержали предложение Сергея Тюленина назвать отряд «Молодая гвардия». В штаб вошли Иван Земнухов — начальник штаба, Василий Левашов — командир центральной группы, Георгий Арутюнянц и Сергей Тюленин — члены штаба. Позже в штаб вошли Ульяна Громова, Любовь Шевцова, Олег Кошевой и Иван Туркенич, который стал командиром «Молодой Гвардии», а Любовь Шевцова была связной, она держала связь «Молодой Гвардии» с партизанским отрядом. Следует отметить, что партизанский отряд насчитывал около 110 участников — юношей и девушек. Организация была такой же многонациональной, как и население этих южных областей СССР. Русские, украинцы, армяне, белорусы, евреи, азербайджанцы и молдаване, готовые в любую минуту прийти друг другу на помощь. Большинство молодогвардейцев были комсомольцами [3]. Возраст молодогвардейцев был от 14 до 19 лет.

При вступлении в организацию каждый должен был дать клятву молодогвардейца. Текст клятвы составили Иван Земнухов и Олег Кошевой.

«Я, вступая в ряды членов "Молодой гвардии", перед лицом своих друзей по оружию, перед лицом родной многострадальной земли, перед лицом всего народа торжественно клянусь: беспрекословно выполнять любые задания организации; хранить в глубочайшей тайне все, что касается моей работы в "Молодой гвардии". Я клянусь мстить беспощадно за сожженные, разоренные города и села, за кровь наших людей, за мученическую смерть героев-шахтеров. И если для этой мести потребуется моя жизнь, я отдам ее без минуты колебаний. Если же я нарушу эту священную клятву под пытками или из-за трусости, то пусть мое имя, мои родные будут навеки прокляты, а меня самого покарает суровая рука моих товарищей. Кровь за кровь, смерть за смерть!».

Молодогвардейцы каждый день, рискуя своей жизнью, выполняли боевые задания организации. Они работали, в основном, ночью, освобождая военнопленных, перерезая телефонные провода, нападая на немецкие автомашины. Отбили у фашистов стадо скота, общей сложностью, в 500 голов и разогнали его по ближайшим хуторам и поселкам. Ночью 5 декабря ребята сожгли немецкую биржу труда, освободив две с половиной тысячи молодых краснодонцев от немецкой каторги. Расклеивали листовки, сначала писали их вручную, потом стали печатать в созданной ими типографии. Всего молодогвардейцы выпустили около 30 отдельных листовок общим тиражом почти пять тысяч экземпляров — из них краснодонцы узнавали свежие сводки Совинформбюро. К началу декабря у молодогвардейцев на складе уже было 15 автоматов, 80 винтовок, 300 гранат, около 15 тысяч патронов, 10 пистолетов, 65 килограммов взрывчатки и несколько сотен метров бикфордова шнура. Молодогвардейцы готовились устроить вооружённое восстание в Краснодоне, чтобы разбить немецкий гарнизон и присоединиться к наступающим частям Советской армии. Однако незадолго до планируемого восстания организация была раскрыта провокаторами [2].



Рис.1 Рукописные листовки молодогвардейцев

Организация просуществовала всего три месяца. 1 января 1943 года были арестованы трое молодогвардейцев: Евгений Мошков, Виктор Третьякевич и Иван Земнухов. В этот же день был срочно собран штаб и его члены приняли решение: всем молодогвардейцам немедленно покинуть город, а руководителям не ночевать дома уже этой ночью. О решении штаба через связных известили всех подпольщиков, однако молодогвардеец Геннадий Почепцов, узнав об арестах, струсил и донес немцам на известных ему комсомольцев, входивших в подпольную организацию. К предательству приложила руку Лядская и Вырикова, которые не будучи молодогвардейцами, просто из-за страха. Назвали немцам активных комсомольцев. Начались массовые аресты.

Не все молодогвардейцы смогли выполнить последнее задание организации, многие из них оставались в своих домах, проигнорировав аресты. Причиной их такого решения, на первый взгляд, была боязнь за своих родителей и надежда, что немцы не смогут их обнаружить. Так, Ульяна Громова руководила отрядом ребят в поселке Первомайка. Вместе с Анатолием Поповым, который ей помогал, он и Ульяна надеялись, что аресты не затронут молодогвардейцев Первомайки. Итого, лишь десяти молодогвардейцам удалось остаться в живых.

Четыре камеры городской полиции были забиты до отказа. Всех ребят страшно пытали. Подпольщиков подвешивали за шею и за ноги к оконной раме, били палками и проволочными плетями с гайками на конце. Девчонок вешали за косы, и волосы не выдерживали, обрывались. Молодогвардейцам давили дверью пальцы рук, загоняли под ногти сапожные иглы, сажали на раскаленную плиту, вырезали звезды на груди и спине. Им ломали кости, выбивали и выжигали глаза, отрубали руки и ноги. Чтобы во дворе не слышали криков истязаемых, немцы заводили патефон и включали его на полную громкость. Трудно поверить в то, что люди способны на это. Но ведь это были фашисты, а их сподручные части были уголовники. Несмотря на все жесточайшие пытки, ни один молодогвардеец не нарушил свою священную клятву, не предал и не выдал своих друзей и товарищей.

Зимней холодной ночью 15 января 1943 года первую группу молодогвардейцев повезли на казнь к шурфу разрушенной шахты №5, среди них был Виктор Третьякевич. Когда их поставили на край шурфа, Виктор схватил за шею заместителя начальника полиции и попытался увлечь его вместе с собой на 50-метровую глубину и лишь подоспевший жандарм, ударивший Третьякевича пистолетом по голове, спас полицию от смерти.

16 января расстреляли вторую группу подпольщиков, 31-го — третью. Одному из этой группы удалось бежать с места казни. Это был Анатолий Ковалев, впоследствии пропавший без вести.



Рис. 2 Шурф шахты №5 – место казни молодогвардейцев

14 февраля 1943 г. Краснодар был освобожден Красной Армией.

17 февраля стал траурным, полным плача и причитаний. Из глубокого, темного шурфа бадьей доставали тела замученных юношей и девушек. Узнать их было трудно, некоторых ребят родители опознали только по одежде.

Молодогвардейцам было по 14-19 лет. Юные и смелые, они уже тогда были готовы сделать все от них зависящее, чтобы защитить свою семью, свою Родину.



Рис.3 Руководители организации «Молодая гвардия»

Олег Кошевой - великолепный организатор. Мечтательность соединялась в нем с исключительной практичностью и деловитостью. Он был вдохновителем и инициатором ряда героических мероприятий.

Иван Земнухов - один из наиболее образованных, начитанных членов "Молодой гвардии", автор ряда замечательных листовок

Сергей Тюленин - смелый до отчаянности юноша-подросток. Он участвовал во многих самых отчаянных предприятиях и лично уничтожил немало врагов.

Ульяна Громова – красивая, но в то же время сильная натура. Вела свой личный дневник, где часто цитировала известных писателей. Сама любила и великолепно читала стихи.

Любовь Шевцова – красивая и смелая, одним словом, артистка. Была разведчицей в тылу врага.

Указом Президиума Верховного Совета СССР от 13 сентября 1943 молодогвардейцам Ульяне Громовой, Ивану Земнухову, Олегу Кошевому, Сергею Тюленину, Любови Шевцовой было присвоено звание Героя Советского Союза. Впоследствии, это звание было присвоено также командиру подпольной организации Ивану Туркеничу[1].

В память о молодогвардейцах и их подвигах построены мемориалы, памятники, действуют музеи, названы улицы (в Томске есть улицы Олега Кошевого и Любови Шевцовой), многие школы носят имена молодогвардейцев.

«Молодая гвардия» - это наша история и мы не в праве ее забывать. Имена молодогвардейцев и их подвиги навсегда останутся в наших сердцах и воспоминаниях. Помним! Ценим! Уважаем!

Литература

1. <http://www.molodguard.ru/>
2. <https://ru.wikipedia.org>
3. <http://fishki.net/>

БЕССМЕРТНЫЙ ГАРНИЗОН (о Героях Брестской крепости)

И.Е. Чаплин

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В феврале 1942 года советскими войсками была разгромлена 45-ая пехотная дивизия противника на одном из участков фронта в районе Орла. При этом оказался захваченным архив штаба дивизии. В ходе разбора документов, которые были захвачены в немецком архиве, наши офицеры обратили внимание на один чрезвычайно любопытный документ. Назывался он «Боевое донесение о занятии Брест-Литовска», и в этом документе гитлеровцы день за днем фиксировали развитие боев за Брестскую крепость.

Несмотря на волю немецких штабистов, естественно, старавшихся всеми способами превознести действия своей армии, все факты, которые приводились в этом документе, говорили о поразительном героизме, об исключительном мужестве, о феноменальной стойкости и упорстве защитников Брестской крепости. Невольным признанием врага звучали последние слова в этом донесении: «Ошеломляющее наступление на крепость, в которой сидит отважный защитник, стоит много крови, – отмечали немецкие штабисты. – Эта простая истина еще раз доказана при взятии Брестской крепости. Русские в Брест-Литовске дрались исключительно настойчиво и упорно, они показали превосходную выучку пехоты и доказали замечательную волю к сопротивлению». Таким было признание противника.

Данное «Боевое донесение о занятии Брест-Литовска» было переведено на русский язык, и некоторые выдержки из него были опубликованы в газете «Красная звезда» в 1942 году. Таким образом, фактически из вражеских уст, советские люди впервые узнали кое-какие подробности поразительного подвига героев Брестской крепости.



Фото 1. Защитники Брестской крепости (художник П. Кривоногов)

Все началось 22 июня, когда немецко-фашистские армады вторглись в СССР. Крепость приняла неравный бой с наступающим врагом. Фашисты планировали захватить крепость в течение нескольких часов, однако бойцами гарнизона план был сорван.

Непосредственно перед началом наступления немцы провели мощную артподготовку, в результате которой были уничтожены коммуникации и, что особенно важно – разрушен и выведен из строя водопровод. В течение получаса лавина артиллерийских снарядов обрушивалась на склады боеприпасов, продовольствия, военную технику и казармы. Наступление вели силы группы армий «Центр»: 3 стрелковые дивизии 12-го корпуса 4-й армии – 45-я дивизия пехоты (плюс часть подразделений 31-й пехотной дивизии), 34-я пехотная дивизия и 2 танковые дивизии 2-й танковой группы. Остальные части 31-й дивизии охватили крепость с флангов. Только в 45-й дивизии было 17 тысяч солдат и офицеров вермахта. Всего же, принимая во внимание общую численность немецких войск на данном направлении, крепость атаковали примерно 60 тысяч военнослужащих. Им противостояли всего 8 тысяч красноармейцев и командиров. В крепости на момент фашистского наступления находилось 7 винтовочных батальонов, батальон разведки, 2 артиллерийских батареи, отдельные подразделения 6-й и 42-й стрелковых дивизий, пограничники, 33-й отдельный инженерный полк, 132-й батальон НКВД и некоторые другие малочисленные подразделения. Кроме того, в Брестской крепости находилось около 300 женщин и детей из семей военнослужащих.

Немцам почти сразу же удалось разделить гарнизон на отдельные, не связанные между собой группы. Около половины красноармейцев и командиров Брестского гарнизона смогли выйти из крепости, вывезли раненых, небольшую часть военной техники и отошли на соединение с другими отступающими частями. Остальные защитники крепости продолжили сопротивление.

К 9 утра крепость была полностью окружена. Фашисты прорвались через мост у Тереспольских ворот и заняли два здания в центре цитадели. В то же время началось наступление на Брестские и Холмские ворота, Кобринское и Волыньское укрепления. В яростной контратаке красноармейцы выбили фашистов из занятых ими зданий, очистили от немцев цитадель и взяли под контроль мост через Западный Буг.

Тереспольское укрепление защищали пограничники шофёрских курсов под командованием старшего лейтенанта Мельникова и лейтенанта Жданова, транспортной роты 17-го погранотряда под командованием лейтенанта Чёрного, сапёрный взвод, ветеринарный лазарет и участники сбора физкультурников. Несмотря на всю разношёрстность обороняющихся, им удалось поначалу почти полностью очистить свою зону обороны от прорвавшихся фашистов, но нехватка боеприпасов привела к тому, что в итоге они не смогли удержаться на позициях и в ночь с 24 на 25 июня остатки защитников Тереспольского укрепления форсировали Западный Буг и присоединились к защитникам Цитадели и Кобринского укрепления. Однако фашисты нанесли основной удар по Холмским воротам и, прорвавшись, соединились с немецкой штурмовой группой в Цитадели.

В расположении госпиталя оборону организовали батальонный комиссар Н. Богатеев и военврач 2-го ранга С. Бабкин. Оба командира погибли в бою. Немецкие автоматчики убивали больных и раненых. Драматично протекала и оборона Волыньского укрепления. В развалинах зданий красноармейцы и медперсонал сражались до конца. Погибли медсестры В. Хорецкая и Е. Ровнягина, которые своими телами закрывали раненых.

Многие командиры были убиты, вместо них командование приняли политруки или красноармейцы, не имевшие опыта руководства. Немцы ввели в бой резервы и дополнительную боевую технику, но перелома так и не смогли добиться. Защитники крепости отбили 22 июня пять фашистских атак. Только 45-я дивизия врага к вечеру 22 июня потеряла 21 офицера и 290 солдат. Командующий этой дивизией генерал Ф. Шлипер был шокирован количеством потерь, которые не шли ни в какое сравнение с потерями фашистов во время польской кампании. Лишь к исходу дня немцам удалось занять часть казарм между Тереспольскими и Холмскими воротами, а также в районе Брестских ворот.

В Цитадели, которая была самым крупным узлом обороны, к концу дня 22 июня сформировалось командование – в районе Тереспольских ворот обороной руководил начальник 9-й погранзаставы А.М. Кижеватов. Группой бойцов в башне над Тереспольскими воротами командовал лейтенант А.Ф. Наганов.

На следующее утро 23 июня немцы вновь начали массированную артподготовку. В атаку пошли немецкие танки. Бой продолжался весь день. Вечером фашисты прекратили огонь и через звукоусиливающие установки призвали защитников крепости сложить оружие. Часть больных, раненых, медперсонала и даже детей, которых удалось схватить, фашисты использовали 23 июня в качестве живого щита, выставив их впереди своих автоматчиков при очередной атаке на Холмские ворота. Но те, кого фашисты гнали перед собой, кричали оборонявшимся: «Стреляйте, не жалейте нас!».

24 июня фашисты массово применяли взрывчатку, жгли укрывшихся за стенами защитников огнёмётами. Плавился даже кирпич. Ф. Шлипер сообщил, что крепость занята, но в Цитадели на совещании командиров и политработников обсуждали вопросы организации дальнейшей обороны крепости. Был отдан знаменитый Приказ № 1, согласно которому командование возлагалось на капитана Зубачева, а его заместителем назначили полкового комиссара Фомина. Но они смогли возглавить оборону только в Цитадели, не имея связи с другими подразделениями.



Фото 2. Майор П. М. Гаврилов – Герой Советского Союза

В районе Северных ворот в течение двух дней оборону держали красноармейцы из разных подразделений под руководством командира 44-го стрелкового полка майора П.М. Гаврилова (фото 2). 24 июня защитники северной части главного вала перешли в Восточный форт. Гаврилов сумел сплотить часть гарнизона – около 400 человек, и наладил оборону. Там находились красноармейцы 393-го отдельного зенитно-артиллерийского дивизиона, транспортная рота 333-го стрелкового полка, учебная батарея 98-го отдельного противотанкового артиллерийского дивизиона, и бойцы некоторых других частей. Были организованы наблюдательный и командный пункты, налажено взаимодействие отдельных участков обороны. В земляных валах прорыли окопы, установили пулемётные точки. Форт стал практически неприступным. Сами фашисты отмечали: «Сюда нельзя было подступиться, имея только пехотные средства, так как превосходно организованный ружейный и пулемётный огонь из глубоких окопов и подковообразного двора скашивал каждого приближающегося».

Через два дня, 26 июня около 150 красноармейцев под командой лейтенанта А. Виноградова предпринял попытку с боем выйти из крепости. А. Виноградову и ещё 12 бойцам удалось всё же вырваться. Но уже вечером того же дня они были окружены фашистами. А. Виноградов попал в плен.

Тем временем Восточный форт продолжал держать оборону. Полностью блокировав обороняющихся, фашисты решили голодом и жаждой вынудить защитников прекратить сопротивление. Немцы проводили по 6-8 атак в день. Женщины и дети помогали раненым, подносили патроны, участвовали в отражении атак. Фашисты применяли танки, огнеметы, газы, поджигали и скатывали с внешних валов бочки с горючей смесью. Но когда фашисты вновь шли в атаку, в, казалось бы, давно выгоревших дотла руинах завязывались рукопашные схватки. У защитников было очень мало боеприпасов, еды и, что важнее всего, практически не было воды. Река была совсем рядом, но чтобы наполнить котелок или каску водой, приходилось с риском для жизни ползти ночью к воде под немецким огнём. Тяжёлая, неутолимая жажда была одним из главных испытаний для защитников крепости.

Дети, находившиеся в Брестской крепости, стали полноправными участниками ее обороны. Воспитаннику музыкального взвода Пете Клыпе поручали задания, с которыми мог справиться только он – юркий, маленький, шустрый, а значит в меньшей степени заметный для врага. Он ходил в разведку, был связным между разрозненными подразделениями защитников крепости. В один из первых дней обороны Петя обнаружил уцелевший склад с боеприпасами, что позволило продолжить сопротивление, ведь патроны у солдат подходили к концу. Когда защитников крепости мучила жажда, а добраться до реки не было возможности под огнем фашистов, Петя умудрялся добраться до реки и раз за разом приносил воду. Когда заканчивались бинты для раненых, Петя смог найти разбитый склад медсанчасти и принести найденные там перевязочные средства. Проявила себя и Валя Зенкина, которую фашисты заставили пробираться в крепость под перекрестным огнем, чтобы передать ее защитникам требование сдаться в плен. Она попала в крепость и рассказала об орудиях фашистов, где они сосредоточены и осталась помогать держать оборону крепости. Валя собирала патроны и передавала их бойцам, перевязывала раненых. Когда запасы воды в крепости подходили к концу, и пить хотелось мучительно сильно, она раз за разом отказывалась от своего глотка, ведь вода нужна была раненым.

Крепость держалась. 28 июня 1941 года Ф. Шлипер запросил поддержку авиации. 29 и 30 июня в течение двух суток фашисты беспрерывно бомбили авиабомбами (500 и 1800-килограммовыми) Восточный форт и другие участки. 29 июня погиб, прикрывая с несколькими бойцами группу прорыва, Кижеватов. Восточный форт фашистам в итоге удалось полностью разрушить. Большинство его защитников было убито, остальные попали в плен. Тогда же фашисты заняли Брестскую крепость и схватили командовавших обороной Ивана Зубачёва и Ефима Фомина. Фомин, как еврей, был сразу же расстрелян.

30 июня генерал Ф. Шлипер вновь сообщил, что крепость пала. Однако крепость продолжала оборону. Небольшая группа красноармейцев, в которой было менее двух десятков человек, продолжала сражаться под командованием Петра Гаврилова до конца июля. 23 июля Гаврилов попал в плен. Но прежде, чем попасть в плен Петр Гаврилов, раненый, голодный, обессиленный в одиночку дал последний бой гитлеровцам, забросав их гранатами. Немцы были поражены тем, что пока советский солдат не потерял сознание, он продолжал драться и, когда его все же удалось взять в плен, то немецкие офицеры демонстрировали его своим солдатам, как пример стойкости и мужества. Выстрелы звучали и позже – неизвестные уцелевшие одиночные защитники продолжали легендарную оборону, вплоть до марта 1942 г.

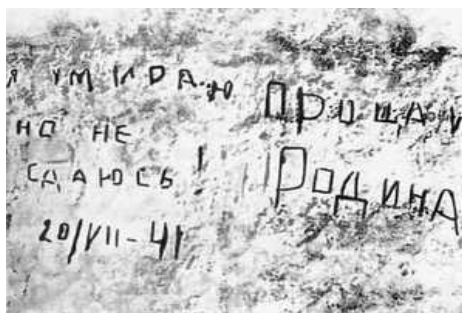


Фото 3. Надпись на стене казармы в северо-западной части Брестской крепости

Фашисты заплатили за взятие Брестской крепости большую цену. Только 45-я дивизия вермахта потеряла 453 человека убитыми и 668 ранеными, что составило 5 % от общих потерь гитлеровской армии за первую неделю войны. В своём докладе генерал Ф. Шлиппер писал: «В Бресте русские воевали с невероятным упорством, показали отличную подготовку пехоты и выдающуюся волю к сопротивлению».

На стенах крепости умирающие красноармейцы и командиры оставляли прощальные надписи: «Я умираю, но я не сдаюсь. Прощай, Родина! 20.07.1941» (фото 3), «Мы умрём, но не имеем права покидать крепость», «Нас было пятеро Седов, Грутов, Боголюб, Михайлов, Селиванов В. Мы приняли первый бой 22 июня 1941. Умрем, но не уйдем отсюда...», «26 июня 1941 г. Нас было трое, нам было трудно, но мы не пали духом и умираем, как герои», «Умираем не срамя».

Ревут самолеты, и танки гремят,
Дымится гранит опаленный.
Врагу не сдаются тринадцать солдат,
Последних бойцов гарнизона.

На стенах грохочет разрывов гроза,
Дрожит под ударами камень.
Но, раненный дважды, зовет комиссар:
— На стены! За мною! Под знамя!

Пусть мало патронов и смерть впереди
Не станем вовек на колени!
Товарищ, товарищ, на стены иди,
Там знамя Советское реет!

Умеют геройски за честь умирать
Простые советские люди,
А кто за Отечество мог постоять,-
Отечество тех не забудет.

Над крепостью Брестской на подвиг зовет
Свидетель бессмертия — камень:
— Товарищ, товарищ, за мною вперед!
На стены, на стены! Под знамя!

Это стихотворение написал неизвестный защитник Брестской крепости в 1941 году. Оно было найдено в разрушенной крепости.



Фото 4. Лейтенант А. М. Кижеватов – Герой Советского Союза

Оборона Брестской крепости – это пример мужества и стойкости советского народа в борьбе за свободу и независимость Родины. Защитники крепости – воины более чем 30 национальностей – до конца выполнили свой долг перед Родиной, совершили один из величайших подвигов в истории Великой Отечественной войны. Среди защитников крепости были люди разных национальностей – русские Зубачев и Виноградов, татарин Гаврилов, еврей Фомин, мордвин Киживатов, немец Мейер, грузин Каландадзе, казах Аюпов, чеченец Галиев, армянин Матевосян, узбек Хидыров и многие, многие другие. За исключительный героизм при защите крепости звание Героя Советского Союза присвоено майору Гаврилову и лейтенанту Кижеватову (фото 4). Около 200 участников обороны награждены орденами и медалями. 8 мая 1965 года Брестской крепости присвоено почетное звание «Крепость-герой» с вручением ордена Ленина и медали «Золотая Звезда».

Литература

1. Смирнов С.С. Брестская крепость. М.: КоЛибри, 2010. – 480 с.
2. Хаметов М.И. Непокоренная твердыня. М.: Воениздат, 1991. – 220 с.
3. Великая Отечественная война 1941-1945 гг. В 12 тт. Т.2 Происхождение и начало войны. М., 2012.
4. Жуков Г.К. Воспоминания и размышления. В 2 т., М.: ОЛМА-ПРЕСС, 2002. – 415 с.

КОСЕНКОВ ИВАН ВАСИЛЬЕВИЧ – ГЕРОЙ ИЗ КАЗАХСТАНА

А.К. Курманбай

Научный руководитель доцент В.А. Пономарёв

Юргинский технологический институт (филиал)

Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

За героические подвиги в Великой Отечественной войне звания Героя Советского Союза удостоены свыше 11 тысяч человек (часть – посмертно), из них 104 – дважды, трое – трижды.

Одним из удостоенных этого звания был Косенков Иван Васильевич – уроженец Семипалатинской области (ныне Восточно-Казахстанская область) – родился 30 декабря 1923 г. Человек нелёгкой судьбы, Иван Васильевич рос в простой крестьянской семье, рано потерял отца. Окончив семь классов сельской школы, пошёл работать мотористом в колхоз.

Когда грянула война, Ване Косенкову не было ещё и 18 лет. В райвоенкомате бойкого парнишку сразу приметили, поняли, что из него выйдет толк, и направили в Семипалатинскую артиллерийскую школу младших командиров, где он прошёл ускоренную программу обучения.

Первое боевое крещение он получил под Москвой в декабре 1941 года. Затем воевал в составе различных фронтов, прошёл с боями от Москвы до Болгарии. Из 1418 дней и ночей войны 1300 выпали на долю нашего героя.

Наводчик орудия 1118-го стрелкового полка (333-я стрелковая дивизия, 12-я армия, Юго-Западный фронт) сержант Косенков в ночь на 26 сентября 1943 г., погрузив орудие на две спаренные лодки, в составе штурмового отряда переправился через Днепр. Высадившись в районе с. Войсковое (Днепропетровская обл.), артиллеристы открыли по врагу огонь прямой наводкой, способствуя переправе стрелковых подразделений полка [6].

По словам Героя, ему особенно запомнился этот бой, тогда в оружейном расчёте остались только двое: он и волжанин Михаил Голяков. Шесть дней и ночей они вели ожесточённый бой с врагом. Это была смертельная схватка, в которой они подбили три танка, взорвали машину со снарядами, бронетранспортёр.

13 октября 1943 года разведывательная рота и приданный ей оружейный расчёт первыми ворвались в 9-й пригородный посёлок г. Запорожье. Двое отважных и бесстрашных бойцов не прекращали огонь ни днём, ни ночью [1]. На следующее утро г. Запорожье был освобождён. За смелость и беспримерную отвагу Иван Косенков был награждён орденом Отечественной войны II степени, а его друг – орденом Красной Звезды.

В марте 1944-го друзей вызвали в штаб армии, где им вручили выписки из Указа Президиума Верховного Совета СССР от 22 февраля о присвоении Ивану Васильевичу Косенкову и Михаилу Николаевичу Голякову званий Героя Советского Союза.

За годы войны фронтовик участвовал во многих боях, трижды был ранен. Победу встретил в госпитале [7].

Демобилизовался из армии в 1944 году. После войны Иван Васильевич занялся мирным делом – высаживал вдоль железных дорог лесонасаждения и уже за трудовые заслуги получил звание «Почётный железнодорожник». Всей своей жизнью человек подтверждал высокое звание Героя. А уже в наши дни он получил одну из высших военных наград Российской Федерации – орден маршала Жукова, которым его удостоил президент России.

Дети в семье Косенковых воспитывались в трудолюбии и честности. По словам дочери Ольги, отец ни разу ничего ни у кого не просил. Даже когда власти предлагали жильё, отказывался. Он говорил, что есть люди, кому оно нужнее. Сменил дом на квартиру только после смерти супруги. Как и в прежние годы, фронтовик с нетерпением ждёт самой важной для него даты – 9 мая, чтобы очередную годовщину Победы встретить в кругу семьи.

В настоящее время, несмотря на преклонный возраст, ветеран бодр духом, подтянут и энергичен. Сказываются фронтовая закалка и мужество солдата, прошедшего через горнило битвы за Москву, сражения на Курской дуге, других масштабных оборонительных и наступательных операций [3].

Несмотря на героизм, проявленный в боях Великой Отечественной, Иван Васильевич всегда оставался скромным и даже застенчивым человеком.

Известно, что в годы войны на фронт ушли 120 тысяч семиреченцев, почти половина не вернулась с полей сражений. 54 воинам присвоено звание Героя Советского Союза [5]. На сегодняшний день остался только Иван Косенков. Иван Васильевич и в молодости не отличался высоким ростом и могучим телосложением. Но облик фронтовика в очередной раз доказывает: чтобы стать героем, вовсе не обязательно быть колоссом, главное – иметь бесстрашное сердце.

Из истории Великой Отечественной войны известно, что всего в 1941-1945 гг. в сухопутных войсках было воспитано свыше восьми тысяч героев, в том числе 1800 артиллеристов, 1142 танкиста, 650 воинов инженерных войск, свыше 290 связистов, 93 воина ПВО, 52 воина войскового тыла, 44 медика; в Военно-Воздушных Силах – свыше 2400 человек; в Военно-Морском Флоте – свыше 500 человек; партизан, подпольщиков и советских разведчиков – около 400; пограничников – свыше 150 человек [2].

Трагизм и величие, скорбь и радость, боль и память. Всё это – Победа. Яркой негасимой звездой сверкает она на небосклоне отечественной истории. Ничто не может заменить её – ни годы, ни события. Не случайно День Победы – это праздник, который с годами не только не тускнеет, но занимает всё более важное место в нашей жизни.

2015 год – год знаменательный. Человечество отмечает 70-летие Победы советского народа в Великой Отечественной войне.

Для бывших стран Советского Союза эта дата наполнена особым смыслом. Это – священная память о погибших на полях сражений. Это – наша история, наша боль, наша надежда...

Основной долг всех последующих поколений нашей страны – долг перед поколением победителей – сохранить историческую память о Великой Отечественной войне, не оставить в забвении ни одного погибшего солдата, отдать дань благодарности за героический подвиг в войне живым ветеранам войны и трудового фронта.

Литература

7. Герои Советского Союза-казахстанцы. – Т. 1.: А–Л / Сост.: П.С. Белан, Н.П. Калита. – Алма-Ата: Казахстан, 1968. - 476 с. – На рус. яз.
8. Иванов С. Освобождение городов // Красная звезда. – 1984. – 17 июня.
9. Последний Герой Советского Союза проживающий в Алматинской области, Адильхан Сахари, Олжас Байбосынов, Куаныш Тургенбаев // Электронный ресурс –<http://24.kz/ru/news/our-heroes/item/5660-ivan-kosenkov-poslednij-geroj-sovetskogo-soyuza-zhivushchij-v-almatinskoj-oblasti> Дата обращения 14.02.2015 г.
10. Солдаты Победители Великой Войны // Электронный ресурс – <http://www.pobediteli.ru/> Дата обращения 16.02.2015 г.
11. Шёл парнишке в ту пору. Герои-комсомольцы в боях за Советскую Украину в годы Великой Отечественной войны 1941-1945 гг. – Киев: Молодь, 1985. – 342 с.
12. Устинов Д.Ф. Герои Советского Союза: Краткий биографический словарь / Пред. ред. коллегии И.Н. Шкадов. – М.: Воениздат, 1988. – Т. 2 /Любов – Ящук/. – С. 631. – 863 с.
13. Уфарькин Н.В. Косенков Иван Васильевич 30.12.1923 – Герой Советского Союза // Электронный ресурс – http://www.warheroes.ru/hero/hero.asp?Hero_id=1363 Дата обращения 16.02.2015 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. Программа повышения конкурентоспособности Национального исследовательского Томского политехнического университета среди ведущих мировых научно-образовательных центров.....	28
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов: достижения настоящего и перспективы развития в будущем.....	37
Иванова Г.М. Подвиг томских политехников-геологов в Великой отечественной войне 1941-1945 гг. (к 70 – летию Великой Победы)	39
Максимова С.Ю. Студенты-геологи Томского политехнического института (университета) в годы великой отечественной войны.....	42
Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Зятиков П.Н. Современные технологические процессы разработки углеводородов.....	46
Абраев Н.С. Повышение эффективности разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей.....	48
Бабицкая К.И. Исследование эффективности нефтевытесняющих композиций на основе промежуточного продукта производства сульфатных присадок.....	50
Баев Р.М., Ахмедов Э.А. Сланцевая нефть – будущее России	52
Барышников А.А., Паклинов Н.М., Ведменский А.М. Эксперименты по выявлению воздействия электромагнитным полем с целью увеличения нефтеотдачи.....	53
Барышников А.А., Паклинов Н.М., Ведменский А.М. Перспективы применения электромагнитного воздействия на продуктивные пласты.....	54
Березовский Ю.С., Гусев П.Ю. Подбор эффективного метода увеличения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью, газовой шапкой и подошвенной водой.....	55
Валиев И.Н. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах..	57
Васильева А.М. Криогели – перспективные материалы при добыче и транспорте нефти.....	60
Ведменский А.М., Барышников А.А., Паклинов Н.М. Воздействие физическими полями на продуктивные пласты с целью интенсификации притока нефти.....	62
Гоголев А.В. Технология импульсной обработки призабойной зоны скважин в режиме дилатансии	64
Горшков А.М. Некоторые аспекты разработки методики лабораторной оценки петрофизических свойств ультранизкопроницаемых коллекторов отложений баженовской свиты.....	66
Горюнова А.В. Разработка методики визуального анализа эффективности закачки (на примере пласта бс10/0 Конитлорского месторождения).....	70
Губанов С.И. Обоснование параметров термобарического воздействия на залежь высоковязкой нефти для скважины с дуальной системой стволов	77
Гусев П.Ю., Березовский Ю.С. Оптимизация разработки сектора месторождения «Х» с использованием интегрированной модели месторождения.....	80
Дозморов П.С. Влияние коэффициента формы частиц на анализ гранулометрического состава порошков.	80
Дозморов П.С., Решетько А.А. Разработка программного обеспечения для моделирования газовых сепараторов.....	82
Евдокимова А.С. Анализ усиления системы заводнения для повышения эффективности разработки залежей нефти площадными системами	84
Желанов Е.В., Соловьев Д.Ю., Рахимзянов Р.М. К определению забойных давлений в добывающих скважинах с использованием корреляционных зависимостей	86
Ильин А.С., Шарипов А.Ю. Технология повышения нефтеотдачи пласта.....	88
Карлова Е.Г. Особенности разработки Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения: селективный кислотный гидроразрыв пласта	89
Кель М.В., Мельников А.В. Прирост добычи нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи.....	91
Козырев И.Н. Повышение эффективности и долговечности работы установок электроцентробежных насосов путем применения гибкой шарнирной муфты	92
Максютин А.В., Хусаинов Р.Р., Султанова Д.А. Лабораторные исследования влияния динамических условий на эффективность ингибиторной защиты	93
Мельников А.В., Кель М.В. Современные способы использования нефтяного газа	95
Никонов Ю.А., Бурькин А.Ю. Оценка методов определения характеристик газовых эжекторов для компримирования природных газов	97

Нгуен Тхак Хоай Фьонг. Интерпретация результатов стационарных газодинамических исследований скважин с учетом априорной информации	99
Нурмакин А.В. Повышение эффективности исследований газовых скважин на поздней стадии разработки.....	101
Павлов А.А. Особенности увеличения охвата пласта воздействиям с применением горизонтальных скважин.....	103
Паклинов Н.М., Барышников А.А., Ведменский А.М. Очистка призабойной зоны пласта за счет плазменно-импульсного воздействия	104
Пашенко А.П. Исследование влияния деэмульгатора на реологические свойства водонефтяных эмульсий	105
Пестерев А.В., Тупицин Е.В., Мезенцев Д.Н. Исследование восстановления фильтрационных свойств коллектора после глушения на модели пласта	107
Полякова Н.С. Анализ водогазового воздействия на Новогоднем месторождении.....	108
Поплыгин В.В. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на пласт.....	109
Поплыгина И.С. Оценка оптимальных забойных давлений для терригенных отложений с высокогазонасыщенной нефтью в Пермском крае	111
Поступов А.В., Максютин А.В., Щербаков Г.Ю. Изучение зависимости коэффициента светопоглощения органических отложений от содержания в них асфальтенов, парафинов и смол.....0	113
Романова М.Ю. Анализ эффективности применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири.....	115
Русинов Д.Ю., Куницких А.А. Анализ влияния различных минеральных добавок на прочностные характеристики тампонажного камня	116
Рябов С.Ю., Шайхисламов Р.М., Репчук С.В. Геолого-технологические мероприятия на скважинах малорентабельных месторождений.....	1118
Рябокоть Е.П., Турбаков М.С. К вопросу очистки промысловых нефтепроводов от отложений парафина	120
Фам Тйен Тханг, Чеканцева Л.В., Горшков А.М. Влияние диспергирующей присадки на процесс кристаллизации парафинов в модельных системах.....	122
Ходикова Е.И. Увеличение нефтеотдачи пласта закачкой сухого активного ила на Туймазинском месторождении.....	124
Чепурной Я.Г. Физическая модель нефтевытеснения	129
Шайхисламов Р.М., Рябов С.Ю., Репчук С.В. Методика анализа и оценка перспектив освоения нефтяных малорентабельных месторождений по геолого-физической характеристике.....	130
Шапенков Д.В. Анализ тепловых методов увеличения нефтеотдачи пласта.....	138
Шарипов А.Ю., Ильин А.С. Технология повышения газоотдачи пласта.....	140
Щербаков А.А. К вопросу виброволнового воздействия на призабойную зону пласта.....	141
Юсупова Э.М., Раупов И.Р. Лабораторные исследования щелочных растворов при заводнении месторождения на завершающей стадии разработки.....	143

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1: ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Ерофеев В.И. Современные процессы нефтегазопереработки.....	146
Бестужева Д.В., Мананкова А.А. Окисление нефтеполимерных смол пероксидом водорода в условиях межфазного катализа.....	148
Бубеннов С.В., Аглиуллин М.Р., Григорьева Н.Г. Каталитические свойства микро-, микро-мезо- и мезопористых алюмосиликатов в олигомеризации циклоолефинов.....	150
Вольнкина А.Н., Восмерикова Л.Н. Синтез, исследование физико-химических и каталитических свойств галло-алюмосиликатов структурного типа цеолита ZSM-5 в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды.....	152
Герасина Т.А., Хомяков И.С., Ерофеев В.И. Превращение прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты бензина на железосиликатных цеолитах типа MFI.....	154
Горшунова К.К., Куватова Р.З., Травкина О.С. Получение цеолитсодержащего адсорбента с использованием кремнийсодержащего сырья вторичного происхождения.....	156
Домбровская А.С., Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б. Изменение состава масел продуктов крекинга битума Кармальского месторождения.....	158
Емельянова Н.В., Бондалетова Л.И. Синтез свойства эпоксицированных нефтеполимерных смол на основе фракции с высоким содержанием дициклопентадиена.....	160
Зайкин М.А., Степанов М.Ю., Кузьмина Р.И. Превращение n-гексадекана и n-гексана на	162

цеолитсодержащих катализаторах.....	
Ивкин А.С., Киреева Е.В., Деркач Я.В., Кондрашева Н.К., Зырянова О.В. Разработка профилактических средств на основе продуктов глубокой переработки нефти.....	163
Илолов А.М., Будняк А.Д., Тальшинский Р.М., Третьяков К.В., Третьяков В.Ф. Влияние добавок Fe на кинети-ческий компенсационный эффект конверсии биоэтанола на катализаторе HZSM-5.....	165
Илолов А.М., Будняк А.Д., Тальшинский Р.М., Третьяков К.В., Третьяков В.Ф. Влияние пероксида водорода на кинетические параметры превращения биоэтанола в ацетальдегид на $ZnO/\gamma-Al_2O_3$ катализаторе.....	166
Канашевич Д.А., Величина Л.М., Восмерикова Л.Н., Восмериков А.В. Влияние структурного типа цеолита на его изомеризующую способность в процессе конверсии н-октана.....	167
Кочнева В.О., Пешнев Б.В., Николаев А.И. Переработка углеводородного сырья в электрических разрядах.....	169
Кривоносова А.Г., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Изменение состава высокомолекулярных компонентов гудрона Новокуйбышевского НПЗ в процессе инициированного термокрекинга.....	171
Кухленкова Н.О., Бондалетов В.Г. Альтернативные каталитические технологии получения кремнийорганических сшивающих агентов для полиолефиновых композиций, устойчивых в условиях добычи нефти.....	173
Мигачева Д.С., Сухих В.С., Хасанов В.В., Ерофеев В.И. Конверсия пропан-бутановой фракции в арены на цеолитных катализаторах, модифицированных оксидами галлия.....	175
Нажису, Татаркина А.И., Чухлеб Д.М., Ерофеев В.И., Богданкова Л.А. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты бензина на цеолитных катализаторах, модифицированных сульфидами никеля.....	178
Очередыко А.Н., Кудряшов С.В. Моделирование процесса окисления олефинов в барьерном разряде на примере пропилена.....	181
Пангина М.В., Бондалетов В.Г. Получение высоконепредельных нефтеполимерных смол из вторичных продук-тов нефтепереработки для адгезивных материалов.....	182
Седельникова О.В., Коробицына Л.Л., Коботаева Н.С., Восмериков А.В. Исследование влияния ультразвуковой обработки на каталитическую активность Mo/H-ZSM-5 катализатора в процессе неокислительной конверсии метана.....	184
Татаркина А.И., Хомяков И.С., Чухлеб Д.М., Ерофеев В.И., Богданкова Л.А. Исследование процесса облагора-живания прямогонных бензинов газового конденсата на цеолитах типа MFI, модифицированных $NiCr_2S_4$	186
Третьяков В.Ф., Гюльмалиев А.М., Илолов А.М., Тальшинский Р.М. Кинетика и термодинамика процесса превращения этанола в дивинил.....	188
Филимонов А.С., Николаев А.И., Пешнев Б.В. Изучение механизма образования углеродных отложений на поверхности катализатора.....	190
Филиппова Н.А., Григорьева Н.Г. Синтез пиридина и алкилпиридинов в присутствии микро- и микро-мезомак-ропористых цеолитов.....	192
Харрасов Р.У., Кутепов Б.И. Использование экологически чистого окислителя – пероксида водорода в получении 4 – третбутилпирокатехина.....	194
Хасанов В.В., Егорова Л.А., Ерофеев В.И. Влияние добавок гетерополисоединений Fe-Mo-P на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов.....	195
Хасанов В.В., Балалаев В.В., Егорова Л.А., Ерофеев В.И. Исследование процесса конверсии легких углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах с использованием добавок гетерополисоединений состава Co-Vi-Mo.....	198
Хахулин П.А., Боженкова Г.С., Уваров Е.А., Русаков Д.А. Исследование особенностей протекания полимериза-ции производных норборнена.....	200
Шайхуллина Г.Н., Григорьева Н.Г., Кутепов Б.И. Синтез 2,2,4 – триметил - 1,2 – дигидрохинолина в присутствии цеолитных катализаторов.....	202

Подсекция 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Ануфриев Р.В., Петухова А.В., Волкова Г.И. Структурно-механический свойства раствора нефтяного парафина, обработанного в ультразвуковом поле.....	204
Архипов Г.С. Комплексное моделирование процесса обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти.....	206
Асатуриян Д.Э. Разработка композиций для предотвращения нефтяных отложений в нефтепроводах.....	208
Бахтина Е.С., Самойленко В.В. История формирования Лугинецкого месторождения на основании геохимических параметров.....	209
Белинская Н.С., Назарова Г.Ю., Проневич Н.Е., Белозерцева Н.Е. Исследование факторов, оказывающих влияние на процесс каталитической гидродепарафинизации дистиллятов.....	211

Бурумбаева Г.Р. Композиции полимер-ПАВ для удаления асфальтенопарафиновых отложений.....	213
Васильева А.А., Волкова Г.И. Влияние реагентов на вязкость водонефтяных эмульсий.....	215
Глик П.А., Платонов В.В., Фефелова К.О. Анализ работы установки получения олефинов в условиях изменяющегося расхода водородсодержащего газа.....	217
Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Сравнение методов расчета остаточной обводненности при промышленной подготовке нефти.....	219
Киселева С.В., Стебенева В.И., Назарова Г.Ю. Этапы построения математической модели процесса каталитического крекинга.....	221
Кныш О.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава сырья на рецептуру смешения товарного бензина.....	222
Корнеев Д.С., Певнева Г.С. Изменение структурных характеристик асфальтенов тяжелого углеводородного сырья в термических процессах.....	224
Крутей А.А. Моделирование процессов перемещения нефти в резервуаре.....	226
Кузьмина К.И. Кинетическая модель гидрирования сернистых соединений тиофенового ряда.....	228
Попова Н.В. Разработка математической модели для расчета блока теплообменников в схеме низкотемпературной сепарации.....	230
Рыжова Н.С., Чучковская М.С., Лоскутова Ю.В. Влияние температурных условий на кинетику осадкообразования высокопарафиновой нефти и эффективность ингибиторов парафиноотложения.....	232
Тулина Н.Л., Колмогорова В.А. Моделирование вариантов реконструкции установки комплексной подготовки газа.....	234
Филиппова Т.В. Анализ влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти.....	236
Ядревская Н.Н. Изменение вязко-температурных свойств нефти с использованием присадок и низкочастотного акустического воздействия.....	238

Секция 13. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1. ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Алексенко И.А. Исследование динамики осаждения химического никеля на алюминиевую поверхность..	241
Адырбаев Б., Водопьянов Е. Кислотоупорная керамика на основе минерального сырья Южно-Казахстанской области.....	243
Андреева А.И. Комплексное использование отходов обогащения руд в магниальном мелкозернистом бетоне.....	245
Брыксин Н.С. Возможности попутного извлечения ценных и редкоземельных элементов при разработке месторождений полезных ископаемых в Кузбассе.....	247
Вершинин И.С. Структура алюмосиликатной микросферы из золы Северной ТЭЦ и возможность ее применения в тампонажных материалах нефтяных и газовых скважин.....	248
Виноградов Н.В. Возможность модификации поверхности минерала лидита переходными металлами.....	250
Винокуров А.Р., Журавков А.С., Мартемьянов Д.В. Извлечение ионов железа из водных растворов с использованием речного песка.....	252
Нгуен Мань Хиеу, Данг Нян Тхонг, Нгуен Ван Тхань, Чинь Ван Чунг. Способ получения активированного угля с использованием активаторов Na_2CO_3 и K_2CO_3 и его характеристики.....	254
Долинина А.С., Устюгов А.М. Пористая структура продуктов электрохимического окисления на переменном токе меди и кадмия.....	256
Дорохов Д.О. Получение отошающих добавок методом экструзии.....	258
Ежов А.М. Сухое магнитное обогащение железной руды Бакчарского железорудного месторождения.....	260
Зарубин В.В., Мухортов Д.Н., Мартемьянов Д.В. Использование минеральных сорбентов в установке для очистки воды.....	262
Зарубин В.В., Рыков А.В., Мартемьянов Д.В. Использование халькопирита для очистки воды от хрома... ..	264
Колтунова Е.А., Иконникова К.В. Эколого-экономическая ценность железосодержащих шламов водоподготовки.....	266
Леонтьева А.А. Использование вторичного сырья ТЭЦ.....	268
Малахова А.А. Исследование тонких фракций лежалых золошлаковых материалов Северной ТЭЦ.....	270
Мосина В.М. Исследование влияния концентрации жидкого натриевого стекла и поливинилового спирта на прочность гранул, полученных из золы углей методом вибробрикетирования.....	272
Мухортов В.В., Слядников П.Е., Мартемьянов Д.В. Использование сланца в процессах водоочистки.....	274
Осипова Е.А., Сапрыкин Ф.Е., Мартемьянов Д.В. Модификация природных цеолитов nacl с целью придания им ионообменных свойств.....	276
Пичугина К.И., Каплунова А.С. Исследование влияния механоактивации на углеводный комплекс торфа	278
Полторанина А.П., Натаров Н.В. Исследование физико-механических характеристик золы ТЭЦ ОАО «ППГХО» (Г. Краснокаменск).....	279
Седлецкая В.В., Ширей Р.В. Определение содержания свободного оксида кальция в золо-шлаковых	281

материалах Северной теплоэлектростанции.....	
Скобелкина А.В., Пугачева С.Е., Долинина А.С. Влияние концентрации и плотности тока на скорость электрохимического окисления кадмия в растворах хлорида натрия.....	283
Слепнёв А.М., Хайдарова Р.Ф., Мартемьянов Д.В. Применение сорбента на основе каолина для очистки водных сред.....	285
Соколова А.Д. Исследование свойств и состава руды с целью усовершенствования извлечения вольфрамсодержащих компонентов.....	286
Смороков А.А. Переработка железосодержащих отходов сернокислотных производств.....	289
Сыромотина Е.С., Сапрыкин Ф.Е., Мартемьянов Д.В. Имобилизация наночастиц оксигидроксида алюминия на поверхности гематита.....	290
Сыромотина Е.С., Сапрыкин Ф.Е., Мартемьянов Д.В. Модификация глауконита с целью придания дополнительных сорбционных свойств.....	292
Томшина А.В., Постникова А.Н. Использование золо-шлаковых материалов для производства магнезиального цемента.....	294
Ходосов И.Е., Медведева К.С. Моделирование процессов твердофазного восстановления оксидов железа углями разных технологических марок.....	295
Шорохов К.Г., Попова Е.В., Усольцева Н.В. Электрохимический синтез наноматериалов на основе продуктов переработки руд цветных металлов.....	297

Подсекция 2. ПЕРЕРАБОТКА МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Петровская Т.С., Куаха К., Демидова С.А. Золь-гель метод в химических технологиях.....	300
Буймов Я. Е., Алексеевская Ю. Е. Исследование влияния модифицирующих добавок на свойства жидкого стекла для получения противопожарного остекления.....	302
Казанцева С.К. Магнийсиликатные водостойкие композиции с использованием гелевой связки.....	304
Курбанбаев М.Е., Акмырза А. Глины месторождения «берлинское» как потенциальное сырье для производства электротехнического фарфора.....	306
Лосевская А.В. Исследование физико-механических свойств смешанных вяжущих.....	308
Пашков Д. А. Применение алюмооксидного сырья в композиционных материалах с низкой диэлектрической проницаемостью.....	310
Потапова А.П., Киснер А.С., Бурыхина М.А., Говорова Л.П. Влияние добавок диабазовой и гранитоидной пород на спекаемость легкоплавкого глинистого сырья.....	312
Рыбалова А.И., Говорова Л.П., Загайнова Л.А. Минералогические и технологические особенности легкоплавкого глинистого сырья Красноярского края.....	314
Скворцов П.С., Еремеева А.В. Гранулирование торфяных смесей.....	316
Сударев Е.А., Козловский Ю.Г. Влияние бифторида аммония на процесс обжига цементных сырьевых смесей.....	317
Сухушина А.В. Структурообразование при твердении гидравлических магнезиальных вяжущих.....	319
Торопков Н.Е. Влияние физико-химических характеристик и условий формования глинистого сырья в технологии керамзитов.....	321
Хабибулин Ш.А. Модифицированное жидкостекольное вяжущее и композиционные материалы на его основе.....	323

Секция 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Анисимов А.В., Епихин А.В. Научное обоснование актуальности разработки системы автоматического проектирования нефтяных и газовых скважин.....	327
Бузанов К.В. Обоснование выбора оборудования для пневмоударного бурения интервалов под направления на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении.....	329
Ермак О.Н. Анализ недостатков блоков очистки бурового раствора.....	331
Исмаилов Ю.Р. Тенденции и перспективы применения гидроразрыва пласта в современном мире.....	333
Ковалев А.В., Епихин А.В. Оценка перспектив развития систем контроля геологического разреза в процессе бурения и момента входа в продуктивный пласт.....	335
Лемачко Н.А. Постановка задач исследования по разработке методов повышения износостойкости рабочих элементов буровых насосов.....	338
Лесин В.С., Цынтарюк А.И. Исследование трения в присутствии жидкостей.....	340
Ли В.В. Анализ современных систем САПР с целью их использования для моделирования работы бурильной колонны в скважине.....	342

Ли Яо Особенности статической фильтрации, возникающих при бурении скважины.....	345
Льонг Ван Фо Состояние и некоторые особенности развития нефтяной отрасли Вьетнама.....	346
Мезенцев Д.Н. Лабораторные исследования влияния жидкостей глушения на проницаемость терригенных коллекторов Томской области	348
Мельников В.В., Епихин А.В. Анализ влияния температуры промывочной жидкости на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей.....	350
Михалев Р.С., Епихин А.В. Блок-схема системы интеллектуального сопровождения и контроля процесса бурения нового поколения.....	352
Новосельцев Д.И. Анализ опыта применения и выбор актуальных условий эксплуатации роторных управляемых систем при сооружении скважин на нефть и газ.....	355
Пандей С.К. Анализ проблематики проектирования и проведения гидравлического разрыва пласта.....	358
Русинов Д.Ю., Куницких А.А. Анализ влияния различных минеральных добавок на прочностные характеристики тампонажного камня.....	360
Сагитов Р.Р., Минаев К.М. Исследование сапропели в качестве дисперсионной фазы буровых растворов (озеро Кирек)	363
Сагитов Р.Р., Виканов А.А. Применение каолиносодержащего материала в качестве упрочняющей добавки к тампонажному раствору (Туганское месторождение)	366
Танаков Д.С. Актуальность и алгоритм проектирования самоходного пневмоударного бурового станка для УГМК Рудгормаш.....	369
Тряпичкин М.А. Технологические приемы забуривания дополнительных направлений с искусственных забоев в необсаженных стволах скважин.....	372
Ушаков А.В., Епихин А.В. Оценка устойчивости резинотехнических изделий забойных двигателей при воздействии различных типов буровых растворов.....	374
Фахрутдинов Ш.Х. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с помощью осциллятора-турбулизатора.....	377
Шиверский Е.Е. Анализ адекватности методики проектирования профиля многоствольной (многозабойной) скважины.....	378
Шишкина Е.О., Петенев П.Г. Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы бурового инструмента для поискового опорного бурения.....	382

Секция 15. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Анчков В.П. Особенности бурения с припайного льда восточно-арктических морей (на примере юго-восточной части моря Лаптевых)	384
Арутюнов Т.В. Особенности строения месторождений сланцевых отложений	385
Бер А.А., Колмаков Д.А. Гидроизоляции продуктивных пластов при сооружении геотехнологических скважин с помощью самонабухающих материалов.....	388
Бер А.А., Курулюк А.В. Разработка технических средств и технологий гравийной обсыпки (гравий-гильза) при фильтровой зоне технологических скважин	390
Константинов Т.Е., Исаев Е.Д. Экспериментальные исследования шароструйно-эжекторных снарядов с целью разработки методики для их расчета	392
Ковалев А.В., Исаев Е.Д., Урниш В.В. Разработка улавливающе-подпитывающего устройства для повышения рейсовой скорости шароструйного бурения	397
Ковалев А.В., Лисачев И.О., Исаев Е.Д. Разработка способов предупреждения и ликвидации заклинивания шаров при шароструйном бурении.....	399
Константинов Т.Е. Экспериментальные исследования шароструйно-эжекторных снарядов с целью разработки методики для их расчета	402
Романов Г.Р. Повышение эффективности разрушения твердых горных пород с применением забойных машин ударного действия.....	407
Романов Г.Р., Семенов П.В., Логинов А.В. Результаты экспериментальных исследований бурения твердых горных пород при приложении внецентренных ударных импульсов.....	409
Спиридонов А.Н., Исаев Е.Д. Экспериментальные исследования влияния технологических параметров на эффективность шароструйного бурения	411
Харитонов А.А. Бурение геологоразведочных и эксплуатационных скважин на Куюмбинском лицензионном участке	414
Штукерг В.А., Романов Г.Р., Петенев П.Г., Иордан В.И. Результаты экспериментальных исследований	415

особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах.....

СЕКЦИЯ 16. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Лукьянов В.Г. Направления развития горного дела в третьем тысячелетии.....	418
Аникин П.А. Комплексный показатель удароопасности по данным геоакустического мониторинга массива горных пород.....	418
Борзых Д.М., Никитина А.М. Обоснование технологии вскрышных работ с использованием природного ландшафта при открытой разработке угольных месторождений.....	421
Васенин С.С., Саруев А.Л. Разработка конструкции нового резьбового ниппельного соединения бурильных труб.....	422
Ефанов А.А. Энергосберегающее воздухораспределительное устройство перфоратора.....	424
Изофатенко А.В. Проведение буровзрывных работ при прокладке трубопроводов.....	426
Кенесов А.С., Каукинов Ж.С. Исследование влияния трещиноватости горных пород на устойчивость массива.....	427
Кузнецов И.В. Исследование гидроимпульсного механизма бурильных машин с плунжерным гидропульсатором.....	429
Масловский А.Н. Актуальность буровзрывных работ с прямыми врубами при проведении горизонтальных горно-разведочных выработок.....	431
Новосельцева М.В. Исследования влияния конструктивных параметров безбойкового гидроимпульсного механизма буровых машин на формирование импульса. Жесткость пружины.....	432
Ожигин Д.С., Гапий А.В. Обоснование параметров внутреннего отвала на Шубаркольском угольном разрезе из подземных горных выработок.....	434
Плотников Д.С. Условия формирования отвалов углей с повышенным содержанием ЕРН для длительного хранения.....	436
Плотников И.С., Мигунов В.И. Разработка классификации горнодобывающего и перерабатывающего оборудования.....	438
Потапчук М.И., Потапчук Г.М. Оценка влияния горных работ на напряженно-деформированное состояние горного массива Николаевского месторождения.....	440
Николаев А.В. Обеспечение безопасности, энерго- и ресурсосбережение при осуществлении воздухоподготовки в холодное время года.....	442
Рашид Ж.Б., Джусупов Н.Д. Анализ влияния комбинированной системы разработки рудных тел на устойчивость массива горных пород.....	444
Русский Е.Ю. Результаты численного проектирования ряда шахтных осевых вентиляторов серии ВО.....	446
Русский Е.Ю. Вынужденные колебания ротора вентилятора в шахтных вентиляционных системах.....	448
Сапарбаев С.П., Жаксылыкбай Н.Б. Обоснование параметров крепления на основании результатов численного моделирования.....	450
Симонова К.В. Совершенствование способов проходки уклонов по нефтеносным пластам в условиях нефтешахты №1 нефтешахтного управления «Ярганефть».....	452
Филимоновых И.С., Паньков И.Л. Экспериментальное определение теплофизических свойств горных пород половодского участка ВКМКС.....	454
Чернухин Р.В. Отличительные особенности насосной станции геолога.....	456
Шубина Е.А. Проблемные вопросы расчёта газовыделения в выемочный участок с учётом геомеханических и газодинамических процессов и методы их решения.....	457

Секция 17. СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

Крец В.Г. Приводы для запорной арматуры газонефтепроводов.....	460
Богатырева А.И. Совершенствование технологии бестраншейной прокладки трубопровода через водные преграды.....	461
BorISOV D.I., Vukov R.S. Analysis of gas compressor unit accident factors in Tomsk region.....	462
Быков Р.С., Холкин В.С., Мисюн М.А. Подводные траншекопатели нового поколения.....	463
Лю Цзюхуэй Развитие трубопроводного транспорта Китая.....	466
Мартынюк А.О., Кувшинов К.А. Поточный преобразователь вязкости для систем измерения количества и качества нефти.....	467
Пазяк А.А. Расчет нагрузочной способности прецессирующей плоско-конической передачи с многопарным зацеплением зубьев приводов запорной арматуры.....	469
Пахлян И.А. Разработка эжекторной установки для воздействия на продуктивный пласт в процессе.....	471

добычи.....	
Пашенко А.П. Применение наноструктурированных материалов в нефтегазовой промышленности.....	473
Селезнев А.В., Татаринцев А.А. Совершенствование оборудования поверхностной циркуляционной системы бурового комплекса.....	475
Сидельников А.В., Чехлов А.Н. Современные суда-трубоукладчики.....	476
Степкин Н.А., Сенченко М.А. Дистанционно-управляемое устройство для герметизации трубопроводов SMARTPLUG™.....	478
Судоплатова Е.Э. Применение виброизолирующей системы на насосных агрегатах.....	480
Фам А.Д. Устройство для крепления кабеля к насосно-компрессорным трубам.....	481
Филюшин В.В. Поточный преобразователь плотности для систем измерения количества и качества нефти.....	483
Чехлов А.Н. Опасность статического электричества при хранении нефти и методы ее устранения.....	485

Секция 18. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

Подсекция 1. СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность магистральных нефтегазопроводов.....	488
Бархатов А.Ф. Классификация задач энергосбережения в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов.....	489
Борисов Д.И. Геодезическое позиционирование трубопроводного транспорта.....	491
Борисов Д.И., Быков Р.С. Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Западно-Сибирского региона.....	494
Буховский М.А. Анализ распределенных систем обнаружения утечек на магистральном трубопроводе... ..	497
Валиев М.Р. Анализ стенки на прочность в среде SOLIDWORKS SIMULATION резервуара вертикального стального.....	499
Гареев А.С., Мухамадиев А.А. Технология врезки катушек в магистральный газопровод при помощи опорно-центрирующих устройств.....	501
Герасименко А.А. Анализ напряженно-деформированного состояния РВС-5000 с трещиноподобным дефектом в первом поясе.....	503
До Тхи Тху Хиен Ликвидация разливов на шельфе Вьетнама с использованием сорбентов.....	505
Лам Бик Хонг, Кравченко А.В. Конечно-элементная модель бестраншейной прокладки трубопровода	507
Перфильев Н.А., Бородин Т.В. Автоматизация сварки неповоротных стыков при строительстве магистральных трубопроводов.....	509
Самигуллин В.Д. Исследование напряженно-деформированного состояния участка проектируемого нефтесборного трубопровода Угутского месторождения.....	511
Титов И.И. Определение изэнтропного КПД турбодетандера.....	514
Тишкина Е.В. Повышение безопасности переходов магистрального нефтепровода через тектонические разломы на о. Сахалин.....	515
Тюлькин Л.Х. Предотвращение аварийных разливов нефти и нефтепродуктов при порывах трубопроводов на переходах через водные преграды и в пойменной зоне водных объектов.....	517
Чехлов А.Н. Проведение сравнительного анализа эффективности надземной и подземной прокладки магистрального нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах на примере проекта «Заполярье-Пурпе»	520
Чешин Д.О. Перспективный способ проходки скважин по заданной траектории	522
Юркин А.А., Ошлыков В.Е., Харитонов П.С., Бокор В.А. Проектирование автоматизированной установки для очистки углеводородов.....	524

Подсекция 2. СОВРЕМЕННЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Харламов С.Н., Ковалев Ю.А. Моделирование газодинамических и термохимических быстропротекающих процессов в узлах трубопроводных систем.....	526
Агеев Р.Х. Явление Ролловера для хранилищ сжиженного природного газа.....	528
Агеев Р.Х. Метод расчета процессов тепло- и массообмена стратифицированной жидкости в хранилище сжиженного природного газа.....	529
Альгинов Р.А. О механизмах перераспределения энергии в сочленениях трубопровода.....	532
Альгинов Р.А. Управление гидрогазодинамическими процессами при транспортировке вязких сред в сложных трубопроводах.....	533
Антропова Л.Б., Русанова А.Д., Грузин А.В. Технико-экономические показатели технологии подготовки	535

рационального состава грунтов оснований резервуаров марки РВС.....	
Баклушин Т.Ю., Шамуратов А.О. Сравнение и анализ характеристик, влияющих на кольцевые и продольные нагрузки магистрального трубопровода при сооружении надземного балочного перехода.....	537
Ваганов А.Ю., Фомин Е.О., Грузин А.В. Исследование конструктивных аспектов повышения несущей ...	539
Дедеев П.О. Подходы и методы исследования турбулентной структуры в смесях полимеров с углеводородами способности свайных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли.....	541
Ермаков В.С., Беляев Н.М., Грузин А.В. Исследование влияния теплоизолирующих добавок в грунты оснований резервуаров марки РВС.....	543
Зайковский В.В., Харламов С.Н. Математическое моделирование влияния неоднородного электрического поля на движение капель воды в нефти.....	546
Николаев Е.В. Моделирование многоступенчатой сепарации при предварительной подготовке нефти.....	548
Сиротин А.Д., Гильдебрандт М.И., Грузин А.В. Исследование особенностей уплотнения фракции грунтов оснований резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.....	551
Скуратова К.В. Оптимизация оценки объемов разработки траншеи при переходе трубопроводов через водные преграды.....	553
Титков К.И. Высокомолекулярные присадки и их значение в инженерных исследованиях.....	555
Чаплин И.Е. Теплообмен и сопротивление в термическом начальном участке плоской трубы.....	557

Секция 19. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Стрижак П.А. Теплофизические проблемы надежного и безопасного энергоснабжения удаленных объектов	561
Вершинина К.Ю., Жданова А.О., Миртов Д.Б. Повышение эффективности тушения пожаров на лесных массивах вблизи объектов нефтегазовой промышленности	563
Волков Р.С., Забелин М.В. Перспективные системы пожаротушения в нефтегазовых технологиях.....	565
Высокоморная О.В., Потегаяева Е.С. Определение необходимых параметров рабочего вещества для надежной работы мини-ТЭС	567
Высокоморная О.В., Стрижак П.А., Щербинина А.А. Применение эффекта «взрывного» парообразования при нагреве неоднородной капли воды в высокотемпературных газах	569
Дмитриенко М.А. Структура микропроцессорной системы автоматики нефтеперекачивающей станции «Александровская»	571
Дмитриенко М.А. Процессы тепломассопереноса в условиях функционирования водяных завес на объектах нефтепроводного транспорта	573
Дорошенко А.В. , Космынина Н.М. Проектирование дизельной электростанции для нефтяного месторождения	576
Ефремов И.М., Космынина Н.М. Исследование процессов гашения поля генератора	578
Космынина Н.М., Цой И.С. Выбор силового автотрансформатора для обеспечения энергоснабжения нефтегазового месторождения.....	580
Логинова Е.П., Новгородов О.В. Анализ электрической части подстанции №157 ОАО «Сургутнефтегаз».....	582
Морозов М.Н. Оптимизация тепловых режимов удаленных объектов нефтегазотранспортной системы....	584
Няшина Г.С. Информационно-измерительная подсистема в структуре микропроцессорной системы автоматики нефтеперекачивающей станции «Парабель».....	586
Няшина Г.С. Экспериментальная оценка эффективности применения тонкораспыленной воды в автоматизированных системах пожаротушения на объектах нефтепроводного транспорта	588
Пискунов М.В., Щербинина А.А. «Взрыв» неоднородной капли воды в высокотемпературной газовой среде	590
Сарсикеев Е.Ж., Шолохова И.И. Разработка энергоэффективной дизельной электростанции для электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности	592
Токарев И.С., Ужастов Ю.Н. Повышение надежности работы автономных систем электроснабжения газокomppressorных станций	594

Секция 20. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Вазим А.А. Энергоэффективность, низкоуглеродная энергетика и экономический рост в России.....	596
Абылкаиров И.Е., Калашникова Д.С. Экспресс-анализ финансового состояния ОАО «Русснефть».....	601

Акперов Э.Г. Сравнительный анализ зависимости экономик России и Норвегии от добычи нефти	603
Алексеев Д.Д. Газификация республики Саха (Якутия): состояние и перспективы	605
Алиев Ф.Р. Экономическая эффективность использования долот нового класса при бурении скважин в твердых и крепких горных породах	606
Ахмадеев К.Н. Основные фонды нефтегазовой компании как главные ресурсы эффективности производства	609
Ахметшина Ю.Е., Компанец П.Ю., Ромашова Ю.А. Пути снижения себестоимости на предприятиях в нефтегазовой отрасли	611
Байтова Ю.С. Нормативно-правовая база ценообразования и сметного нормирования в нефтегазовой отрасли	612
Березина О.О., Копылов А.В. Состояние рационального использования попутного нефтяного газа в России	615
Борзенкова Д.Н. Экономическая эффективность применения МУН в условиях Томской области	617
Бучельников В.С., Михайлова К.Ю. Общественный контроль в природоохранном законодательстве России	619
Валиев И.Н., Глызина Т.С. Зависимость азербайджанской экономики от нефтяных доходов	621
Воробьева В.Р. Проектные риски в нефтяной и газовой промышленности	623
Галимуллин Р.Р. Инновационные решения для увеличения срока службы скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК	625
Глызина Т.С., Чаплин И.Е. Определение экономической эффективности применения противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте нефти	626
Гончаров Е.А. Системы мотивации труда персонала на предприятиях нефтегазового комплекса	627
Горн Ю.А. Импортозамещение в нефтегазовой отрасли России	629
Гривцова И.С., Глызина Т.С. Методы формирования тарифов на транспортировку нефти	631
Гулевич М.С. Ценообразование в нефтегазовом комплексе	634
Данилов И.Е. Сравнительный анализ экономической эффективности методов ремонта магистрального газопровода в условиях коррозионного растрескивания под напряжением	637
Данилошкин Д.С. Сравнение моющих средств для очистки стальных вертикальных резервуаров от донных отложений	638
Дашиев Э.В. Оценка экологической безопасности размещения бурового шлама на территории ХМАО-Югры на примере компании ОАО «Сургутнефтегаз»	640
Донг Ван Хоанг, Глызина Т.С. Добыча угля и энергетическая безопасность Вьетнама	643
Дроздова К.Н., Макаровская Л.О. Анализ рынка экспорта нефти и нефтепродуктов Российской Федерации	645
Епифанова И.А. Оптимизация затрат биологической стадии очистки нефтезагрязненных земель	647
Еременко В.И. Тенденции разработки трудно извлекаемых запасов в России	648
Жуков К.Е. Особенности и перспективы развития территории Каргасокского района Томской области	650
Жуков К.Е. Современное имущественное налогообложение для индивидуальных предпринимателей в РФ	651
Звягинцева Т.Г. Система экологического менеджмента ОАО «Газпром»	653
Иванов А.С., Шарф И.В. Экономические аспекты геолого-технических мероприятий по повышению КИН (на примере Крапивинского НМР)	656
Игольникова А.М. проблемы производства нефтегазового оборудования в России	660
Карбан И.П. Оценка имущества ООО ТНПВО «СИАМ»	662
Колтышев А.В. Методы прогнозирования финансового состояния нефтегазового комплекса	664
Кравченко Е.А. Аутсорсинг в бурении и капитальном ремонте скважин в томской области на примере «Буровой сервисной компании «ГРАНД»	671
Кравченко Е.А. Экологические фонды как механизм ликвидации последствий на завершающих этапах отработки месторождений нефтегазовой промышленности	674
Кривошеина О.И., Филиппова Е.О. Клинико-экономическая оценка консервативного лечения эндотелиально-эпителиальной дистрофией роговицы	675
Красильников Г.Ю. Организация системы экологической безопасности при транспортировке нефти и нефтепродуктов автотранспортом	677
Куприянова О.С. Экономическая оценка воздействия нефтяного месторождения на окружающую среду	679
Ли Цуньи Динамика запасов, добычи и цен меди в Китае	681
Лунёв А.А. Анализ экономической эффективности инновационных решений при эксплуатации нефтяных скважин	683
Макашева Ю.С., Ремняков В.В. Адаптивность персонала к инновационным изменениям (на примере нефтегазового производства)	685
Нехода Е.В., Маковеева В.В. Институционализация корпоративной социальной политики: теория и практика российских компаний нефтегазового комплекса	689
Мишунина А.С. Составление ресурсной сметы на рекультивацию нарушенных земель при строительстве разведочной скважины на примере месторождения холмисто-таежного района средне-сибирского плоскогорья	692
Наумкина А.О., Глызина Т.С. Пути совершенствования кадровой политики на предприятии	695

нефтегазового комплекса (на примере АО «Транснефть – Центральная Сибирь», г. Томск).....	697
Надымов С.В. Анализ экономической эффективности применения программы ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром».....	697
Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г. Перспективы освоения гелиевых ресурсов газовых месторождений Восточной Сибири	701
Коновалова К.А., Носова М.А. Налог на добычу полезных ископаемых	703
Оспанов А.Т. Оценка воздействия производственной деятельности предприятия на окружающую среду..	704
Павлов М.Н. Анализ экономической эффективности прокладки газопровода методом тоннельного Дюкера.....	707
Парунин С.В. Проблема своевременной подготовки компетентных кадров для энергетической отрасли России.....	708
Парунин С.В. Развитие требований к менеджменту для энергетической отрасли России	710
Перфильева Я.А. Система мотивации в отраслевых решениях SAP HR (на примере «Сахалин Энерджи»).	713
Петрова К.О. Платность и закрытость геологической информации и другие проблемы освоения недр.....	715
Поленичкин В.С. Минимизация образования отходов производства промышленными предприятиями.....	717
Пудова Е.С. Возможности развития минерально-сырьевой базы углеводородного сырья в Российской Федерации.....	721
Рамазанов Д.С. Анализ эффекта от применения метода гидравлического разрыва пласта.....	723
Рамазанов Д.С. Оценка эффективности боновых заграждений для ликвидации аварийных разливов нефти при пересечении магистральным трубопроводом водных преград	725
Ростовщикова А.А. Роль государства в развитии инновационной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли.....	728
Ростовщикова А.А. Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии.....	729
Сайфамлюкова Т.Г., Стадникова Н.В., Кофанов С.А. Экономическое преимущество применения электроразведочной аппаратуры «скала 48», для определения технического состояния фундаментов зданий и сооружений на территории Сибири.....	733
Самохин Е.Г., Шарф И.В. программа разработки сланцевой нефти в республике Татарстан.....	736
Сафронова Е.В. Сокращение издержек на закуп материальных ресурсов ОАО «Сургутнефтегаз».....	738
Семиренко П.С. Технология химического заводнения на основе трехкомпонентной смеси АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов нефти.....	740
Сизов А.В. Супервайзинг экологических работ.....	742
Третьяков К.Н. Обязательства из договора на оказание услуг бурового супервайзинга.....	744
Соколова М.В. Автоматизация документооборота по учету скважинного оборудования с целью повышения эффективности трудовых ресурсов.....	746
Стоцкий В.В., Кочеткова О.П. Кадровая политика организации.....	748
Учкина К.Ю. Роль независимых нефтяных компаний в экономике Российской Федерации.....	751
Фам Ву Ань Организация управления персоналом нефтегазовой корпорации «Петровьетнам».....	753
Фам Ву Ань, Фам Тьен Танг Общая характеристика нефтегазовая группа «Petrovietnam».....	755
Холодюков А.И. Значение оценки финансового состояния для управления организацией.....	758
Худаяров Т.А. Анализ оценки экономической эффективности долот отечественного и зарубежного производителя при бурения нефтяных и газобых скважин.....	760
Худаяров Т.А. Автоматизация технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин с применением систем верхнего привода.....	762
Чевтайкина О.А. Экономика экологических рисков нефтегазового производства.....	766
Чередник К.В. Анализ свободных мощностей для импортозамещения.....	768
Чередник К.В. Распределение налогового бремени.....	769
Чубуков И.Ю. Инструменты регулирования освоения арктического шельфа.....	772
Шевяков К.С. Особенности грейдинговой системы оплаты труда в ОАО «Томскнефть» ВНК.....	775
Шестопалов А.О. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение игольско-талового месторождения.....	777

Section 21. GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

Bekker A.V., Khlebnikova E.S. CFD – Programme Für Analyse Der Arbeit Von Erdölchemischen Produktionsausrüstung	781
Berezovskiy Y.S., Gusev P.Y. Choosing of optimum technology of development field C Pk layers, containing high-viscosity oil with bottom water and gas cap	782
Bogdanov I.A., Altynov A.A. Comparison between mathematical models used for calculations of diesel fuel fractions cetane indexes	784
Bulgakova O.L. Analysis of gas compressor unit accident factors	785
Buzanov K. Development of technical and technological solutions for surface casing drilling in Dulisminskoye oilfield (Irkutsk region)	787
Chernikova T.Yu. Perspectives of specially protected site networks of Tomsk Oblast	789

Chubarov D.L. Estimation of relative spectral corrections in regional seismic station network (Kamchatka)	791
Do Thi Dung Son Doong - the world's largest cave in Vietnam	792
Doroshenko A.V., Sarsikeyev Y.Zh. Choice of rational structure of diesel generators for autonomous electric power supply of oil deposits	794
Dosytsheva E.A., Nurmakanova A.E., Boitschenko S.S. Prognostizierung der Schwefelsäurealkylierung von Isobutan mit Olefinen mit Mathematischen Modellen	796
Efstifeeva A.S. The geochemistry of underground water of East Kamchatka	798
Gubina K.A. Patterns of mercury distribution in bottom sediments vertical profiles ponds (Tomsk area)	800
Gusev P.Y., Berezovsky Y.S. Optimization of development of a sector of oil-gas condensate field X using and integrated field model	801
Kazhumukhanova M.Z. Trace elements in the Tazare coal field, Elbrus coal basin, Iran	803
Kirillova M.D. Kontrolle der Arbeit von Industriellen Katalytischen Reforming-Anlage A - 35 - 11/450 K Komsomolsker Raffinerie	804
Kochnev A.A. X-ray tomography in the study of rocks	806
Korovkin P.I., Cherenev S.S. History of oil industry in Russia	808
Kovnir A.A. Molche zur Zerstörungsfreien Inspektion von Pipelines	810
Mekh A.A. Use of the F-radiography method in research of biological objects	811
Mikitenko M.S. Numerical model of hydrogeological conditions for calculation of underground freshwater reserves of the Stolbovoe oil field	812
Nazarova G.Y., Kiseleva S.V. Determination of structural-group composition of catalytic cracking raw materials and products for development of mathematical model	815
Ogunlana A. Corporate social responsibility of Nigeria and Russia: A case study of Shell company	817
Perminova T.A. Bromine distribution in human organisms	819
Pham Tien Thang The influence of succinimide additives on high-oil compositions	820
Pronevich A.YU., Belozertseva N.E. Application of distillates catalytic hydrodewaxing mathematical model	821
Samigullin V.D. Hardness spreading parameters for pipeline condition assessment	823
Sayitov S.S., Tsoy V.D. Siliceous metasomatism in gold deposits of Western Uzbekistan	825
Tataurshchikov A.A. Reverse kinetic problem for diesel fraction hydrotreating process	827
Teterin E.A. Karst development in Cambrian limestones	829
Tikhonova S.A., Tikhonova Sv.A. Application of time-domain electromagnetic sounding for drainage brine landfill monitoring	830
Tribunskiy Y.V. Automated design of stirred vessels and its 3d parametric modeling	832
Vahrameeva N.V. Sorbensherstellung durch Tablettierung	834
Vishenkova D.A. Indirect electrochemical determination of heparin in pharmaceuticals	835

Круглый стол. ПАТРИОТИЗМ. МОЛОДЕЖЬ. СОВРЕМЕННОСТЬ (К 70 – ЛЕТИЮ ВЕЛИКОЙ ПОБЕДЫ).

Иванова Г.М. Патриотическое воспитание молодежи на примере Подвигов Национальных Героев России.....	838
Коготкова Е. С. Во имя чего я сражалась с фашизмом?.....	842
Анисимов А. В. Что знают студенты о Великой Отечественной войне? (По итогам социологического опроса).....	844
Епихин А. В., Анисимов А. В., Каминский Е. Ю., Дериглазова М.А., Зайцева Д. И. Что значит для современной молодежи Родина? (По итогам социологического опроса).....	851
Кандаловская М. И., Кон Е. А. Историческая память о Великой Отечественной войне 1941 – 1942 гг.	853
Каминский Е. Ю., Воротило М. К. Знают ли студенты о фашизме и чем грозил фашизм народам России и человечеству? (по итогам социологических исследований).....	856
Любятинская М. П., Епихин А. В., Анисимов А. В., Казина В. В. Десятилетний опыт молодежно-патриотического центра ТПУ «Отечество» в работе по нравственно-патриотическому воспитанию молодежи.....	859
Солоха А. Н., Попов А. А. Опыт организации и методы деятельности отряда «Звезда» по проведению историко-патриотической работы среди студентов.....	869
Жарова Т. Ю., Аксенов С. Н., Казина В. В., Зеленова Е. С., Головачева Ю. И. Организация работы студенческого отряда «Память» по восстановлению мемориала погибшим воинам – томским политехникам в Смоленском сражении по защите г. Москвы.	871
Епихин А. В., Ковалев М. К. Важность разработки новых методов воспитания патриотизма при подготовке студентов и молодых ученых.....	874
Любятинская М. П., Казина В. В., Епихин А. В., Анисимов А. В., Зенкина З. Н., Жарова Т. Ю., Головачева Ю.И., Филимоненко Е. А., Соктоев Б. Ф. Многолетний опыт проведения студентами и	877

аспирантами МПЦ «Отечество» ТПУ областных и университетских олимпиад «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне» как важный фактор воспитания гражданского самосознания.....	
Казина В. В., Филимонок Е. А., Соктоев Б. Ф., Алиев Ф. Р., Воротило М. К. Опыт организации молодежных творческих конкурсов «Подвиг Героя бессмертен!» как воспитания патриотизма на примере подвигов Героев России.....	880
Епихин А. В., Иванова Г. М. Вклад томичей в Великую Победу над фашизмом.	885
Иванова Г. М., Игнатова Т. Н. Подвиг и бессмертие.....	895
Бучельников В. С. Самопожертвование Героев Великой Отечественной войны. Воздушные и наземные тараны советских Героев.....	900
Каминский Е. Ю. Подвиг семи 18-летних дважды Героев Советского Союза.	904
Головачева Ю. И. Жизни, отданные Родине (о Национальной Героине России – Зое Космодемьянской и ее брате Александре).....	914
Каминский Е. Ю. Баллада об отце-Герое Сталинградской битвы	916
Иванова Г.М., Епихин А. В. Сила человеческого духа (о Национальном Герое Франции и Герое Советского Союза В. В. Порики).....	919
Жарова Т. Ю., Аксенов С. Н. Подвиг Героя бессмертен!	922
Алиев Ф. Р. Атака века! (О Герое Советского Союза А. И. Маринеско, лучшем воине-профессионале Второй мировой войны).....	924
Тихонова Св. А., Тихонова Сах. А. Памяти павших будьте достойны!	928
Чаплин И. Е. Бессмертный гарнизон (о Героях Брестской крепости).	930
Курманбай А. К. Косенков Иван Васильевич – Герой из Казахстана.	934

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова
студентов и молодых ученых

II Том


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 2015. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru

Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ



Вход в Центр

политехнического университета при поддержке НК «ЮКОС» был открыт Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела. Обучение в Центре проводится на основе магистерских программ шотландского университета Heriot-Watt (Шотландия, г. Эдинбург). Центр осуществляет подготовку специалистов по трем направлениям: Нефтяной инжиниринг (MSc in Petroleum Engineering), Геология нефти и газа (MSc in Reservoir Evaluation) и Технология нефти и газа (MSc in Oil and Gas Technology). Обучение в Центре проходит в течение 12 месяцев и дает слушателям

В последнее время крупнейшие нефтяные компании мира ставят перед собой ряд вопросов, решение которых будет способствовать развитию отрасли: интенсификация добычи нефти, развитие технологий добычи и др. Все больше внимания уделяется качеству образования работников, уникальности их знаний и пониманию процессов, происходящих на рынке нефти. Появление новых технологий на нефтедобывающих предприятиях требует участия специалистов, обладающих комплексными знаниями. В связи с этим, в сентябре 2001 года на базе Томского



Лекция

интегрированные знания и навыки командной работы, что является необходимым условием для успешной карьеры в современной нефтегазовой промышленности.

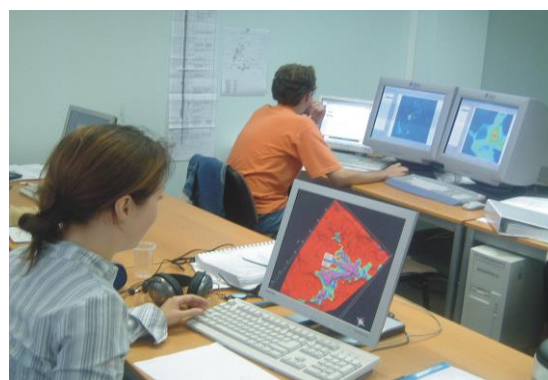
Лекции читаются на английском языке профессорами Эдинбургского университета, а также аккредитованными преподавателями Центра. После завершения программ слушатели приобретают образование международного стандарта, степень магистра университета Heriot-Watt и диплом о профессиональной переподготовке Томского политехнического университета. Каждая



Студенты в библиотеке

магистерская программа состоит из 4-х семестров, во время которых слушатели посещают лекционные и практические занятия.

Обучение ведется по основным специальным дисциплинам: нефтепромысловая геология, геофизика, физика пласта, разработка месторождений, моделированию, технологии добычи, бурению и экономике. По каждой дисциплине студенты сдают письменные экзамены на английском языке. Знания, полученные в рамках теоретических модулей, затем реализуются на практике при выполнении группового проекта,



В компьютерном классе

главная цель которого – интеграция полученных знаний при работе с реальными промышленными данными. Студенты защищают свои групповые проекты перед экспертной комиссией. Имея все необходимое оборудование, Центр проводит видео–конференции с университетом Heriot–Watt в режиме реального времени. Поэтому в состав экспертной комиссии входят также и преподаватели из Эдинбурга. Более глубокие знания по выбранной специализации слушатели получают при работе над индивидуальными проектами, когда каждый студент проводит исследование по конкретной проблеме и по результатам работы подготавливает отчет. Индивидуальные проекты разрабатываются с учетом реальных проблем нефтяных и газовых месторождений.

Данная исследовательская работа является эквивалентом магистерской диссертации. Центр имеет современное техническое оснащение – более



**Зал 3D-визуализации.
Защита геологами дипломных работ**

150 персональных компьютеров, 5 рабочих станций SUN и единственный в Сибири зал 3D–визуализации. Данный зал используется в учебном процессе и позволяет наглядно продемонстрировать модель месторождения в трехмерном пространстве. Для практической работы Центр располагает грантами на использование специализированного программного обеспечения: Schlumberger GeoQuest, Landmark Graphics, EPS, Bentley, Aspen Technology.

Для студентов и преподавателей в Центре имеется своя библиотека, где собрана учебная литература по основным модулям, которые читаются во время обучения. Информация представлена на бумажных носителях, видеокассетах и компакт–



**Вручение дипломов магистрам в
Британском посольстве**

дисках на русском и английском языках. Кроме этого, Центр располагает периодическими специализированными изданиями и справочной литературой. Библиотека постоянно пополняется новинками.

На сегодняшний день уже третий набор слушателей готовится к получению магистерских дипломов. Выпускники Центра прошлых лет уже проявили себя как опытные и высококлассные специалисты в различных компаниях нефтяного сектора. Качественные знания и системность мышления делают выпускников конкурентоспособными на рынке труда.



**Выпускники ЦППСНД в посольстве
Британии**

**Обучение в ЦППСНД ТПУ по магистерским программам
шотландского университета**

Heriot-Watt

WWW.HW.TPU.RU



Лицензия на право образовательной деятельности
Серия А № 169066 от 01.06.2005.



**Инновационный
научно-образовательный**

ЦЕНТР

**подготовки специалистов
трубопроводного транспорта нефти и газа**

**Адрес: г.Томск, пр.Ленина, 2,
строение 5 (20 корпус ТПУ),
Россия, 634050.**

Телефон: +7(3822) 42-61-53,

Факс: +7(3822) 41-90-17.

E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

**Почтовый адрес:
г. Томск, пр. Ленина, 30,
ТПУ, Россия, 634050**



Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа



Инновационный научно-образовательный центр создан с целью подготовки для ведущих транспортных и нефтегазодобывающих компаний специалистов мирового уровня с исключительными компетенциями в области транспортирования и хранения нефти и газа

Научный руководитель: Рудаченко Александр Валентинович, доцент, кандидат технических наук, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа

О ЦЕНТРЕ

Центр создан на базе кафедры транспорта и хранения нефти и газа Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета и обеспечивает подготовку магистров по Double – Degree программе.

Центр обладает современными мультимедийными классами, научно-исследовательскими лабораториями, конференц-залом с системой 3D-визуализации.

Учебный процесс проходит с использованием самого современного оборудования и программных продуктов: программы CFD, AUTODYN, LS-DYNA, Turbo Tools, Parallel processor, Spider Project, Fluent, стенд гидравлический универсальный ТМЖ 2, стенд «Гидродинамика», А1040М ПОЛИГОН - низкочастотный ультразвуковой томограф, дефектоскопы, цифровая акустико - эмиссионная система Valen AMSY-5, тепловизор, вибродиагностическое оборудование, ультразвуковой сканер, система лазерной центровки валов, лазерный доплеровский измеритель скорости потока (ЛДИС) и многое другое.

ЦЕНТР ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ

- лабораторию гидрогазодинамики;
- лабораторию моделирования процессов трубопроводного транспорта углеводородного сырья;
- лабораторию технической диагностики оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию неразрушающих методов контроля;
- лабораторию трубопроводно-строительных материалов;
- лабораторию геодезического обеспечения строительства нефтегазопроводов и хранилищ;

- лабораторию оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию противокоррозионной защиты;



- лабораторию проектирования газонефтепроводов и хранилищ;
- лекционные аудитории;
- компьютерные и мультимедийные классы;
- кабинеты курсового проектирования.



Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

ОБУЧЕНИЕ В ЦЕНТРЕ

Обучение проходит по очной форме продолжительностью 2 года. Первый учебный год предполагает обучение по магистерской программе ТПУ «Надежность газонефтепроводов и хранилищ». Параллельно проводятся интенсивные языковые курсы, чтобы подготовить будущих магистров ко второму году обучения.

Обучение на втором курсе выполняется по методическим разработкам University of Calgary по магистерской программе Pipeline Engineering. Занятия проводятся на английском языке профессорами университета Калгари и преподавателями Томского политехнического университета, прошедшими специальную стажировку в Канаде.



Слушатели Центра, при успешном окончании обучения, получают степень магистра соответствующей специальности университета Калгари и диплом магистра ТПУ, что гарантирует им трудоустройство в компаниях нефтегазовой отрасли и проектных институтах.



Преподавательский состав – 15 человек, в том числе: 2 профессора, доктора технических наук и 8 доцентов, кандидатов технических наук.

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Структура программы подготовки:

- теоретическая подготовка: 3 сем.- 756 часов аудиторных занятий;
- самостоятельная работа магистра: 3 сем. – 1170 часов;
- научно-исследовательская работа: 3 сем. – 774 часа;
- научно-исследовательская практика – 216 часов;
- подготовка и защита магистерской диссертации: 1 сем. – 1080 часов.

Всего: специализированной подготовки – 3996 часов.

Дисциплины направления магистерской программы:

- современные проблемы науки;
- история и методология науки;
- компьютерные технологии в науке и образовании;
- философские проблемы естественных, гуманитарных и технических наук;
- мировая экономика нефтегазовых ресурсов;
- финансово-экономический анализ нефтегазовых проектов;
- основы ресурсо- и энергосберегающих технологий углеводородного сырья;
- современные представления о нефтяных дисперсных системах;
- физико-химические методы исследования материалов, реагентов и углеводородных систем;
- автоматизация управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами;
- иностранный язык.

Специальные дисциплины магистерской подготовки:

- мониторинг оборудования трубопроводного транспорта;
- компьютерные технологии решения задач трубопроводного транспорта;
- автоматизация проектирования систем трубопроводного транспорта;

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

- прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ;
- алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов.



Требования к кандидатам:

- средний балл по диплому не менее 4,5;
- профессиональная ориентированность в области технических наук (механика, гидравлика, сопротивление материалов, основы конструирования, сварка, технология металлов и конструкционных материалов);
- способность к обучению и переобучению;
- знание английского языка;
- мобильность;
- знание компьютера;
- возраст до 35 лет.



ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- сочетать в себе углубленные знания по теории надежности технологического оборудования с учетом динамических, гидромеханических и термодинамических процессов при его эксплуатации;
- владеть современными компьютерными средствами группового и индивидуального проектирования газонефтепроводов и хранилищ с использованием геоинформационных технологий;
- проводить нестандартные расчеты по оптимизации технологических режимов транспортирования нефти и газа с учетом эксплуатационных параметров оборудования газонефтепроводов и хранилищ;
- в совершенстве владеть методами моделирования сложных гидродинамических процессов, выбирать оптимальные технологические режимы перекачки нефти и газа и параметры трубопровода с учетом профиля трассы;
- знать современные системы технического обслуживания и ремонта оборудования газонефтепроводов и направления их дальнейшего развития;
- в совершенстве владеть иностранным языком.

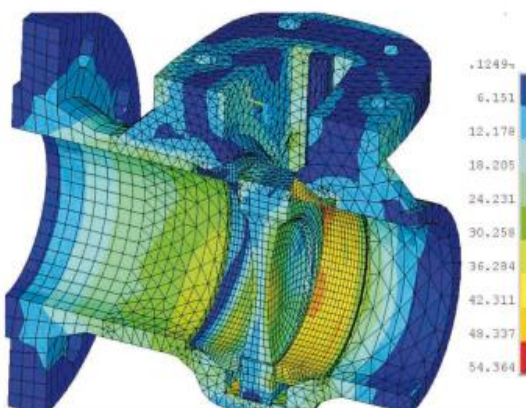
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

- способность проводить сложные аналитические расчеты по анализу динамических, гидравлических и термодинамических характеристик оборудования трубопроводного транспорта;
- умение пользоваться сложным современным экспериментальным оборудованием при исследовании процессов, влияющих на эксплуатационные и прочностные характеристики газонефтепроводов и хранилищ;
- владение современными методами группового проектирования объектов трубопроводного транспорта с использованием автоматизированных систем управления проектами;
- знание современных методов повышения надежности оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа на этапах проектирования и эксплуатации;
- умение работать в команде.

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

- диагностика, оценка и прогноз технического состояния трубопроводов и насосно-компрессорного оборудования с использованием вибродиагностического и тепловизионного оборудования;



- исследование и оценка коррозионного состояния трубопроводов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода и оборудования (применяются экспериментальные методы и методы численного моделирования с использованием методов конечных элементов);
- повышение надежности технического состояния трубопроводов;
- разработка новых типов природных сорбентов для локализации и утилизации аварийных разливов нефти;
- прикладные и фундаментальные, численные и экспериментальные исследования в ламинарных и турбулентных, прямооточных и закрученных потоках жидкостей и газов в трубопроводах со сложной границей области движения рабочей среды.



ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА ПО НАУЧНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ И ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ:

- ОАО «АК «Транснефть»;
- ОАО «Газпром»;
- ООО «Стройтрансгаз»;
- ООО «Сибтрубопроводстрой»;
- ООО «Старстрой»;
- ОАО «Гипротрубопровод»;
- ОАО «ВНИИСТ»;
- ТомскНИПИнефть;
- Университет г. Калгари (Канада);
- Институт нефти и природного газа университета г. Мишкольц (Венгрия);
- Институт турбулентности г. Марселя (Франция);
- Институт нефти и газа г. Парижа (Франция);
- Институт технической теплофизики НАН Украины;
- Европейская организация исследований вопросов промышленной теплотехники МАТЭК (Словакия, Италия, Голландия, Германия, Украина).



КОНТАКТЫ:

634050, Россия, г.Томск, пр.Ленина, 2,
строение 5 (20 корпус ТПУ).

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Тел.: +7(3822) 42-61-53,
Факс: +7(3822) 41-90-17.
E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

Почтовый адрес:
634959, Россия, г. Томск,
пр. Ленина, 30, ТПУ.



ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Международный инновационный
научно-образовательный центр

«Урановая геология»



Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»



Цель создания центра:

подготовка элитных специалистов в области геологии, поисков и разведки месторождений руд редких и радиоактивных элементов для минерально-сырьевого уранового комплекса России, высококвалифицированных геологов, подготовленных к профессиональной деятельности с учетом современных рыночных отношений и наукоёмких технологий.

Руководитель: Рихванов Леонид Петрович, профессор, доктор геолого-минералогических наук, Заслуженный геолог РФ, Заслуженный деятель науки РФ

СТРУКТУРА МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА «УРАНОВАЯ ГЕОЛОГИЯ»

- Учебно-научная лаборатория оптической и электронной микроскопии
- Учебно-научная лаборатория изотопной спектроскопии
- Учебно-научная лаборатория геотехнологии
- Учебно-научная лаборатория микроэлементного анализа
- Учебно-научная лаборатория ядерно-геохимических исследований

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ» (Срок обучения: 2 года. Степень: магистр геологии)

Необходимость реализации магистерской программы «Геология, поиски и разведка руд редких и радиоактивных элементов» вызвана **потребностью отечественных и зарубежных компаний, занимающихся разработкой урановых и редкометалльных месторождений в специалистах, умеющих интегрировать весь комплекс доступных данных по месторождениям урана (геохимия, минералогия, ядерная геофизика, радиогидрогеохимия и гидрогеология и др.):**

- для прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений урана и редких элементов на основе системного анализа всех совокупных данных по минералого-геохимическим, геофизическим и другим характеристикам объектов;
- для создания моделей формирования урановых и редкометалльных месторождений и обоснования способа их отработки с максимальной эффективностью и наименьшим воздействием на окружающую среду.

Подготовка специалистов нового уровня основана на реализации следующих основных принципов:

- **принцип элитарности:** набор лучших из 12 вузов России;
- **принцип элитарности научных, инженерных и педагогических школ:** 40-летний опыт подготовки геологов-редкометаллургов; привлечение ведущих специалистов России и Мира для чтения мастер-курсов;



- **принцип уникальности образовательных программ и технологий с использованием мировых информационных ресурсов и HiTek оборудования:** ядерный реактор, альфа-и гамма-спектрометры, электронные и оптические микроскопы и анализаторы, коллекции минералов и руд всего Мира;

- **принцип стратегического партнёрства:** ООО «Компания «Базовый элемент» («БазЭл»), Университет Нанси (Франция), ФГУП «Урангео», Россия, производственные компании «Казатом-пром», Казахстан и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПОДГОТОВЛИВАЕМЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- Наши выпускники умеют то, что не умеют выпускники потенциальных конкурентов. Наши выпускники приносят в компании уникальные компетенции.
- Создают модели месторождений.
- Разрабатывают прогнозно-поисковые критерии и признаки для выявления месторождений на основе моделирования.
- Выбирают и обосновывают технологии эксплуатации на основе использования численных методов моделирования миграции радионуклидов и формирования месторождений урана (3D - визуализация).
- Подготавливают ТЭО проектов разработки месторождений в соответствии с международными стандартами.
- Умеют получать новую минералого-геохимическую информацию с использованием современных ядерно-физических методов, в том числе на базе ядерного реактора.

- Управление проектами – менеджмент.
- Свободно владеют английским языком.



КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, К РЕШЕНИЮ КОТОРЫХ ПОДГОТОВЛЕНЫ ВЫПУСКНИКИ:

- Поиски, разведка, геолого-экономическая оценка и разработка месторождений радиоактивного и редкометалльного сырья.
- Поиск и подбор максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях.

- Создание модели месторождения. Моделирование для оценки запасов руд и выбора кондиционных параметров.
- Разработка прогнозно-поисковых моделей различных геолого-промышленных типов месторождений.

ОСНОВНЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Первый год обучения в магистратуре включает изучение дисциплин общего направления, предусмотренных для этой специальности требованиями ГОС ВПО Министерства образования и науки РФ.

Второй год обучения предусматривает обучение по дисциплинам узкой специализации с прохождением научно-исследовательской и производственной практик в одной из урановодобывающих компаний.

- Минералогия радиоактивных элементов;
- Геохимия радиоактивных элементов;
- Промыленно-генетические типы месторождений радиоактивных элементов. Металлогения;
- Радиогидрогеология и гидрогеохимия;
- Методы исследования радиоактивных руд;
- Геофизические методы при разведке и разработке урановых месторождений;
- Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии;
- Рациональная методика прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений руд, редких и радиоактивных элементов;
- Технично-экономическое обоснование проектов разработки месторождений по международным стандартам;

- Геотехнология добычи урановых руд;
- Основы технологии и переработки ядерных сырьевых материалов;
- Технология бурения эксплуатационных скважин при отработке месторождений урана методом ПСВ;
- Гидродинамика флюидных систем и моделирование гидродинамических процессов;
- Численные методы моделирования геомиграции радионуклидов.



Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

НАУЧНАЯ ШКОЛА И ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКИЙ СОСТАВ

Международный инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов в области урановой геологии создаётся на базе кафедры Геоэкологии и геохимии ТПУ, которая ранее под названием «Кафедра Геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов» с 1956 года на протяжении 35 лет готовила специалистов для Первого Главка Министерства Геологии СССР, главной задачей которого было обеспечение страны урановым сырьём.

История создания кафедры уходит в далёкие 30-е годы, когда создавалась кафедра Месторождений полезных ископаемых. Она была открыта в 1931 году. Организатор и первый заведующий – член-корреспондент АН СССР **Ф.Н. Шахов**.

В 1954 году из состава кафедры месторождений полезных ископаемых была выделена в связи с открытием специализации по геологии редких и радиоактивных элементов (приказ Мингео СССР от 29.09.1954 г.) кафедра геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов (зав. кафедрой профессор В.К. Черепнин).

С 1956 г. по 1997 гг. по урановому профилю было выпущено 756 специалистов-редкометаллыщиков, в т.ч. 61 чел. получили дипломы с отличием.

Таким образом, за этот период времени сложился коллектив преподавателей и выпускников, знающих урановую геологию, умеющих решать как тактические, так и стратегические задачи.

На кафедре сформировалась общепризнанная школа по урановой геологии и геохимии, имеющая традиции, опыт работы и, сравнительно молодые кадры, способные вести подготовку геологов-уранщиков на новом качественном уровне.



Подготовку специалистов в Центре осуществляют доктора наук, профессора (9) и доценты, кандидаты наук (4) Томского политехнического университета, а также ведущие ученые Российской академии наук, специалисты с предприятий, зарубежных вузов.

МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Центр располагает самым современным компьютерным, мультимедийным и уникальным лабораторным оборудованием. Здесь представлены:

- сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа;
- спектрофотометр «Флюорат-02 Панорама» с приставкой «Крио-2»;
- хроматограф «Хроматэкс-Кристалл 5000»;
- лабораторный микроскоп Axioskop 40 с системой анализа изображений;
- ртутный анализатор РА-915;
- лабораторный альфа-спектрометр;
- спектрометр для нейтронно-активационного анализа на основе аналогового модуля NIM;
- портативный гамма-спектрометр GS-512;
- переносной радиометр-спектрометр РСУ-01 «Сигнал М»;
- микроскопы серии «ПОЛАМ» разного типа;
- аппаратура для рентгеноструктурного анализа «ДРОН-3»;
- лазерный анализатор вещественного состава «LMA-10» с приставкой МААС;



- полевые гамма-спектрометры: РКП-305, РКП-305М;
- РЗА-4А – измеритель концентрации радона;
- стационарные (лабораторные) гамма-спектрометры «РУТ»;
- термолуминесцентные дозиметры разных типов и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

В учебном процессе по подготовке специалистов для урановой отрасли используются уникальные коллекции минералов и руд различных типов урановых и редкометалльных месторождений бывшего СССР, которые хранятся в специально оборудованном хранилище общей площадью 20 м². Этот коллекционный фонд насчитывает около 2000 образцов (аналогов в России нет).



Кроме того, в подготовке специалистов для урановой отрасли будет задействована ядерно-геохимическая лаборатория базовой кафедры, размещенная на площадях **Исследовательского ядерного реактора** Томского политехнического университета, активно используемая как современный инструмент подготовки специалистов для урановой геологии и проведения научных исследований в области разработки радиохимических методов прогнозирования и поисков руд редких и радиоактивных элементов.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА

Вузы, академические и отраслевые институты:

- Университет Анри Пуанкаре (Нанси-1), Франция
- Университет Париж-11 (Орсей, Франция)
- Российский государственный геологоразведочный университет (Москва)
- Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ) РАН
- Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья (ВИМС) МПР
- Всероссийский научно-исследовательский геологический институт (ВСЕГЕИ) МПР
- Институты СО РАН (Новосибирск, Улан-Удэ, Иркутск, Чита)

Государственные и частные компании:

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ФГУП «УРАНГЕО РФ» и его дочерние предприятия в Новосибирске «Берёзовгеология», Иркутске «Сосновгеология» и др.
- «Урановый холдинг АРМЗ» (ОАО «Атомредметзолото»)
- Национальная атомная компания «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)
- РОСАТОМ и его предприятия «Горнорудная урановая компания ТВЭЛ»
- «AREVA» (Европейский урановый консорциум)
- «ВНР» (Австралия) и др.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ КЛИЕНТЫ ЦЕНТРА

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ОАО «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)

- ОАО «Урановая горнорудная компания» РОСАТОМА
- ФГУП «УРАНГЕО» (МПР РФ)

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

Слушатели обеспечиваются комфортабельным общежитием и стипендией.

Заклучившим контракт с предприятием, предполагается выплата стипендии размером 300 евро.

По окончании гарантируется трудоустройство и достойная оплата труда.

